

CLAUDIO PAIVA DE PAULA

**EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA - ASPECTOS PRÁTICOS E
METODOLÓGICOS, COM ÊNFASE NA OPÇÃO TERMOELÉTRICA**

VOLUME I - RELATÓRIO

**Dissertação apresentada ao
Programa Interunidades de
Pós-Graduação em Energia
(Instituto de Eletrotécnica e Energia/
Escola Politécnica/ Instituto de Física/
Faculdade de Economia e Administração)
da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de
Mestre em Energia**

São Paulo

1997

CLAUDIO PAIVA DE PAULA

EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA - ASPECTOS PRÁTICOS E
METODOLÓGICOS, COM ÊNFASE NA OPÇÃO TERMOELÉTRICA

Dissertação apresentada ao
Programa Interunidades de
Pós-Graduação em Energia
(Instituto de Eletrotécnica e Energia/
Escola Politécnica/ Instituto de Física/
Faculdade de Economia e Administração)
para obtenção do título de
Mestre em Energia

Área de Concentração: Energia

Orientador:

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo

1997

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Ildo Luís Sauer pela amizade e incansável incentivo à complementação dos trabalhos acadêmicos.

Ao Prof. Dorel Soares Ramos pelo expressivo apoio, colaboração e orientação, sem a qual seria impossível a elaboração do presente trabalho.

Aos colegas da **CESP**, notadamente o Ennes, Castro, Barillari, Vieira, Negri, Chaves, Godoy, Kamimura e Praça, que sempre contribuíram com fidalguia e presteza às solicitações de auxílio e cooperação.

À **CESP**, que me proporcionou os meios para que pudesse realizar este período de estudo, treinamento e formação.

À família enfim, que soube compreender este meu desejo extemporâneo de voltar aos bancos escolares.

SUMÁRIO

Índice	i
Lista de Tabelas	ix
Lista de Figuras	xii
Resumo	xiii
Abstract	xiv

ÍNDICE

VOLUME I - RELATÓRIO

Capítulo 1 - Introdução	1
1.1 - Preâmbulo	1
1.2 - Motivação/Relevância do Tema Escolhido	6
1.3 - Objetivos Almejados	6
1.4 - Estruturação dos Trabalhos	7
1.5 - Resultados Previstos	10
Capítulo 2 - O Sistema Elétrico Interligado	12
2.1 - Análise do Plano Decenal de Expansão	12
2.1.1 - Generalidades	12
2.1.2 - Tendências Observadas na Expansão	14
2.1.3 - Análise por Sistema	15
2.1.4 - Análise das Interligações	16
2.2 - Análise do Plano Quinquenal de Expansão	17
2.3 - Evolução dos Contingenciamentos da Expansão	20
2.3.1 - Análise da Demanda	20
2.3.2 - Condicionantes na Oferta de Energia	24
2.3.2.1 - Capital	24
2.3.2.2 - Meio Ambiente	28
2.3.2.3 - Aspectos Operacionais de Centrais de Geração	29
2.4 - Sensibilidade à Expansão Térmica	31
2.4.1 - Evolução da Oferta Termoelétrica	31
2.4.2 - Evolução de Participação da Termoeletricidade - Exemplo do Gás Natural	34
Capítulo 3 - Análise Político Institucional da Expansão do Parque Gerador	37
3.1 - A Situação da Expansão nas Empresas do Sistema Interligado	37
3.1.1 - A Lei Itaipu	37
3.1.2 - Políticas de Expansão Praticadas	39
3.2 - A Política Neo Liberal - Globalização da Economia	43

3.3 - Os Primeiros Impactos no Setor Elétrico	44
3.4 - A Colocação do Setor no Plano de Desestatização	48
3.5 - Os Modelos de Privatização Adotados	50
3.6 - O Novo Modelo de Gestão do Setor Elétrico	51
3.6.1 - Proposta de Mudança - Objetivos e Condicionantes	51
3.6.2 - Mecanismos de Implementação do Novo Modelo	52
3.6.3 - Definições Básicas	52
3.6.4 - Operacionalização do Modelo de Comercialização	54
3.6.5 - Procedimentos para Transição	55
3.7 - Possíveis Reações do Setor aos Modelos	56
3.8 - Medidas Imprescindíveis para o Funcionamento do Sistema	58
Capítulo 4 - Produção Independente de Energia Elétrica	61
4.1 - Mercado do Produtor Independente de Energia Elétrica	61
4.2 - Venda a Concessionários de Geração - Caso A	64
4.3 - Venda a Concessionários de Distribuição - Caso B	65
4.4 - Venda Direta no Mercado Livre - Caso C	67
4.5 - Venda ao Setor Elétrico - Caso D	68
4.6 - Impactos no Setor Elétrico	68
Capítulo 5 - A Presença da Termoeletricidade no Sistema Interligado	70
5.1 - Estatísticas de Participação da Termoeletricidade	70
5.2 - Estudos de Implantação de Termoelétricas	72
5.3 - Operação Hidro-Térmica Integrada	73
5.4 - Benefícios em Condições de Incerteza	74
5.5 - Sinergismo entre Modalidades de Geração	76
Capítulo 6 - Complementação Térmica do Sistema	77
6.1 - Integração da Termoeletricidade	77
6.2 - Energia Secundária	78
6.3 - Energia Garantida de um Sistema Hidrotérmico	82
6.4 - Complementação Térmica no Sistema Interligado	85
6.5 - Integração de Recursos Hídricos e Térmicos	88
6.6 - Combustíveis e Usinas Apropriadas	91
Capítulo 7 - Oferta de Energéticos Acoplados a Sistemas Autônomos	92
7.1 - Generalidades	92
7.2 - Derivados e Setor Petróleo	93
7.3 - Gás Natural e Projetos Integrados	97
7.3.1 - Generalidades - Gás Natural no Brasil	97
7.3.2 - Integração de Centrais Termoelétricas no Projeto Gasoduto Bolívia-Brasil	99
Capítulo 8 - Potencial dos Combustíveis para Termogeração	102

8.1 - Generalidades	102
8.2 - Derivados de Petróleo	109
8.2.1 - Aspectos Gerais	109
8.2.2 - Atendimento do Mercado Nacional de Petróleo	114
8.2.3 - Informações Complementares	115
8.3 - Gás Natural	116
8.3.1 - Generalidades	116
8.3.1.1 - Tópicos Gerais	116
8.3.1.2 - Panorama Atual	118
8.3.1.3 - Comercialização do Gás Natural	123
8.3.2 - Atendimento do Mercado Brasileiro de Gás Natural	126
8.3.2.1 - Reservas Brasileiras	126
8.3.2.2 - Ofertas de Gás Importado	129
8.3.2.3 - Consolidação de Ofertas	131
8.3.3 - Informações Complementares	134
8.4 - Carvão Mineral	134
8.4.1 - Tópicos Gerais	134
8.4.2 - Atendimento do Mercado Nacional de Carvão Mineral	138
8.4.2.1 - Generalidades	138
8.4.2.2 - Carvão Mineral Importado	140
8.4.3 - Informações Complementares	141
8.5 - Cogeração	143
8.5.1 - Generalidades	143
8.5.2 - Cogeração a Partir de Biomassa	146
8.5.3 - Cogeração a Partir de Combustíveis Fósseis	148
8.5.4 - Estimativas dos Potenciais	151
8.6 - Conservação de Energia Elétrica	156
8.6.1 - Considerações Iniciais	156
8.6.2 - Gerenciamento do Sistema pela Demanda	158
8.6.3 - Programa PROCEL - Resultados e Potenciais	159
8.7 - Nuclear	162
8.8 - Considerações Finais	167
8.8.1 - Generalidades	167
8.8.2 - Condicionantes na Localização das Expansões	173
8.8.3 - Conclusões	174
Capítulo 9 - Análise da Expansão da Oferta	175
9.1 - Metodologia de Análise Empregada pelo Setor Elétrico	175
9.1.1 - Expansão dos Sistemas de Geração	175
9.1.2 - Risco de Déficit	176
9.1.3 - Análise Marginal	177
9.2 - Metodologia Utilizada na Análise dos Benefícios da Complementação Térmica no Sistema Interligado	181
9.2.1 - Modelos de Simulação	181
9.2.1.1 - Simulação da Expansão	181
9.2.1.2 - Simulação da Complementação Térmica do Sistema	189
9.2.2 - Parâmetros de Análise das Expansões	197
9.2.2.1 - Horizontes de Análise	197
9.2.2.2 - Demanda Representada	198
9.2.2.3 - Alternativas de Geração	199
9.3 - Operacionalização das Condições de Atendimento	200

9.4 - ESTRATÉGIAS DE EXPANSÃO	202
9.4.1 - Generalidades	202
9.4.2 - Expansão com Ênfase em Hidroeletricidade	204
9.4.3 - Expansão com Ênfase em Termoeletricidade	205
9.4.3.1 - Construção da Alternativa	205
9.4.3.2 - Oferta na Região Sul	208
9.4.3.3 - Oferta na Região Sudeste	209
9.4.3.4 - Oferta na Região Norte	211
9.4.3.5 - Oferta na Região Nordeste	212
9.4.3.5 - Final	214
9.4.4 - Consolidação dos Casos Apresentados - Expansão de Referência	216
9.5 - AVALIAÇÃO DOS BENEFÍCIOS DA TERMOELETRICIDADE EM COMPLEMENTAÇÃO	219
9.5.1 - Apresentação da Situação	219
9.5.2 - Critérios Adotados nas Análises	220
9.5.3 - Resultados das Avaliações do Desempenho da Complementação Térmica	224
9.5.4 - Avaliação das Alternativas de Expansão	229
<i>Capítulo 10 - Final</i>	231
10.1 - Conclusões do Trabalho	231
10.2 - Recomendações do Estudo	234
<i>Referências Bibliográficas</i>	237

VOLUME II - ANEXOS

ANEXO A - ALTERNATIVAS DE INTEGRAÇÃO DO GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL AO SISTEMA INTERLIGADO

- A.1 - 1ª Alternativa: Contrato “take-or-pay” Monômio com Consumidores Pulmão**
- A.2 - 2ª Alternativa: Contrato “take-or-pay” Binômio, com Consumidores Pulmão**
- A.3 - 3ª Alternativa: Contrato “take-or-pay” com Armazenamento de Gás Natural**
- A.4 - Conclusões**

ANEXO B - INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE DERIVADOS DE PETRÓLEO

- B.1 Previsões de Suprimento**
 - B.1.1 Curto Prazo
 - B.1.2 Longo Prazo
- B.2 Análise de Óleos Ultraviscosos**
 - B.2.1 Produção e Consumo de Óleos Ultraviscosos
 - B.2.2 Oferta de Óleos Ultraviscosos

ANEXO C - DADOS E INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE GÁS NATURAL

- C.1 Características do Gás Natural Liquefeito - GNL**
- C.2 Previsões de Suprimento de Gás Natural**
 - C.2.1 Curto Prazo
 - C.2.2 Longo Prazo
- C.3 Oferta de Gás Natural Liquefeito - GNL**

ANEXO D - PREVISÕES DE SUPRIMENTO DE CARVÃO MINERAL

- D.1 Curto Prazo**
- D.2 Longo Prazo**

ANEXO E - COGERAÇÃO NO SETOR SUCROALCOOLEIRO

ANEXO F - INFORMAÇÕES SOBRE COMBUSTÍVEIS DE MENOR PARTICIPAÇÃO NO MERCADO

- F.1 - Petróleo Não Convencional**
- F.2 - Orimulsion**
- F.3 - Xisto Betuminoso**
- F.4 - Solar**
- F.5 - Energia do Lixo**

ANEXO G - RESULTADOS DE SIMULAÇÕES COM O MODPIN

G.1 - Simulações com Cenário Hidrológico Histórico

- G.1.1 - Expansão Determinística - Cenário 1 de Demanda
- G.1.2 - Expansão Determinística - Cenário 2 de Demanda
- G.1.3 - Expansão Critério MINIMAX - Cenário 1 de Demanda
- G.1.4 - Expansão Critério MINIMAX - Cenário 2 de Demanda
- G.1.5 - Sumário da Expansão pelo Critério SAVAGE - MINIMAX

G.2 - Simulações com Cenário Hidrológico Sistemáticamente Crítico

- G.2.1 - Expansão Determinística - Cenário 1 de Demanda
- G.2.2 - Expansão Determinística - Cenário 2 de Demanda
- G.2.3 - Expansão Critério MINIMAX - Cenário 1 de Demanda
- G.2.4 - Expansão Critério MINIMAX - Cenário 2 de Demanda
- G.2.5 - Sumário da Expansão pelo Critério SAVAGE - MINIMAX

ANEXO H - EXPANSÃO COM DESPACHO HIDROTÉRMICO OTIMIZADO - ALTERNATIVA COM ÊNFASE EM HIDROELETRICIDADE

H.1 - Resultados das Simulações - Usinas Termoelétricas Operadas com Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Normal

H.2 - Resultados das Simulações - Usinas Termoelétricas Operadas com Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Zerado

ANEXO I - EXPANSÃO COM DESPACHO HIDROTÉRMICO OTIMIZADO - ALTERNATIVA COM ÊNFASE EM TERMOELETRICIDADE

I.1 - Resultados das Simulações - Usinas Termoelétricas Operadas com Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Normal

I.2 - Resultados das Simulações - Usinas Termoelétricas Operadas com Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Zerado

ANEXO J - EXPANSÃO COM DESPACHO HIDROTÉRMICO OTIMIZADO - ALTERNATIVA CONSOLIDADA DE REFERÊNCIA

J.1 - Resultados das Simulações - Usinas Termoelétricas Operadas com Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Normal

J.2 - Resultados das Simulações - Usinas Termoelétricas Operadas com Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Zerado

VOLUME III - APÊNDICES

APÊNDICE 1 - SISTEMAS DE GERAÇÃO COM DERIVADOS DE PETRÓLEO

1.1 Usinas Térmicas Convencionais

1.2 Sistemas Híbridos - Repotenciamento/Modernização de Usinas em Operação

1.3 Usinas Convencionais com Motores Diesel a Óleo Residual

APÊNDICE 2 - SISTEMAS DE GERAÇÃO COM GÁS NATURAL

2.1 Turbinas a Gás de Serviço Pesado em Ciclo Simples

2.2. Turbinas a Gás em Ciclo Combinado

2.3 Usinas com Motores Multicombustíveis Diesel/Gás

APÊNDICE 3 - GERAÇÃO TERMOELÉTRICA COM CARVÃO MINERAL

3.1 Alternativas de Geração com Carvão Mineral

3.1.1 Usinas Convencionais a Carvão Pulverizado

3.1.2 Usinas a Leito Fluidizado Atmosférico

3.1.3 Usinas a Leito Fluidizado Pressurizado

3.1.4 Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado - IGCC

3.2 Novas Tecnologias de Combustão

3.3 Custos de Geração

3.4 Conclusões

APÊNDICE 4 - O PAPEL DA ENERGIA NUCLEAR

4.1 Energia Nuclear - Qualificação

4.2 O Papel da Energia Nucleoelétrica

APÊNDICE 5 - ESTUDO DE CASO: IMPLANTAÇÃO DE TERMOELÉTRICA A ULTRAVISCOSOS DE PETRÓLEO - A USINA DE PAULÍNIA DA CESP

5.1 Características da Termoelétrica Proposta

5.2 O RIMA Apresentado - Impactos Ambientais do Projeto

5.3 A Reação da Sociedade

5.4 Motivações na Aceitação ou Rejeição de Projetos

5.5 O Cancelamento do Projeto

5.6 Implantação de Projetos Polêmicos - Conclusões e Recomendações

APÊNDICE 6 - CARVÃO MINERAL - GERAÇÃO TERMOELÉTRICA A CARVÃO NO SUL OU EM SÃO PAULO

6.1 - Generalidades

6.2 - Expansão do Parque Termoelétrico

6.3 - Suprimento de Carvão Mineral a São Paulo

- 6.3.1 - Generalidades
- 6.3.2 - Carvão Nacional
- 6.3.3 - Importado

6.4 - Geração a Carvão no Sul

6.5 - Questão Ambiental

- 6.5.1 - Aspectos Gerais
- 6.5.2 - Emissões das Usinas Termoelétricas a Carvão
- 6.5.3 - Legislação de Meio Ambiente

6.6 - Tecnologias de Queima de Carvão

6.7 - Baixada Santista - Microlocalização de Empreendimentos de Geração

- 6.7.1 - Descrição do Local
- 6.7.2 - Localização CODESP
- 6.7.3 - Localização COSIPA
- 6.7.4 - Outras Localizações na Baixada
- 6.7.5 - Análise Ambiental

6.8 - Final

VOLUME I - LISTA DE TABELAS

- TABELA 2.1 - SISTEMA INTERLIGADO S/SE/CENTRO-OESTE - POTÊNCIA INSTALADA - 1995**
- TABELA 2.2 - MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA**
- TABELA 2.3 - MERCADO BRASILEIRO - CONSUMO DE ELETRICIDADE - ANÁLISE POR CLASSE DE CONSUMO**
- TABELA 2.4 - ÍNDICES ECONÔMICOS SIGNIFICATIVOS**
- TABELA 5.1 - BRASIL - GERAÇÃO BRUTA ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA**
- TABELA 6.1 - COMPORTAMENTO ENERGÉTICO DOS SISTEMAS INTERLIGADOS - ENERGIA VERTIDA TURBINÁVEL**
- TABELA 6.2 - REQUISITOS DE CARGA ELÉTRICA - BALANÇO DE ENERGIA - PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE DE BASE TÉRMICA**
- TABELA 6.3 - REQUISITOS DE CARGA ELÉTRICA - BALANÇO DE ENERGIA - TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE REGIÕES**
- TABELA 8.1 - ESTIMATIVAS DE DEMANDAS ANUAIS GLOBAIS DE ENERGIA**
- TABELA 8.2 - COMPARAÇÃO DE MATRIZES ENERGÉTICAS - 1992**
- TABELA 8.3 - RESERVAS MUNDIAIS DE PETRÓLEO**
- TABELA 8.4 - PRODUÇÃO MUNDIAL DE PETRÓLEO**
- TABELA 8.5 - PANORAMA DE PREÇOS DO PETRÓLEO**
- TABELA 8.6 - PETRÓLEO - EVOLUÇÃO DAS RESERVAS BRASILEIRAS**
- TABELA 8.7 - PETRÓLEO - RESERVAS BRASILEIRAS EM 1995**
- TABELA 8.8 - PARTICIPAÇÃO DO GÁS NATURAL - NAS MATRIZES ENERGÉTICAS**
- TABELA 8.9 - CONSUMO MUNDIAL DE GÁS NATURAL**
- TABELA 8.10 - PRODUÇÃO MUNDIAL DE GÁS NATURAL**
- TABELA 8.11 - RESERVAS MUNDIAIS DE GÁS NATURAL**
- TABELA 8.12 - COMÉRCIO INTERNACIONAL DE GÁS NATURAL**
- TABELA 8.13 - PRINCIPAIS IMPORTADORES DE GÁS NATURAL EM 1994**
- TABELA 8.14 - PRINCIPAIS EXPORTADORES DE GÁS NATURAL EM 1994**
- TABELA 8.15 - EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO GÁS NATURAL**

TABELA 8.16 - CONTRATOS DE FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL

**TABELA 8.17 - GÁS NATURAL - EVOLUÇÃO DAS RESERVAS
BRASILEIRAS**

TABELA 8.18 - GÁS NATURAL - RESERVAS BRASILEIRAS EM 1995

**TABELA 8.19 - GÁS NATURAL - PRODUÇÃO E VENDAS - MÉDIA DOS
ÚLTIMOS 12 MESES**

TABELA 8.20 - GÁS NATURAL - PROJEÇÕES

TABELA 8.21 - OFERTAS DE GÁS NATURAL IMPORTADO

**TABELA 8.22 - CONSOLIDAÇÃO DAS OFERTAS - DE GÁS NATURAL EM
2005**

**TABELA 8.23 - EXPANSÃO DA GERAÇÃO - MONTANTES DE GÁS
NATURAL ENVOLVIDOS**

**TABELA 8.24 - PANORAMA MUNDIAL DOS RECURSOS - EM CARVÃO
MINERAL - 1994**

**TABELA 8.25 - USINAS TERMOELÉTRICAS A CARVÃO MINERAL -
POTENCIAL ASSOCIADO ÀS RESERVAS MINERÁVEIS - À CÉU
ABERTO**

**TABELA 8.27 - CARVÃO MINERAL IMPORTADO - CARACTERÍSTICAS
SIGNIFICATIVAS**

**TABELA 8.28 - COGERAÇÃO NO SETOR INDUSTRIAL - ESTADO DE SÃO
PAULO - 1995**

**TABELA 8.29 - COGERAÇÃO NO SETOR SUCROALCOOLEIRO - ESTADO
DE SÃO PAULO - 1995**

**TABELA 8.30 - TERMOELETRICIDADE DE COGERAÇÃO EM 2000 -
EXCEDENTES POTENCIAIS DE DEMAIS SETORES INDUSTRIAIS**

**TABELA 8.31 - TERMOELETRICIDADE DE COGERAÇÃO EM 2010 -
EXCEDENTES POTENCIAIS DO SETOR SUCROALCOOLEIRO**

TABELA 8.32 - PROCEL - RESULTADOS ESPERADOS A CURTO PRAZO

TABELA 8.33 - PROCEL - METAS DE CONSERVAÇÃO PARA 2015

TABELA 8.34 - PROCEL - RESULTADOS E REALIZAÇÕES

**TABELA 8.35 - PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - DE ORIGEM
NUCLEAR NO MUNDO EM 1995 - EXEMPLOS SIGNIFICATIVOS**

TABELA 8.36 - INFORMAÇÕES BÁSICAS PARA UTE'S MODULARES

**TABELA 8.37 - OFERTA ENERGÉTICA PARA GERAÇÃO
TERMOELÉTRICA**

**TABELA 9.2 - EXPANSÃO PREDOMINANTEMENTE HIDRÁULICA -
APROVEITAMENTOS CONSIDERADOS - PERÍODO 2007–2015**

TABELA 9.3 - EXPANSÃO PREDOMINANTEMENTE TÉRMICA - PROJETOS SELECIONADOS SUBSISTEMA SUL (1)

TABELA 9.4 - EXPANSÃO PREDOMINANTEMENTE TÉRMICA - PROJETOS SELECIONADOS SUBSISTEMA SUDESTE (2)

TABELA 9.5 - EXPANSÃO PREDOMINANTEMENTE TÉRMICA - PROJETOS SELECIONADOS SUBSISTEMAS NORTE (3) E NORDESTE (4)

TABELA 9.6 - EXPANSÃO PREDOMINANTEMENTE HIDRÁULICA - APROVEITAMENTOS CONSIDERADOS - PERÍODO 2007–2015

TABELA 9.7 - EXPANSÃO PREDOMINANTEMENTE HIDRÁULICA - APROVEITAMENTOS CONSIDERADOS - PERÍODO 2007–2015

TABELA 9.8 - EXPANSÃO PREDOMINANTEMENTE TÉRMICA - PROJETOS SELECIONADOS SUBSISTEMA SUL (1)

TABELA 9.9 - EXPANSÃO PREDOMINANTEMENTE TÉRMICA - PROJETOS SELECIONADOS SUBSISTEMA SUDESTE (2)

TABELA 9.10 - EXPANSÃO PREDOMINANTEMENTE TÉRMICA - PROJETOS SELECIONADOS SUBSISTEMAS NORTE (3) E NORDESTE (4)

VOLUME I - LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura dos Participantes de um Projeto Boot

Figura 2 - Fluxos das Atividades de um Projeto Boot

Figura 3 - Risco de Déficit SUL/SUDESTE

Figura 4 - Risco de Déficit NORTE/NORDESTE

Figura 5 - Inter-relacionamentos PIE e Setor Elétrico

Figura 6 - Inter-relacionamentos PIE e Setor Elétrico

Figura 7 - Comportamento de um Aproveitamento Hidroelétrico

Figura 8 - Adição de Termoeletricidade a um Aproveitamento Hidroelétrico

Figura 9 - Processo de Execução do MODPIN

RESUMO

O principal objetivo do presente trabalho reside na investigação da Expansão da Oferta de Energia Elétrica, analisando-se as várias fontes energéticas disponíveis, as possibilidades de atuação sobre a demanda, como também o estabelecimento de políticas que atraiam outros personagens ao elenco dos responsáveis pelo abastecimento energético do Sistema Interligado Brasileiro e atendimento das necessidades da economia como um todo. Avaliou-se que a não realização de importantes contribuições ao abastecimento energético e as perdas de eficiência representadas por custos de realização superiores às referências existentes e interferências políticas na atividade de planejamento oneraram desnecessariamente a oferta de energia.

Especial ênfase será aplicada à análise do potencial da expansão da oferta de energia a partir da termoeletricidade, na modalidade de *complementação térmica*, como ferramenta de ampliação da oferta a custos mais reduzidos. Apesar de constituir alternativa sempre considerada pelo Setor Elétrico, a importância do potencial de melhoria da eficiência de geração justifica plenamente o esforço no melhor conhecimento deste mecanismo.

As incertezas atuais que convivem com o Setor Elétrico, situação em que as dúvidas existentes conduzem a uma retração de agentes que poderiam participar desta expansão, constróem um ambiente favorável a uma melhor exploração da *complementação térmica*.

Complementando as avaliações, analisa-se de forma sistêmica as políticas de reorganização do Setor Elétrico e os impactos destas sobre as empresas concessionárias já constituídas e sobre os Produtores Independentes de Energia, traçando-se um paralelo com sua evolução histórica. Também se examina o papel dos novos órgãos de condução e fluidização das relações entre as empresas do setor.

Ao final montam-se cenários de expansão do Setor, reunindo-se todas as possibilidades de melhoria de seu funcionamento apresentadas anteriormente. Avalia-se a influência de todas alternativas da expansão termoeletrica, procurando-se conhecer seus impactos sobre as necessidades do consumidor final.

ABSTRACT

The main objective of this work is to appraise the Electrical Energy Expansion, analyzing available energy sources, demand adjusting possibilities, as also the launching of policies that provide other participants to the Brazilian Electrical Network supply and to attend on the economy necessities as a whole. The study also evaluates the lack of supply accomplishments, as such as, efficiency reductions related to higher completion costs and external interference on planning activities, unnecessarily spoiling the energy supplement.

Emphasis will be enforced at *thermal complementation* as a tool of supply expansion improvement. Besides being an alternative always considered in the Electric Sector, the importance of efficiency improvements potential justifies the efforts for deeper studies on this subject.

The present uncertainties that flushes the Electrical Sector, as well as the existing doubts that restrain agents actions which could participate in this expansion, create an environment for better *thermal complementation* utilization.

Complementing, the paper also develops a systemic analysis of reorganization policies for the Electric Sector and their impacts on the existing utilities and on Independent Power Producers. The role of the sector new regulatory agencies was also appraised.

At the end, the work creates sector expansion scenarios, which assemble all related operation improvements. Evaluates all those complementary alternatives, attempting their impacts on final consumer necessities.

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 - PREÂMBULO

A sociedade moderna desenvolveu-se com o apoio da energia. A energia, através de suas diferentes formas, tornou-se um dos componentes preponderantes da infra-estrutura da humanidade, garantindo não só a produção dos bens e serviços, mas também a existência da vida social nos padrões de civilidade e modernidade atualmente praticados. BOA NOVA²¹

No último século, a generalização do uso da energia elétrica, a mais pura e limpa forma de energia, revolucionou os padrões de conforto, comportamento e relacionamento na sociedade. Ademais, o enorme envolvimento do homem moderno com os benefícios advindos da eletricidade o faz prisioneiro deste insumo, qualquer que seja seu nível social, ou mesmo sua localização espacial.

A eletricidade passou a exercer um papel imprescindível no atual ambiente social, sendo difícil imaginar a vida moderna sem ela; da mesma maneira, as forças políticas que se aglutinaram nos vários estágios de seu estabelecimento, se inserem nos mais importantes capítulos da história contemporânea nacional. BOA NOVA²¹

As condições de produção de energia elétrica no Brasil apresentam-se de maneira peculiar. Em primeiro lugar, não é comum uma abundância de recursos hídricos como a existente em nosso país, o que explica a baixa participação da geração termelétrica no parque gerador, pelo menos no atual estágio de desenvolvimento da sociedade. Depois, também não é comum a participação regular de precipitações pluviométricas na formação da energia natural hidráulica que chega aos reservatórios, registrando-se

grandes variações de um ano para outro, o que acarreta uma certa aleatoriedade na disponibilidade deste estoque de energia. VENTURA ^{Fo 109}

As condições de atendimento do Mercado de Energia Elétrica nas Regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste Brasileiras, onde se encontra o Sistema Elétrico Interligado, por outro lado, indicam, a curto e médio prazo, um cenário onde se prenunciam condições críticas de suprimento, sendo imprescindível a viabilização das implantações em curso e das em condições de implementação. As contínuas crises e recessões com que a sociedade brasileira vem se debatendo nestes últimos 20 anos, ao lado da boa hidraulicidade nas bacias formadoras dos reservatórios, das excelentes condições do parque gerador e da então capacidade excedente de geração têm postergado maiores dificuldades no abastecimento de eletricidade. ELETROBRÁS ³⁹

A partir de 1998, no entanto, parece bastante provável uma mudança na operacionalidade do Sistema. Aliás, já agora em 1997, prenunciam-se os primeiros sintomas das restrições com que o mercado poderá estar envolvido, principalmente nas condições de suprimento de ponta, em função do surto de crescimento do mercado de energia elétrica. De qualquer forma, uma gestão mais dedicada do parque gerador poderá postergar intervenções mais profundas nestes sistemas. ELETROBRÁS ⁴⁰

Para se ter uma idéia deste surto de demanda ocorrido, para os mercados das regiões S/SE/Centro-Oeste, a relação entre a demanda média planejada para 1997 e a verificada em 1996 foi de 4,1%; no primeiro semestre a relação entre a verificada 1997 sobre a de 1996 foi de 5,7%, considerando suprimentos interruptíveis e 5,4% abstraindo-se este

mercado¹. Continuando nesta linha de análise para as regiões selecionadas, para um nível de suprimento de 28.640 MWmed², foram registrados níveis de ponta ao redor de 40.800 MW em setembro passado, para uma oferta de 41.900 MW; estes números atestam a criticidade da gestão da ponta energética do Sistema Interligado.

MATARAZZO⁶⁸

A atual disponibilidade deste Sistema decorre do conservadorismo do setor elétrico, que planeja expansões admitindo apenas 5% de risco de déficit. Apesar de repetidamente anunciada durante os anos 80, a crise no abastecimento de eletricidade, sob a visão de energia, parece estar sendo deslocada para fins da década de 90. ELETROBRÁS³⁹

Por outro lado, sabe-se também que qualquer política de crescimento econômico estará condicionada a uma forte retomada de investimentos em infra-estrutura energética, dentre outras prioridades. Aliás, nos tempos atuais, não seriam apenas providências no sentido de aumento de oferta, mas sim um conjunto de medidas que se iniciariam por ações pelo lado da demanda, para depois então se lançar em programas de expansão e construção de novos empreendimentos. SCHECHTMAN⁹⁶

Em qualquer elenco de políticas a se estabelecer para o Setor Elétrico, coloca-se então, em primeiro lugar, a necessidade da disponibilidade de uma oferta eficaz, consistente com a demanda existente de energia elétrica, sem a qual fica difícil qualquer encaminhamento alternativo.

¹ Dados fornecidos durante palestra do Eng. Mauro Arce, Diretor de Produção e Transmissão da CESP à engenheiros da Diretoria de Engenharia e Construções da CESP, em 13/08/1997.

² **MWmed** - Megawatts Médios: Energia Anual Consumida dividida por 8760 horas. É numericamente igual a **MW.mês** ou **MW.ano**.

Em seguida à viabilização desta oferta, deve-se lançar a política de se buscar a universalidade do uso desta energia, permitindo-se que a totalidade da população, se técnica e economicamente possível, possa usufruir a disponibilidade deste recurso. Concomitantemente a esta democratização do uso da energia, ou talvez mesclada mesmo a ela, deve-se efetivar sua oferta em condições equivalentes a todos os segmentos da Sociedade. BOA NOVA 21

A expansão da capacidade de geração a médio/longo prazo, por outro lado, só se efetivará após serem superadas as restrições hoje existentes a este crescimento. Dificuldades ambientais, carência de capitais para investimento, cronogramas e projetos incompatíveis com as condições das entidades empreendedoras e com as necessidades do mercado, faltas de regras claras na fase de transição para um ambiente competitivo no Setor, dentre outros condicionantes, acarretarão custos de geração mais elevados e pesadas penalizações, muitas vezes injustas, às empresas de geração e distribuição de energia.

O aporte de recursos provenientes da iniciativa privada, principalmente nos empreendimentos já em construção ou paralisados, não minora os efeitos das demais restrições. Pelo contrário, a entrada de novos atores nestes cenários exigirá cuidados adicionais na gestão das vazões e armazenamentos hidráulicos, bem como dos fluxos de energia elétrica associados.

Existem várias posturas em relação às necessidades de expansão da oferta: a conservadora prega o enfrentamento do crescimento do consumo com ofertas adicionais de eletricidade. Outras, no entanto, recomendam ações sobre a demanda de energia,

tanto elétrica, como nas demais de origem térmica, amortecendo-se desta forma as taxas mais elevadas de aumento do consumo.

Ações sobre a demanda, no entanto, são mais complexas por envolverem um universo consideravelmente maior de pessoas e entidades, assim como hábitos de consumidores. Apesar destas dificuldades, constituem uma maneira considerada moderna de gestão do Setor, isto é, procura-se adequar os montantes das cargas ao invés de providenciar-se novas gerações. O amadurecimento desta política se dará após um longo aprendizado, provavelmente quando ficar claro a viabilidade destas ações em contraposição à decisão, hoje cada vez mais complexa, de se instalar novas usinas, tanto térmicas com hidráulicas. SCHECHTMAN⁹⁶

Voltando a análise para o lado da oferta, estudos internos da área de Planejamento do Setor Elétrico Paulista, por outro lado, têm mostrado a atratividade econômica e, em algumas situações, até mesmo a necessidade da implantação de geração de termoeletricidade no Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste nos próximos 15 anos, principalmente no Estado de São Paulo, maior mercado do País. Estas novas plantas supririam o Sistema em adição à maciça capacidade hidráulica instalada, aumentando-se a confiabilidade da oferta do parque gerador existente. CESP²⁹

Estas novas ofertas já estarão entrando sob novas condições normativas, haja vista os resultados das políticas de privatização e a iminente introdução do novo Modelo de Reestruturação do Setor Elétrico, que privilegia a livre competição. Os novos agentes certamente optarão pela expansão termoeleétrica, por ser menos intensiva em capital, oferecer menores prazos de maturação dos projetos e ganhos de competitividade compatíveis a ambientes praticantes de altas taxas de retorno (15%), além de apresentar

menores riscos na fase de execução (menores incertezas nos custos ambientais finais e imunidade a problemas geológicos, que afetam severamente as barragens).

1.2 - MOTIVAÇÃO/RELEVÂNCIA DO TEMA ESCOLHIDO

A presente dissertação aborda um tema tratado de maneira implícita e acessória em estudos internos do Setor Elétrico. Este fato, no entanto, não inviabiliza a relevância de uma nova abordagem, uma vez que o universo das questões aqui colocadas caracteriza-se por influenciar o desempenho e a condição de vida de parcela majoritária da população, como também, de entidades e empresas componentes do significativo mercado de energia elétrica do Brasil.

Uma vez que as condições de suprimento do Sistema experimentam variações em decorrência da aleatoriedade do abastecimento de energia natural, torna-se importante conhecer a influência destas mutações nas pessoas e entidades abastecidas por este Sistema. Assim, pode-se concluir pela relevância de um estudo que analise as possibilidades das várias alternativas de geração dentro de um Sistema Interligado de porte, uma vez que ele permitirá o conhecimento antecipado das alternativas de minimização de impactos negativos decorrentes da necessidade de crescimento de um parque fornecedor de energia à vida das pessoas abrangidas pela sua área de influência.

1.3 - OBJETIVOS ALMEJADOS

O principal objetivo do presente trabalho reside na investigação dos benefícios transferidos ao mercado e à sociedade em decorrência de uma otimização da expansão do Sistema de Suprimento de Energia Elétrica. Esta otimização da expansão será

centrada no emprego preponderante da termoeletricidade em complementação à geração hidráulica.

Coloca-se junto a este objetivo a determinação dos gravames a que a sociedade será submetida caso não se organize de forma equilibrada, justa e eficiente esta expansão. Deseja-se também organizar de forma mais concatenada o leque de oportunidades de desfrute das fontes energéticas convencionais e as de pouco interesse até o momento.

Da mesma maneira deseja-se conhecer a influência das ações sobre a demanda como ferramenta de adiamento de decisões de investimentos, podendo-se, futuramente, utilizar-se de métodos e tecnologias de menor custo, maior eficiência e menor dano ao meio ambiente e populações adjacentes.

Por fim deseja-se mensurar as possibilidades de emprego de novas fontes energéticas que se colocam atualmente no limiar da viabilidade econômica, mas que poderão no futuro constituir-se em importante componente da oferta energética.

1.4 - ESTRUTURAÇÃO DOS TRABALHOS

O trabalho inicia-se com uma descrição do Sistema Elétrico Interligado, mostrando sua constituição e os planos de expansão do Setor, a nível decenal e quinquenal. Estes planos espelham a sistematização atual vigente, com as obras sendo colocadas a um nível de expansão a taxas de riscos de déficit constantes.

Após esta apresentação, passa-se a uma análise da evolução político institucional do Setor, mostrando a evolução dos instrumentos institucionais que governaram sua expansão até o momento e as ações em curso que buscam sua transformação.

A presença da termoeletricidade na oferta também é mostrada, descrevendo-se a atual participação desta modalidade de geração e seu desempenho operacional nos últimos anos.

Posteriormente, passa-se a um levantamento do potencial dos vários energéticos que poderiam vir a compor a base de geração termoelétrica. Apresenta-se cada energético e as tecnologias mais adequadas para sua utilização. No contexto da análise da termoeletricidade e seus polos tecnologia-combustível, chega-se finalmente ao centro de interesse do atual trabalho: a oferta termoelétrica, com ênfase na modalidade de operação em complementação térmica, conforme explicitado no Capítulo 5.

A avaliação da influência da termoeletricidade em complementação é analisada pela análise comparativa de planos de expansão com predominância de hidroeletricidade, de termoeletricidade em complementação e finalmente, para comparação, com um plano que enfatizasse o emprego da nucleoeletricidade. Para a preparação de um conjunto de empreendimentos que se comportem como uma resposta adequada à demanda projetada para o mercado de energia elétrica pode-se lançar mão de vários operadores que buscam simular uma expansão a um menor custo. Estes custos referem-se aos desembolsos em capital e custos operacionais do parque gerador.

O atendimento ao crescimento da demanda, por outro lado, se dá num ambiente imerso em incertezas. As incertezas existem em função da forte participação das usinas

hidroelétricas na oferta energética do parque gerador brasileiro, onde cada unidade tem sua energia garantida associada a um grau preestabelecido de risco de déficit que poderá advir de baixas precipitações pluviométricas. Esta aleatoriedade é complementada pela possibilidade de saída forçada dos geradores do Sistema.

Ao lado destas incertezas, que apresentam regularidade estatística e podem ser modeladas por distribuição de probabilidades, coexistem ainda um outro conjunto de incertezas, de natureza eminentemente errática e que, portanto, não podem ser modeladas pelas técnicas convencionais da Teoria de Variáveis Aleatórias e Processos Estocásticos, como é o caso da demanda, custos de insumos operativos, taxas de juros e tempo de construção de usinas, restrições ambientais, etc. Estas complementam o universo de incertezas a que um plano de expansão da oferta experimenta na sua concepção.

Existem no setor de planejamento vários modelos probabilísticos que calculam o custo de produção de energia. No entanto, para a construção de um cronograma de novos empreendimentos necessita-se de modelos que introduzam um procedimento decisório sistemático e coerente para a manipulação das diversas fontes de incertezas.

O Módulo de Planejamento em Ambiente de Incerteza - **MODPIN**, do modelo **SUPER/OLADE**³, baseado em programação estocástica e análise de decisão, permite representar explicitamente as incertezas dos diversos fatores que afetam um plano de expansão da geração, como por exemplo, demanda, custo de combustíveis, atraso de cronogramas de construção, comportamento hidrológico, restrições orçamentárias, dentre outros. GORENSTIN⁵⁹ e GORENSTIN⁶⁰

³ **OLADE** - Organização Latino Americana de Desenvolvimento Energético

Desta forma, pretende-se utilizar esta ferramenta de programação, aplicada a uma expansão onde é buscado o menor custo de geração. Nesta montagem serão alinhadas as várias fontes de geração de eletricidade, tanto hidráulicas, como térmicas, operando a partir de um elenco de combustíveis factíveis.

Posteriormente à determinação dos planos e cenários de expansão da geração, serão verificadas as condições de atendimento do mercado segundo estas avaliações, utilizando-se do Módulo de Despacho Hidrotérmico - **MODDHT**, também do pacote **SUPER/OLADE**. Este módulo simula o comportamento do Sistema Interligado no período de análise, considerando as entradas das unidades de geração e o crescimento da demanda. São gerados conjuntos de vazões segundo critérios estocásticos, que, aplicados às configurações do Sistema adotadas, determinarão suas condições de atendimento. A principal saída aparece na geração térmica esperada para as UTE's⁴ a gás, indicando os fatores de capacidade médios em função dos fatores de capacidade mínimo obrigatórios. SURECK¹⁰³ e ROSENBLATT⁹⁴

1.5 - RESULTADOS PREVISTOS

Como produto do atual trabalho, pretende-se contar com um ferramental para formulação e análise de planos de expansão, permitindo-se determinar cronogramas específicos, como resultado de diferentes cenários econômicos e tecnológicos. Especial ênfase será colocada na determinação dos benefícios da entrada de empreendimentos termoeletricos no Sistema Interligado, analisando-se os mecanismos existentes na integração deste tipo de planta em um parque majoritariamente hidráulico.

⁴ **UTE** - Usina Termoelétrica

Os resultados serão consequência da operacionalidade das ferramentas empregadas, que contém imperfeições decorrentes de sua simplificação, como também lacunas na compilação do universo dos dados básicos. Estas simplificações são, entretanto, necessárias em função do porte dos algoritmos e do vulto dos cálculos complementares empregados na construção dos planos de expansão.

De qualquer forma, espera-se que a metodologia aqui desenvolvida seja uma abordagem diferenciada de problemas de uma magnitude que pode ser mensurada pelos montantes inadimplentes dos vários segmentos do Setor Elétrico.

CAPÍTULO 2 - O SISTEMA ELÉTRICO INTERLIGADO

2.1 - ANÁLISE DO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO

2.1.1 - Generalidades

O Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - **GCPS**, edita anualmente o Plano Decenal de Expansão, que reúne os resultados dos estudos realizados nos ciclos anuais de planejamento do Setor Elétrico. Este Plano contempla estudos de médio prazo sobre a expansão do parque gerador do Sistema.

Concomitantemente a este estudo, porém com periodicidade quinquenal, edita-se o Plano Nacional de Energia Elétrica, estando atualmente em vigor o **PLANO 2015**, compreendendo estudos num horizonte de 25 anos. Estudos de curto prazo são conduzidos pelo Grupo Coordenador da Operação do Sistema Interligado - **GCOI**, que edita o Plano de Operação e o Programa de Operação, estudos que, programam os padrões de operação do parque gerador num horizonte de 5 anos e 1 ano, respectivamente.

O Plano Decenal de Expansão, elaborado consensualmente pelas empresas do Setor, abriga uma proposição para a expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no país, avaliando os empreendimentos a se implantar e os investimentos correspondentes. Considera-se também nesta expansão a participação da iniciativa privada, não só para a implantação das obras de que já detém a concessão ou autorização, como também nas obras a licitar. ELETROBRÁS 39

Em função das mudanças ocorridas recentemente no arcabouço legal que regulamenta o funcionamento do Setor, os planos de expansão atualmente em vigor tornaram-se indicativos e não mais impositivos. De acordo com a nova legislação, a expansão será por licitação dos novos empreendimentos hidroelétricos e mero procedimento autorizativo no caso de termoelétricas, podendo as distribuidoras adquirir seu *mercado livre*⁵ das atuais supridoras ou de Produtores Independentes.

O setor elétrico sempre se destacou pela profundidade de suas análises e pela densidade técnica de seus estudos. Apesar destes fatos, na maioria das vezes tem superestimado a demanda de energia elétrica. Muitos fatores podem ter contribuído para estas aparentes discrepâncias entre o previsto e o realizado, podendo-se destacar a contínua ocorrência de choques recessivos na Economia, que pressionaram para baixo as taxas de crescimento da demanda de energia elétrica, mormente no Setor Industrial, segmento que ostenta o maior consumo de eletricidade.

O sistema elétrico interligado instalado nas regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste caracteriza-se pela predominância da geração em usinas hidráulicas. Em decorrência desta característica, a oferta de energia elétrica fica sujeita às variações das precipitações pluviométricas; o tratamento destes fenômenos hidrológicos aleatórios envolve complexas atividades nas empresas geradoras e distribuidoras. A Tabela 2.1 a seguir mostra o perfil do parque gerador destas regiões, mostrando a extraordinária participação da hidroeletricidade. VENTURA ^{Fo} 109 e ELETROBRÁS ³⁹

⁵ **Mercado Livre** - Montante da demanda do mercado que não está vinculado a suprimentos anteriormente contratados

Concomitante a esta constatação, verifica-se que o potencial hídrico para geração de eletricidade apresenta-se limitado no Estado de São Paulo, maior mercado do país, restando apenas aproveitamentos de porte reduzido, já em processo de viabilização.

O cadastro das novas usinas hidroelétricas inventariadas no Estado indica um total de 250 MWmed firmes, em 28 aproveitamentos, restando ainda um potencial remanescente estimado de aproximadamente 500 MWmed firmes, em 35 aproveitamentos em fase de levantamento preliminar. CESP 29

TABELA 2.1
SISTEMA INTERLIGADO S/SE/Centro-Oeste
POTÊNCIA INSTALADA - 1995
 (MW)

Discrimin.	Hidráulica	Carvão	Óleo	Nuclear	TOTAL
S.Paulo	10495	-	507	-	11002
Outros - SE	13148	-	765	657	14570
S	6895	1037	90	-	8022
CO	760	-	25	-	785
50% Itaipu	6300	-	-	-	6300
A.Produz.	105	-	-	-	105
TOTAIS	37703	1037	1387	657	40784
(%)	(92)	(3)	(3)	(2)	(100)

Fonte: ELETROBRÁS 39- Plano Decenal de Expansão 1996 - 2005

2.1.2 - Tendências Observadas na Expansão

Considerando os requisitos de energia previstos neste horizonte e as distintas características econômico-energéticas das diversas regiões do país, procurou-se otimizar uma composição de fontes de geração de energia elétrica que correspondesse à melhor solução a estas necessidades energéticas. No horizonte decenal ainda continua sendo

prioridade o desenvolvimento do programa hidroelétrico em curso, complementado por um programa termoelétrico.

O programa termoelétrico convencional contempla a conclusão das unidades em construção, como Jorge Lacerda IV, Jacuí e Candiota III-1, tanto pelas concessionárias que as implantam ou através de associações com empresas privadas; também se incluem de forma determinada as UTE's a gás natural em Campo Grande e Corumbá, resolvendo-se a carência aguda de suprimento energético a estas regiões. Aconselha-se ainda a construção de UTE's a gás natural, derivados de petróleo e de tecnologias avançadas de carvão mineral nas regiões Sul e Sudeste num total de 1950 MW; estas expansões se efetivariam com a participação da iniciativa privada.

O programa nuclear estaria centrado na conclusão de Angra II, que dever entrar em operação no final desta década. A partir do comissionamento desta usina, iniciar-se-iam as tratativas para o reinício da implantação de Angra III, também sob a responsabilidade da NUCLEN, não se prevendo a privatização destas unidades. ELETROBRÁS⁴⁷

2.1.3 - Análise por Sistema

O Sistema Interligado Norte/Nordeste deverá ampliar sua geração exclusivamente a partir da hidroeletricidade. O potencial econômico e ambientalmente viável desta região se esgota após o desenvolvimento de usinas de médio porte nas bacias dos rios São Francisco, Parnaíba e Jequitinhonha, além de pequenas usinas no Estado da Bahia. Para complementar a oferta deste sistema programa-se unidades de maior porte no rio Tocantins. ELETROBRÁS³⁹

O Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste expandirá seu parque gerador preferencialmente a partir da hidroeletricidade. As seguintes linhas de expansão seriam seguidas:

Região Sul:

Usinas de grande porte nos rios Uruguai, Iguaçu e afluentes e de médio porte nos rios Tibagi, Jacuí e Cubatão.

Região Sudeste:

Usinas de médio porte nos rios Grande, Paranaíba, São Francisco, Jequitinhonha, Doce, Paraíba do Sul e afluentes.

Região Centro-Oeste:

Usinas de médio porte nos rios Tocantins e Araguaia.

Os Sistemas Isolados da Região Norte teriam um tratamento diferenciado, preferencialmente a partir da termoeletricidade, fugindo, no entanto, do escopo do presente trabalho.

2.1.4 - Análise das Interligações

Na interligação Sul/Sudeste, se prevê a implantação do 3º Circuito do Sistema Itaipu, melhorando-se sua confiabilidade. Também se prevê a ampliação da transformação em Ivaiporã, com a colocação de mais um banco de 1650 MVA, além dos dois existentes, aumentando-se a capacidade de transmissão para o Sudeste, principalmente de ofertas da Argentina. Existem ainda outros encaminhamentos, porém em 138 e 230 kV, entre o Sul e Sudeste, complementando as capacidades citadas.⁶

⁶ Informações prestadas pela Divisão de Planejamento da Transmissão - CESP

A interligação Norte/Nordeste será ampliada com a implantação de Tucuruí II. A capacidade deste tronco em 500 kV passará a 1400 MW no sentido NE/N e 2600 MW no N/NE.

A interligação dos Sistemas N/NE e S/SE/Centro-Oeste constitui uma importante alternativa para a exploração das diversidades hidrológicas entre as bacias hidrográficas destas regiões. Estará baseada nas implantações das UHE's⁷ do rio Tocantins, principalmente Serra da Mesa e Canabrava, no Estado de Goiás e de Serra Quebrada e Lageado, no Estado do Tocantins.

Esta importante ligação entre os Sistemas Interligados atualmente existentes se dará em 500 kV, estando previsto seu dimensionamento em 1000 MW, numa primeira etapa. Estudos posteriores elevaram seu patamar final para 2000 MW, devendo-se, no entanto, reforçar as interligações Norte/Nordeste para que se tenha o máximo aproveitamento deste investimento. PRAIS⁹⁰

Com países vizinhos, pode-se assinalar a implantação da Usina de Uruguaiana-RGS, abastecida com gás natural argentino, a interligação com a Argentina através da UHE de Garabi e a interligação com o Uruguai. Deve-se ainda assinalar as possibilidades de suprimento de Boa Vista e Manaus a partir da Venezuela. SURECK¹⁰³

2.2 - ANÁLISE DO PLANO QUINDENAL DE EXPANSÃO

A análise do comportamento do Sistema Elétrico Interligado no horizonte quinquenal, isto é, nos próximos 15 anos, busca harmonizar as avaliações desenvolvidas nas análises do Plano Decenal de Expansão e do Plano 2015. Em princípio, esta análise encontrará o

⁷ UHE - Usina Hidroelétrica

Sistema em condições menos “estressadas” que as experimentadas neste final de década. Medidas como a viabilização da entrada dos **PIE**⁸, a implementação da Interligação Norte-Sul, a interligação com o parque gerador argentino, ao lado de uma solução às obras de geração que se arrastam em sua conclusão, seguramente, proporcionarão um componente de estabilidade ao desenvolvimento integrado do Sistema Interligado. Existem condições para que o ritmo de disponibilização das ofertas seja menos traumático que o atualmente praticado neste fim de década, onde têm ocorrido taxas de risco de déficit da ordem de 10 %.

A existência das interligações acima mencionadas, por outro lado, tornam mais complexas as análises das condições de atendimento. A conexão da região Sudeste, de maior nível de consumo e com maior parque gerador instalado, às demais regiões nacionais, muda radicalmente o entendimento do funcionamento do Sistema Interligado. A região Norte, por exemplo, que exibe um expressivo potencial hidráulico, porém sujeito a fortes variações sazonais anuais, pode melhorar as condições de atendimento das demais interligadas quando acoplada à Sudeste, que detém um grande volume de estocagem hídrica. A região Nordeste para poder auferir benefícios desta Interligação Norte-Sul, deverá reforçar sua ligação com Tucuruí - Rio Tocantins, região norte, podendo ainda firmar gerações nesta última desde que equipada com um parque térmico apropriado. A região Sul não tem problemas de abastecimento de eletricidade neste horizonte, em função de seu expressivo potencial carbonífero. LAUDANNA ⁶³

De qualquer forma, avalia-se que o crescimento da oferta neste horizonte deverá se dar a partir do forte crescimento da termoeletricidade, admitindo-se como opção hidráulica de

⁸ **PIE** - Produtor Independente de Energia

peso apenas a UHE de Belo Monte, no rio Xingu, de 11000 MW de potência instalada e 4675 MW med. Para se aquilatar a importância desta fonte energética, nos dimensionamentos a seguir, no presente trabalho, serão considerados aportes de aproximadamente 15000 MW nesta modalidade de geração, a se efetivarem até o ano 2015. ELETROBRÁS⁴⁸

Neste montante termoelétrico não estaria descartada a participação da opção nuclear, haja vista a existência de capacitações nesta tecnologia, além dos significativos recursos minerais físséis contidos em jazimentos do Ceará, Bahia e mesmo ainda, Poços de Caldas. Esta modalidade de geração, inclusive, liga-se fortemente à tendência mundial de controle de emissões de CO₂.

Para esta expansão nuclear, a **NUCLEN** tem procurado sensibilizar o Setor Elétrico, órgãos normativos do Executivo e Legislativo, além de entidades e segmentos formadores de opinião pública, no sentido de se seguir as tendências observadas nos países de forte tradição nucleoeletrica. Neste horizonte, as novas UNE's⁹ seriam ainda na concepção **PWR**¹⁰, de 1500 MW de potência, uma evolução do modelo Angra III, porém mais eficiente e de menor custo. A **NUCLEN** sugeriu também a possibilidade destas novas UNE's participarem de um regime de operação em complementação térmica, procurando-se otimizar a operação interligada. ELETROBRÁS⁴⁷

⁹ **UNE** – Usina Nucleoeletrica

¹⁰ **PWR** - Pressurized Water Reactor. O circuito primário contém água leve pressurizada.

2.3 - EVOLUÇÃO DOS CONTINGENCIAMENTOS DA EXPANSÃO

2.3.1 - Análise da Demanda

Como também já ventilado, ainda não se configurou nenhuma condição insatisfatória de atendimento do mercado, apesar dos constantes adiamentos e deslocamentos das inaugurações, muito pelo contrário. De fato, o prolongamento da recessão ao lado de longos períodos de grande hidraulicidade tem levado o Sistema a verter continuamente e a dispensar a geração termoelétrica. Face a estes fatos, qualquer cenário voltado a riscos de déficit elevados enfrentará uma reação inicial de desconfiança; a argumentação para construção de novos empreendimentos deverá então ser fortemente fundamentada, sob pena de não se superar esta reação de incredulidade.

Na Tabela 2.2 lista-se a evolução do mercado brasileiro de energia, em MWmed, que é uma forma de se expressar energia referenciada à potência instalada, sendo obtida pelo quociente do montante anual consumido por 8760, número de horas médias de um ano. Também mostra-se a participação de cada região no montante total consumido.

Verifica-se da leitura do quadro, que as regiões Norte e Nordeste aumentaram bastante sua participação no total consumido, certamente como consequência da instalação dos grandes projetos de alumínio na região. O Sistema Interligado, composto pelas demais regiões, também cresceu significativamente, embora a taxas menores que as primeiras.

TABELA 2.2
MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA
 (1000 MWmed)

Ano	N+NE	SE	S	CO	Total
1970 (%)	0,4 (9,7)	3,2 (78,6)	0,4 (10,0)	0,1 (1,7)	4,1 (100,0)
1980 (%)	1,8 (14,0)	9,2 (70,7)	1,6 (12,3)	0,4 (3,0)	13,0 (100,0)
1990 (%)	4,6 (20,0)	14,2 (61,8)	3,2 (14,0)	1,0 (4,2)	23,0 (100,0)
1995 (%)	5,8 (20,9)	16,4 (58,9)	4,3 (15,4)	1,3 (4,8)	27,8 (100,0)

Fonte: ELETROBRÁS³⁹- Plano Decenal de Expansão 1996 - 2005

Observações: 1. Consumo total de energia pelas Concessionárias.

2. Não inclui Autoprodutores nem os consumos correspondentes às tarifas especiais.

A Tabela 2.3 a seguir, conduz uma análise do mercado brasileiro consumidor de energia elétrica, dividido por classe de consumo. Mostra-se a evolução da participação de cada classe desde 1980 até 1995, verificando-se o crescimento significativo do consumo residencial em comparação às demais classes. Provavelmente, trata-se do deslocamento das atividades industriais para outros segmentos econômicos, como microempresas, ou então crescimento do desemprego e da economia informal. Nas colunas à direita, mostrou-se também as recentes taxas de crescimento por classe, já captando os efeitos do Plano Real, isto é, um expressivo aumento do consumo residencial, refletindo o efeito redistributivo de renda e o conseqüente incremento na venda de eletrodomésticos. Conclui-se então que o cenário econômico atual caracterizou-se nos últimos anos por uma relativa estagnação da demanda industrial de eletricidade, ao lado de um contínuo aumento da população; o lançamento do Plano Real, entretanto, pelo menos em seu início, reverteu esta tendência.

A **ELETROBRÁS**, através do **CTEM** - Comitê Técnico de Estudos de Mercado, conduz para o Setor Elétrico estudos conjuntos sobre a evolução do mercado de energia elétrica. Estes trabalhos também são referenciados pelas estimativas do **Plano 2015**. Neste último as previsões de crescimento do mercado foram amarradas às variações de vários indicadores econômicos, aqui, simplificada, referenciados ao **PIB**. A diferença de concepção deste plano em relação aos anteriores, foi a cenarização do crescimento do **PIB**: construiu-se quatro hipóteses de crescimento, desde uma fortemente pessimista até outra desenvolvimentista. **ELETROBRÁS**³⁷ e **ELETROBRÁS**⁴⁹

TABELA 2.3
MERCADO BRASILEIRO – CONSUMO DE ELETRICIDADE
Análise por Classe de Consumo

Classe	Participação (%)			Crescimento Anual (% a.a.)		
	1980	1990	1995	1994	1995	1996
Residencial	20	24	26	4,3	13,5	10,8
Comercial	12	12	13	5,4	11,3	9,2
Industrial	54	50	46	0,1	3,9	1,7
Rural	2	3	4	-	-	-
Governo	12	11	11	-	-	-
TOTAL	100	100	100	-	-	-

Fonte: **ELETROBRÁS**³⁹- Plano Decenal de Expansão 1996 - 2005

A Tabela 2.4, a seguir, indica a variação de índices econômicos que participam das estimativas de crescimento do consumo de energia elétrica. Mostra-se, a título informativo, as variações do **PIB** e do consumo de energia elétrica nacionais, durante extenso período, indicando a elasticidade da variação do consumo em relação ao **PIB**.

Esta elasticidade sempre exibiu valores superiores à unidade; aliás, durante a década passada, chegou próxima a quatro, talvez em decorrência dos projetos de alumínio instalados no mercado brasileiro. O propósito da exibição destas informações refere-se à constatação de que não se deve efetuar previsões de consumo a partir da elasticidade consumo/**PIB**; porém, não se deve deixar de verificar o comportamento destas previsões frente aos índices tradicionais, aferindo-se sua consistência.

TABELA 2.4
ÍNDICES ECONÔMICOS SIGNIFICATIVOS

Período de Análise	Variação PIB (% a.a.)	Variação Consumo Energ.Elétrica (% a.a.)	Elasticidade C.E.E./PIB
1970/1980	8,6	11,8	1,37
1980/1990	1,5	5,9	3,93
1990/1995	2,7	4,2	1,55

Fonte: ELETROBRÁS³⁹- Plano Decenal de Expansão 1996 - 2005¹¹

Neste sentido, mostra-se e compara-se na Tabela 2.5 a evolução prevista do **PIB** e as estimativas dos consumo de energia elétrica segundo as hipóteses **CTEM** e Plano **2015** - Cenário II. Apesar destas previsões de consumo partirem de formulações complexas, no final são comparadas com a elasticidade referenciada à variação do **PIB**.

Divididas por quinquênios, as previsões variam segundo hipóteses contidas nos estudos referenciados, conferidas pelas elasticidade parciais adotadas; para qualquer uma das hipóteses assumidas, no entanto, o crescimento da demanda é significativo. Prevê-se uma expansão do parque gerador variando entre 60 e 75% no horizonte decenal de 1995 até 2005, significando um espaço importante para a instalação de novas usinas hidráulicas e térmicas.

¹¹ Palestra de Assessor da Diretoria da ELETROBRÁS (Gorenstin) na CESP em abril de 97.

TABELA 2.5
ESTIMATIVAS DE CRESCIMENTO
DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Ano	PIB (10 ⁹ US\$)	Previsão CTEM		Previsão Plano 2015 Cen II	
		Consumo (MWmed)	Elastic. CEE/PIB	Consumo (MWmed)	Elastic. CEE/PIB
1995	545,0	29486	0,96	29486	1,14
2000	695,6	37352	0,98	38973	1,12
2005	887,8	47443		51290	
ELASTICIDADE MÉDIA			0,98		1,14

Fonte: ELETROBRÁS³⁹ - Plano Decenal de Expansão 1996 - 2005 e
ELETROBRÁS³⁷

2.3.2 - Condicionantes na Oferta de Energia

2.3.2.1 - Capital

Vários condicionantes delimitam a disponibilidade das ofertas de energia no atendimento às necessidades crescentes do mercado. Para qualquer empreendimento a se implantar neste setor, o principal deles está ligado ao componente capital. Não apenas o montante investido no projeto precisa se ater aos padrões de outros correlatos, como também este montante e sua forma de imobilização devem se mostrar compatíveis ao que dele se espera. Mais claramente, a quantidade de capital imobilizado deve ser adequada ao tipo de tecnologia e porte empregados no empreendimento; da mesma forma, os cronogramas de investimento e prazos de construção devem se desenrolar num ritmo que não onere o desempenho futuro do projeto. Também as taxas de atualização devem ser cuidadosamente selecionadas para não distorcerem a avaliação e o ordenamento das várias unidades em análise. VENTURA ^{Fo 111}

Especial atenção deve ser colocada no encaminhamento das negociações para montagem do esquema de capitalização do empreendimento. Uma concessionária convencional ao implementar sua expansão, costuma direcionar e concentrar sua atenção em atividades de captação de empréstimos, buscando prazos de pagamento, taxas de juros, comissões, encargos, etc., mais adequados a seus planos. Também pode lançar mão de outros mecanismos de capitalização, como a colocação no mercado de “Certificados a Termo de Energia”, que constituem uma venda antecipada da energia a ser produzida no empreendimento; o lançamento de ações em mercados internacionais podem, da mesma maneira, ser associados à planos de expansão do parque gerador. No caso limite, buscase associações sob mecanismos do tipo consórcio, arrendamento de ativos, concessão onerosa, etc., com empresas privadas, objetivando iniciar ou mesmo complementar projetos de geração. CESP ³²

Os **PIE**, ou mesmo Autoprodutores, têm acesso a mecanismos mais complexos que os acima expostos. Podem, por exemplo, constituir empresas tipo **SPC**¹², ou **SPE**¹³, que seriam empresas autônomas criadas especificamente para o empreendimento de geração em implantação. Estas empresas amarram todos os constituintes e participantes das operações do empreendimento, direcionando e ordenando suas atividades, direitos e obrigações. A Figura 1 a seguir mostra os inter-relacionamentos destes personagens.

¹² **SPC** - “*Special Purpose Company*”, empresa constituída especificamente para o projeto.

¹³ **SPE** - Sociedade de Propósitos Específicos

Na montagem destes mecanismos buscam-se estruturas compactas, dedicadas e direcionadas ao objetivo maior que é a implantação do empreendimento. Nestas estruturas conseguem-se aportes de capitais a custos reduzidos que contribuem para a alavancagem das remunerações dos capitais aportados pelos sócios ou proprietários. Adicionalmente, estes mecanismos podem ainda contemplar aportes de “back-up’s” de fornecimento, facilidades de localização, operação, escoamento de energia e despacho das unidades, como formas alternativas de participação de outros sócios. A Figura 2 a seguir, mostra os fluxos das atividades e dos relacionamentos dos personagens existentes. STRZELECKI¹⁰²

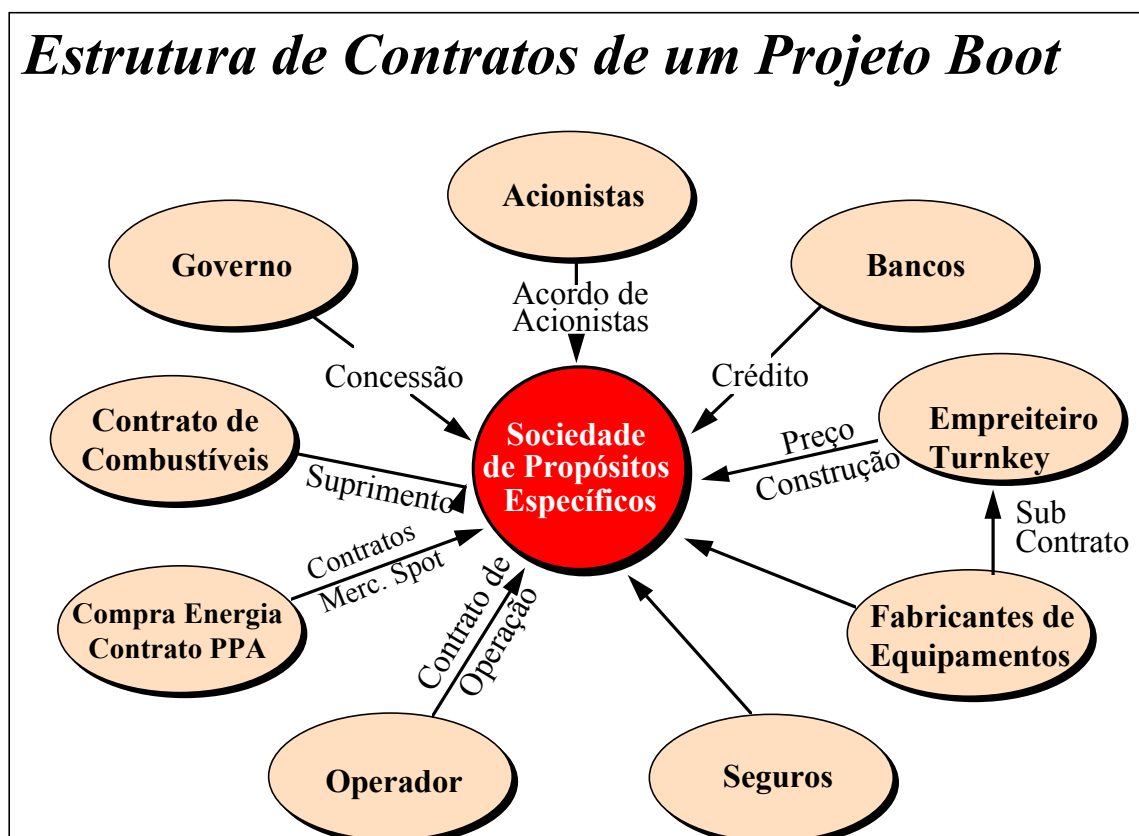


Fig. 1 - Estrutura dos Participantes de um Projeto Boot¹⁴

¹⁴ *Boot* - “Build Own and Operate” - Projeto voltado exclusivamente à geração, desde a construção até sua operação comercial.

Conforme esta figura, verifica-se a forte amarração destas **SPE** com o meio exterior, identificado pelos fluxos de capitais aportados, contratos de aquisição de combustível, contratos de fornecimento de energia elétrica e contratos de aquisição dos serviços de operação e manutenção.

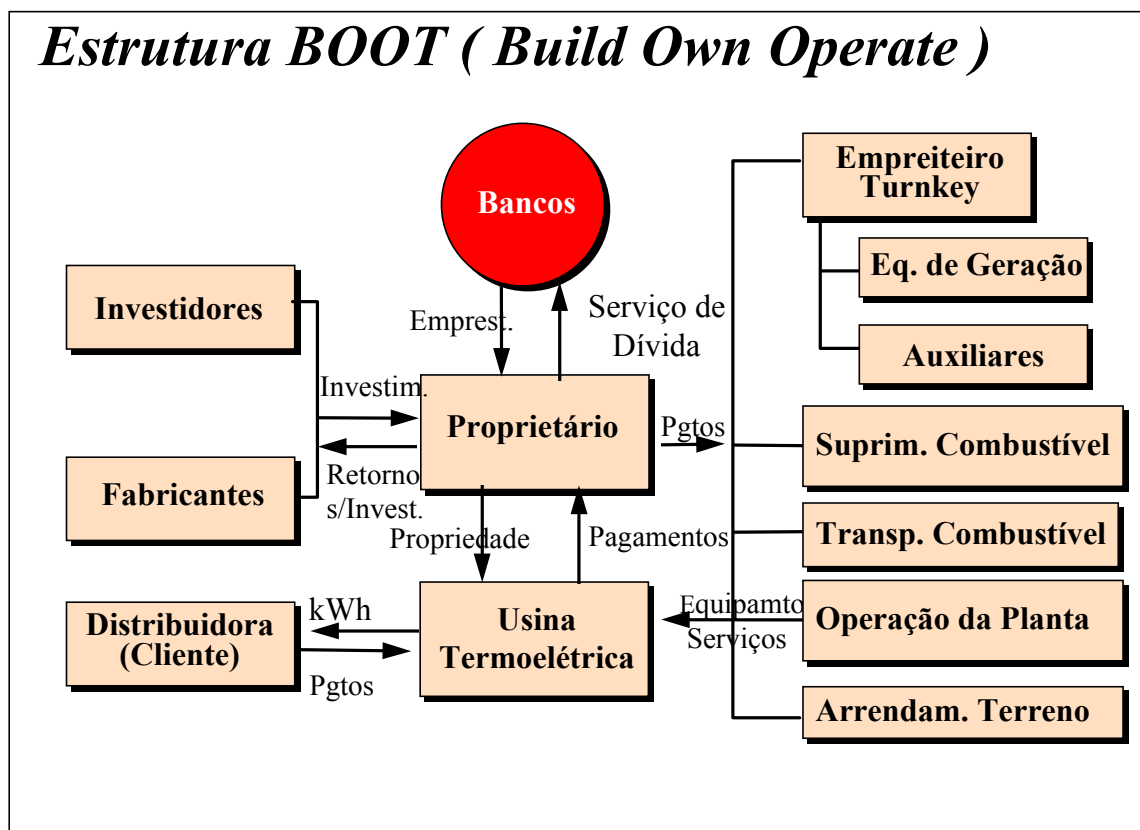


Fig. 2 - Fluxos das Atividades de um Projeto Boot

2.3.2.2 - Meio Ambiente

Dentre outros condicionantes na oferta de energia deve-se considerar ainda o impacto dos custos sócio-ambientais. Qualquer projeto, em qualquer estágio de seu desenvolvimento, está sujeito, por força de lei, a aprovações de entidades ambientais, começando pelas autorizações de estudos preliminares de implantação, passando pelo **RIMA**¹⁵ e finalizando com a solicitação das licenças de operação. A menos de casos antológicos, como a UTE a resíduos asfálticos da **CESP** em Paulínia, onde toda uma coletividade se levantou contra o projeto, em princípio, sempre é possível a implantação de empreendimentos de geração. Na realidade, a questão desloca-se na direção da quantificação dos custos envolvidos com a mitigação dos impactos sócio econômicos causados às populações atingidas pela implantação do empreendimento energético, como ainda dos custos de conservação e estabilidade do meio ambiente circundante à obra. VENTURA ^{Fo 111}

No caso de centrais hidroelétricas os impactos são decorrentes tanto da inundação das áreas onde os reservatórios são locados, como também das alterações do clima da região circundante ao empreendimento. Estes impactos caracterizam-se por agressões às populações residentes no sítio escolhido, muitas vezes indígenas e à fauna e floras locais. O expressivo contingente de trabalhadores mobilizados também colabora nas pressões aos meios locais. NUTTI ⁷⁴ e BERMANN ¹⁷

Em projetos termoelétricos, os potenciais danos resumem-se a agressões à atmosfera circundante ao empreendimento e às bacias hidrográficas das proximidades. Estas agressões à atmosfera estão contidas nas emissões de monóxido de carbono (CO),

material particulado e compostos de enxofre (SO_x) e nitrogênio (NO_x), que se manifestam nas proximidades, ou mesmo em territórios mais afastados, caso da formação das chuvas ácidas. Quanto ao corpo d'água onde a UTE esteja inserida, cuidados específicos devem ser observados para a mitigação dos efeitos do calor rejeitado pela água de resfriamento, ou mesmo dos efluentes dos processos químicos de lavagem dos gases de escape e de tratamento do combustível e áreas de movimentação de materiais. Para projetos nucleares, a segurança operacional está contida em redobrados cuidados e medidas de atuação redundantes dedicados ao vaso do reator, aos dispositivos de controle e circuitos de circulação de água radioativa. SEVÁ⁹⁹

2.3.2.3 - Aspectos Operacionais de Centrais de Geração

Após o equacionamento dos parâmetros referentes a dimensionamento do capital a investir e a impactos do projeto no seu ambiente funcional, a atenção do planejamento da geração deve estar voltada aos aspectos operacionais e funcionais dos empreendimentos de geração em implantação. O primeiro aspecto a se examinar reside na avaliação da eficiência da conversão da energia primária em eletricidade.

Nos projetos hidroelétricos deve-se avaliar a escolha correta do eixo do barramento do rio, a repartição mais eficiente das quedas na cascata, o padrão operacional mais adequado do aproveitamento hidráulico (fio d'água ou reservatório de acumulação plurianual), o volume operacional e o tempo de enchimento do reservatório, o tipo de turbina hidráulica mais eficiente aos parâmetros operacionais especificados, enfim, todos os condicionantes hidráulicos usuais. Para projetos termoelétricos, a ênfase deve ser direcionada à escolha mais adequada do bipolo combustível e tecnologia de

¹⁵ **RIMA** - Relatório de Impacto ao Meio Ambiente

conversão energética, selecionando-se os conjuntos geradores de maior rendimento global. Nesta avaliação da eficiência global do projeto e dos rendimentos de cada estágio de transformação em particular, também devem ser computado e avaliado o consumo energético dos auxiliares da UTE. VENTURA *Fo* 111

Após estas determinações, deve-se passar às avaliações do nível de motorização mais adequado ao empreendimento, apurando-se o fator de capacidade a ser praticado. Nestas avaliações compara-se o custo da adição de mais uma unidade de geração, acima da chamada motorização de base¹⁶. Do lado dos custos, considera-se os custos marginais de energia pura e de ponta pura, que se traduzem em custos unitários de produção de energia e potência, respectivamente. Do lado dos benefícios, concorrem os ganhos de energia firme ou garantida locais e no sistema global, os de potência garantida e os de energia secundária. VENTURA *Fo* 111

No caso de usinas termoelétricas, considera-se no planejamento da oferta de geração apenas a disponibilidade operacional do equipamento selecionado, definida pelo histórico de operações de módulos de geração semelhantes ao do projeto. O combustível escolhido, por outro lado, não deve impor limitações à produção de energia, considerando-se sua taxa de abastecimento como infinita quando comparada com o “timing” dos despachos programados.

As práticas operacionais aplicadas para incentivar a sinergia entre o funcionamento de unidades hidro e termoelétricas é conhecida como operação em complementação térmica do Sistema Interligado. Este tema será exaustivamente desenvolvido nos capítulos a seguir. VENTURA *Fo* 111

¹⁶ **Motorização de Base** - Capacidade instalada mínima que permite o aproveitamento do potencial de energia firme ou garantida de um determinado local.

2.4 - SENSIBILIDADE À EXPANSÃO TÉRMICA

2.4.1 - Evolução da Oferta Termoelétrica

No período da presente análise e nos anos subsequentes, certamente ocorrerão mudanças importantes na economia e nos hábitos de consumo, alterando-se o padrão de crescimento da demanda de energia elétrica. Acredita-se então que o aumento do mercado de eletricidade, pelo menos às taxas atualmente praticadas, demandará montantes somente encontrados junto às ofertas térmicas economicamente viáveis, uma vez que as opções hidráulicas a preços competitivos escasseiam. RAMOS⁹³

A determinação da participação adequada da geração térmica num sistema interligado de porte, com ênfase na geração ao menor custo, sem vertimentos desnecessários, por outro lado, não é tarefa trivial. No caso brasileiro este levantamento torna-se ainda mais difícil, haja vista a vultosa participação da geração hídrica a partir de precipitações pluviométricas, num sistema de grande extensão e de cargas concentradas. ENNES⁵²

A geração em usinas termoelétricas, majoritária na maioria dos países, independe de fenômenos aleatórios, vinculando-se sua oferta somente às disponibilidades das instalações geradoras e do combustível; a eliminação da componente pluviométrica torna o planejamento da geração nestes países mais simplificado. Nem sempre, entretanto, o seguimento automático das posturas de países de primeiro mundo constitui norma adequada para o direcionamento de políticas nacionais energéticas, ambientais e de desenvolvimento social. RAMOS⁹³

A previsão de crescimento da participação da termoeletricidade decorre de mudanças significativas nos condicionantes para expansão do Sistema existentes, mudando-se a

mentalidade hídrica do Planejamento Energético do Setor Elétrico para térmica. A seguir listam-se estes condicionantes: CESP²⁹

- Existe aguda carência de capitais, principalmente para projetos de longo prazo de maturação, como é o caso das hidroelétricas;
- O potencial hidroelétrico disponível encontra-se cada vez mais distante dos centros de consumo;
- Existe possibilidade de importação de gás natural em grandes volumes, o que pode proporcionar, através do uso de turbinas a gás, uma nova fonte de produção de eletricidade, a custos de investimentos extremamente reduzidos, sem impactos negativos importantes ao meio ambiente e com menores prazos de implantação;
- Existem sobras de óleos combustíveis, função da contínua redução de seu consumo, ocorrendo sua exportação em condições de pouco valor agregado. Da mesma forma, produz-se internamente cerca de 2/3 do petróleo consumido, visualizando-se a possibilidade de auto-suficiência nos próximos anos.

Desta maneira, termoeletricas supridas com gás natural, óleos combustíveis convencionais, ultraviscosos, carvão, etc., poderão ter participação expressiva na geração futura de eletricidade. Essas usinas apresentam ainda uma série de características que favorecem a sua priorização: CESP²⁹ e PAULA⁸⁶

- São muito adequadas a parcerias com a iniciativa privada, uma vez que são menos intensivas em capital, não envolvem questões complexas e típicas de governo, como desapropriações e reassentamentos, controle de cheias, operação em cascata e abastecimento de água e saneamento;
- O custo dos equipamentos é preponderante, ao contrário das hidroelétricas, onde custos de obras civis e de desapropriação são muito elevados. Desta forma, a possibilidade de se financiar até 100% de um projeto termoeletrico é bastante real;
- Com relação às agressões sócio-ambientais há, atualmente, consciência de que a construção de usinas hidroelétricas provocam danos irreparáveis, como, por exemplo, a inundação de terras férteis e o deslocamento de populações. A construção de

termoelétricas, por outro lado, provocaria sérias agressões ambientais, resultantes das emissões de poluentes, apenas se não se dispuser de equipamentos para o seu controle. A emissão de gás carbônico, no entanto, é inevitável.

A ênfase na minimização do custo, muito empregada pelo setor elétrico, se contrapõe à uma visão mais ampla da natureza, enfatizando-se a necessidade de se avaliar os impactos de variáveis de difícil quantificação, como emissões de efluentes poluidores e alagamento de terras, aliás parâmetros importantíssimos à sociedade. O direcionamento de uma expansão que evite estes impactos, muitas vezes irreversíveis, iniciar-se-ia pelo desenvolvimento de um parque termoelétrico diversificado, ao incentivo à cogeração e à conservação, passando-se ao aproveitamento de potenciais hidráulicos remanescentes mais próximos do mercado e por fim, à exploração da Amazônia. ENNES ⁵²

Nesta expansão termoelétrica, a devida ênfase, traduzida por políticas de estímulo, priorização e amplo esforço de esclarecimento, deve ser transmitida à cogeração de eletricidade e vapor em processos industriais; esta modalidade de geração constitui uma importante opção de geração térmica que pode ser significativamente ampliada. Sua disponibilização vai de encontro ao princípio de maior relevância da termoeletricidade, à busca dos processos mais eficientes de conversão. Importantes potenciais são encontrados na indústria, tanto com gás natural e turbinas a gás, ou mesmo em ciclos de turbinas a vapor e caldeiras a óleo; a expressiva contribuição do setor sucroalcooleiro, através da conversão da biomassa contida no bagaço de cana não pode ser negligenciada, uma vez que já estão sincronizadas no sistema dezenas de destilarias autônomas e usinas de açúcar e álcool. ENNES ⁵¹

2.4.2 - Evolução de Participação da Termoeletricidade - Exemplo do Gás Natural

Uma análise preliminar da participação da termoeletricidade no âmbito do período compreendido pelo Plano Decenal pode ser desenvolvida. Neste período a ênfase maior certamente será na geração a partir do gás natural.

De fato, a evolução do mercado de energia elétrica nos últimos três anos foi substancialmente superior às previsões existentes, acarretando a eliminação quase completa dos excedentes disponíveis em 1993 de cerca de 1500 MWmed. A análise durante o período 94/95 constatou um crescimento neste intervalo entre 7 e 8%, contra uma previsão de 3,5%.

Como decorrência desta evolução, as condições de atendimento ao mercado se degradam sensivelmente a partir de 1997, abrindo-se um espaço para a oferta da geração a gás natural. Com a introdução de um Programa Térmico composto por um conjunto de módulos geradores, as condições de atendimento melhoram significativamente.

Os estudos desenvolvidos a nível do **GTPG**¹⁷, evidenciam a existência de espaço para a oferta de 4x453 MW térmicos a gás natural na região Sudeste, posteriormente ampliado com as alterações no programa térmico da **ENERSUL** e as inclusões dos da **CEMAT** e **CEEE. ELETROBRÁS**₄₂

Para uma avaliação deste Programa Térmico compararam-se riscos de déficit experimentados pelos Sistemas Interligados após sua implementação, contra uma configuração onde não haja a opção gás natural; examinou-se o Sistema das regiões

¹⁷ **GTPG** - Grupo de Trabalho para Análise do Programa Decenal de Geração do Sistema Interligado S/SE/Centro-Oeste.

S/SE/Centro-Oeste, complementado com o das regiões N/NE, já interligados entre si neste período de análise. Obtém-se estes resultados a partir de simulações utilizando o modelo **MODDHT**, representando o parque gerador segundo a configuração do Plano Decenal.

Após as simulações, verificou-se que as condições mais críticas de atendimento ocorrem nos anos 1998, 1999 e 2000, onde, infelizmente, a solução gás natural ainda não está totalmente implantada; esta indisponibilidade de gás natural, no entanto, poderia ser contornada por geração com óleo leve nas mesmas instalações. As Figuras 3 e 4 a seguir ilustram estes resultados. RAMOS⁹³

Nestas figuras examinou-se a variação das condições de atendimento nas várias regiões analisadas, obtendo-se ganhos sensíveis entre 1998 e 2001. Verificou-se, inclusive, para as regiões N/NE, melhorias expressivas após 2002.

Nos períodos onde o atendimento encontra-se mais estressado, evita-se, alternativamente, a pressão da condição “Take or Pay”. De qualquer forma, as condições de atendimento ao mercado estão aquém das estabelecidas pelos critérios de planejamento adotados no Setor, apresentando, por conseguinte, déficits expressivos nos mercados regionais.

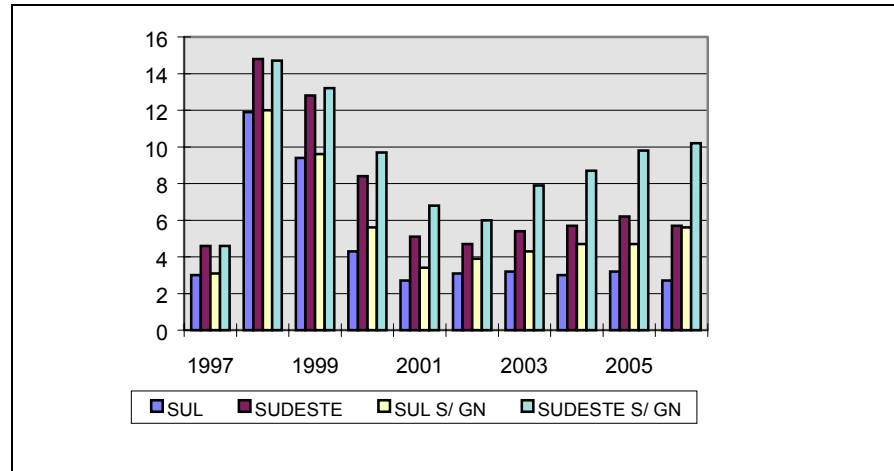


FIGURA 3 - RISCO DE DÉFICIT SUL/SUDESTE

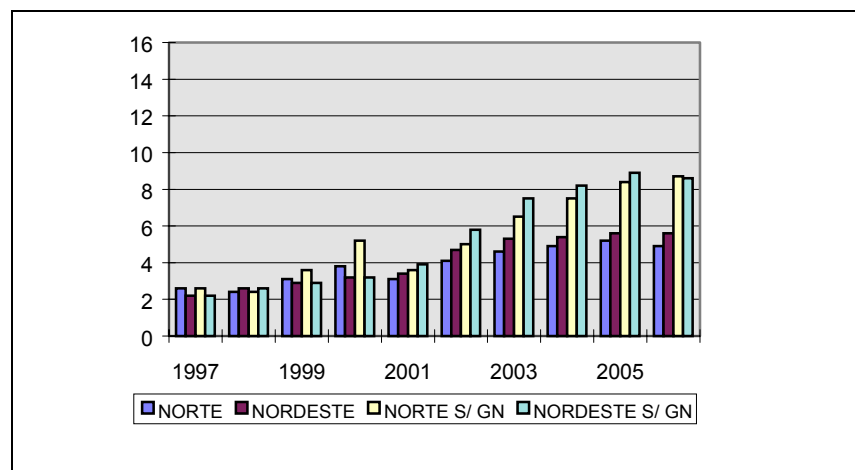


FIGURA 4 - RISCO DE DÉFICIT NORTE/NORDESTE

A principal conclusão do estudo está na constatação de que as UTE's baseadas em centrais com turbinas a gás justificam-se a curto prazo. Da mesma forma, sua entrada no Sistema poderá ser antecipada, caso haja interesse, devido à possibilidade de partida com óleo combustível tratado, em ciclo simples. Conclui-se ainda que são significativos os benefícios nas condições de atendimento, quando se acrescenta a geração a gás natural no Programa de Expansão. RAMOS 93

CAPÍTULO 3 - ANÁLISE POLÍTICO INSTITUCIONAL DA EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR

3.1 - A SITUAÇÃO DA EXPANSÃO NAS EMPRESAS DO SISTEMA INTERLIGADO

3.1.1 - A Lei Itaipu

O Setor Elétrico em décadas passadas vivenciou a era das grandes obras, coroadas pela construção de **ITAIPU**, construída por uma empresa específica binacional. ALQUERES²²

Para que este empreendimento tivesse sucesso, o governo federal impôs uma política de restrições às demais empresas do Setor Elétrico, que, compulsoriamente, tinha de adquirir energia elétrica desta usina, devendo renunciar a seus planos de expansão. Foi editada uma lei, a **LEI ITAIPU**, que juntamente com o conjunto de portarias e decretos, delineavam a conduta das empresas. Em resumo os seguintes pontos foram abordados:

Supridoras Regionais

O país seria dividido em zonas, com empresas federais responsáveis por seu suprimento, da seguinte forma:

Região Norte: ELETRONORTE

Região Nordeste: CHESF

Região Sudeste: FURNAS

Região Sul: ELETROSUL

São Paulo: A CESP se encarregaria do suprimento do Estado.

Características das Distribuidoras Estaduais

As empresas operariam como um oligopólio, com sua área de ação perfeitamente delimitada. Também teriam remuneração mínima garantida, 10% do capital investido, posteriormente chegando até a 12% e poderiam lançar os gastos com combustíveis empregados na geração em uma conta CCC¹⁸, paga pelo Setor em geral, na proporção do total vendido.

Planejamento do Setor

A **ELETRORÁS** foi criada inicialmente para funcionar como um banco para o Setor, buscando os recursos para financiamento dos novos aproveitamentos, principalmente para as empresas que tinham dificuldade de adentrar no mercado internacional de capitais. Com o advento da **LEI ITAIPU** e centralização da gestão energética, outras funções lhe foram agregadas, como o estabelecimento da Política de Planejamento do Setor. Este poder era exercido, basicamente, pelos seguintes comitês e seus sub grupos e grupos de estudo: MOROZOWSKY ⁷²

GCPS: Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Expansão Centralizado

GCOI: Grupo Coordenador da Operação Interligada

Direitos do Consumidor

Dentre os vários direitos assegurados ao consumidor, figurava o de ligação à rede, independente de sua localização e porte. Na prática nem sempre este direito era exercido, uma vez que as empresas sempre priorizavam os clientes que lhe permitissem auferir maiores rendas.

¹⁸ **CCC** - Conta de Consumo de Combustível

3.1.2 - Políticas de Expansão Praticadas

Nos estudos das demandas futuras de energia, o setor sempre sinalizava em seu planejamento taxas de crescimento superiores às verificadas posteriormente. De maneira geral, a posteriori, se verificava que nem a economia nem o crescimento do mercado correspondiam aos padrões adotados; aliás, felizmente, pois tampouco as empresas conseguiam construir suas usinas como desejado. Se, por um lado, os sucessivos planos econômicos não produziram os resultados anunciados, por outro, os estudos não disfarçaram o grau elevado de otimismo transmitidos nestas previsões. MOROZOWSKY⁷²

A consequência mais significativa destes procedimentos foi a de que as empresas que se lançaram com maior afolegamento a estes planos de expansão se viram em grandes dificuldades. Estas, no entanto, se relacionaram menos com o aspecto de supermotorização de seu parque gerador do que com as dificuldades de realização de orçamentos de investimentos inflados. De fato, como o planejamento centralizado do setor impõe uma participação conjunta nos déficits e superávits energéticos, certamente não incentivando a gestão voltada à melhor aplicação dos escassos recursos disponíveis, estas folgas de capacidade foram então empurradas para todo setor, não se onerando a empresa que investiu além da capacidade de seu mercado.

Quem não se lançou em planos ambiciosos de expansão de seu parque gerador até que se manteve em condições empresariais satisfatórias, caso, por exemplo, da **COPEL** e **CEMIG**, que na época posterior à construção de **ITAIPU**, época de excedentes de geração, não investiram em novas usinas. Destino diferente foi experimentado pela

CESP, que adotou um plano de investimentos excessivamente ambicioso.

GOLDEMBERG ⁵⁸

Como estes investimentos nem sempre se basearam na real necessidade energética, suas consequências foram seu excessivo endividamento, muitas vezes a custos e prazos não consistentes com os empreendimentos em construção, agravados ainda por uma carência crônica de recursos próprios para investimento. Na mesma direção, a crise econômica acarretada pelos choques do petróleo, os problemas acarretados pelas dívidas dos países em desenvolvimento e a subida dos juros internacionais, contribuíram para deteriorar ainda mais a situação econômica da empresa. MOROZOWSKY ⁷²

O caso **CESP**, aliás, foi exemplar. Esta empresa constrói desde 1979, no Pontal do Paranapanema a Usina Porto Primavera, no Rio Paraná, último aproveitamento hidroelétrico de grande porte no Estado de São Paulo. Também no Pontal do Paranapanema terminou recentemente a montagem de mais dois aproveitamentos hidroelétricos, porém, no Rio Paranapanema: Rosana e Taquaruçu. Estas três obras foram iniciadas conjuntamente, apesar de conduzidas por equipes diferentes de implantação, tanto da **CESP** quanto das empresas construtoras e montadoras contratadas. Posteriormente, lançou-se na construção da Usina Três Irmãos, último aproveitamento no rio Tietê, complementada pela implantação do Canal de Navegação de Pereira Barreto, interligando as bacias dos rios Paraná e Tietê. GOLDEMBERG ⁵⁸

A concessão para construção da Usina Porto Primavera foi outorgada pelo Decreto n.º 81.689 de 19/05/78, que expira em maio de 2008; poderá, eventualmente, ter seu período de construção e operação estendido por mais 20 anos. Seu Estudo de Viabilidade foi aprovado em 22/11/78 e o Projeto Básico em 19/09/79. Em função de

mudanças na legislação ambiental, o Projeto da usina adaptou-se às novas regras estabelecidas, obtendo então sua Licença Ambiental de Implantação em 09/10/79. Também em função de mudanças da legislação e por decisão soberana da **CESP**, elaborou-se um **EIA-RIMA** a posteriori desta licença, acarretando um rol de obras mitigadoras dos impactos da barragem, muitas ainda em execução.

Porto Primavera sempre foi um empreendimento complexo para a **CESP**. Em primeiro lugar, salienta-se o porte da Usina, a maior da empresa depois de Ilha Solteira. Constatou-se ainda que as condições de implantação do Projeto, infelizmente, não reuniam tantos pontos favoráveis como os constantes do Complexo de Urubupungá, imediatamente a montante. Sua construção foi ainda dificultada pela concorrência das outras obras do Pontal, dividindo os escassos recursos disponíveis.

O significativo atraso em sua conclusão, ao lado de um expressivo aumento no custo final de implantação do projeto, foram consequências das adversidades passadas pelo empreendimento. A entrada de **ITAIPU** e a não efetivação das previsões de mercado existentes à época contornaram o provável racionamento que a Região Sudeste/Sul teria experimentado.

Estas adversidades geraram consequências à **CESP**, que teve de se associar em consórcio com a iniciativa privada para o término das obras de Canoas I e II. Porto Primavera ficou durante um longo período sendo tocada em ritmo mais reduzido; nos últimos anos, no entanto, conseguiu recompor seu cronograma de construção e fixar a data de início de operação. Três Irmãos, semelhantemente, apenas este ano atingiu uma etapa de maior estabilidade, partindo para a montagem dos grupos 4 e 5. As concessões

de São José e Carrapatos não foram renovadas pelo **DNAEE**¹⁹, em função da impossibilidade de montagem de um cronograma de investimentos satisfatório, conforme as novas disposições praticadas por este órgão.

Furnas trilhou caminho semelhante, selecionou um parceiro para tocar, em consórcio, o empreendimento de Serra da Mesa. Também a **Eletrosul** adotou a solução com as obras de Itá e Jacuí. A **CEEE** já selecionou parceiro para Uruguaiana, buscando ainda uma solução para Candiota.

As maiores dificuldades ocorreram na vida financeira das empresas, que tiveram de praticar tarifas, muitas vezes, não condizentes com os custos de produção, chamadas que foram a ajudar a política federal de combate à inflação. Vivia-se uma dualidade: por um lado deviam ser autônomas e rentáveis, de outro deveriam estar atreladas a programas muitas vezes incompatíveis com sua realidade empresarial. PINTO ⁸⁹

O resultado foi empresas com elevado endividamento e dívidas impagáveis das empresas com o poder concedente, pois afinal, constava em lei o direito a uma remuneração mínima que não era observada.

Esta ciranda aniquilante certamente era incentivada por grupos empresariais poderosos, que, no momento, pleiteiam a privatização do Setor, habilitando-se à posse de acervos importantes que foram construídos com o sacrifício de parcela expressiva da população. Aliás a postura destes grupos é contraditória, pois o Setor Elétrico estatal lhes propiciou transferências extraordinárias de renda, consequência das tarifas reduzidas com que sempre foram agraciados.

¹⁹ **DNAEE** - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

Esta renda, afinal, veio das tarifas mais elevadas para o público em geral e aportes governamentais nas concessionárias, que geraram déficits nas contas públicas por um lado e inflação e corrosão dos padrões de qualidade de vida por outro, um processo perverso de concentração de renda. PINTO ⁸⁹

3.2 - A POLÍTICA NEO LIBERAL - GLOBALIZAÇÃO DA ECONOMIA

Um marco importante na mudança nas relações econômicas entre o Estado e a Sociedade ocorreu recentemente na economia Americana e Inglesa. Neste período glorificou-se o papel do mercado no estabelecimento das relações entre os diversos segmentos da economia; nos EUA, por exemplo, diminuiu-se a carga tributária e programas assistenciais, acarretando um aumento brutal do déficit público. No lado britânico ocorreu uma substancial desestatização da economia, o que sempre foi realidade nos EUA, iniciando-se pela mineração e chegando-se finalmente ao setor elétrico e de telecomunicações. TOURAINE ¹⁰⁵ e PRZEWORSKI ⁹¹

Esta política varreu o mundo, chegando, sempre com atraso e a reboque, nos países em desenvolvimento, caso do Brasil. Aqui, no período Collor, começou-se as primeiras aplicações desta política, então batizada, em certa etapa de seu governo, de Social Liberal, traçadas pelo teórico do governo, José Guilherme Merquior.

O primeiro setor a enfrentar a desestatização foi o de siderurgia, aliás de objetivo social discutível, passando depois por algumas empresas petroquímicas e por um formidável desmonte da máquina pública federal. Este desmonte acarretou perda de arrecadação federal, sucateamento do setor de saúde e das universidades federais e institutos de pesquisa.

As políticas de desregulamentação, desestatização, ênfase na força do mercado, etc., foram seguidas pelo Plano Real. Este plano reduziu drasticamente a inflação, abriu o mercado às importações e engessou o câmbio. As consequências mais visíveis têm sido o desequilíbrio vertiginoso da balança comercial, aumento da dívida externa e crescimento das reservas com capitais voláteis, injetando-se um componente poderoso de instabilidade na economia. Para tentar segurar este desequilíbrio, os governos mergulharam num processo de desestatização desenfreado, que adentra finalmente os Setores Elétrico Federal e Estaduais. CARVALHO ²⁴

Dentro da política neoliberal de globalização da economia, necessita-se estabelecer um modelo de operacionalização da infra-estrutura do Setor Elétrico segundo estes novos preceitos. Seguiu-se fielmente os procedimentos recomendados: A **ELETROBRÁS**, auxiliada por uma empresa consultora estrangeira, está desenvolvendo estudos visando o estabelecimento de uma nova estrutura organizacional do Setor. No item **3.6** a seguir, analisa-se com mais vagar estas medidas propostas.

3.3 - OS PRIMEIROS IMPACTOS NO SETOR ELÉTRICO

O Setor Elétrico não conseguiu ficar imune ao vendaval de mudanças que acompanhava a frente de globalização da Economia Brasileira. Apesar de ter sido um setor rentável, extremamente organizado e voltado a uma expansão auto-sustentável, ou talvez por isso mesmo, surgiram forças predadoras extraordinárias, capazes de desestabilizá-lo ou até mesmo desmontá-lo.

A primeira grande influência desta política neoliberal no Setor ocorreu com a edição da Lei n.º 8631 e do Decreto n.º 774, de março de 1993, versando sobre desqualização

tarifária, extinção da remuneração garantida e tornando obrigatória a celebração de contratos de suprimento de longo prazo. Se por um lado livrou o Setor da camisa de força da tarifa única, por outro tirou a garantia da rentabilidade; em verdade perdeu-se apenas a garantia de rentabilidade, pois as empresas, na prática, não podiam fixar suas tarifas de maneira independente.

A obrigatoriedade de celebração de contratos de longo prazo teve um alcance extraordinário. Antes, cada empresa efetuava suas previsões, solicitava aprovação para suas expansões e definia as quantidades de energia que pretendia comprar. As supridoras, ao planejarem sua expansão, poderiam ficar momentaneamente supermotorizadas, amargando este excesso de capacidade. Agora não, a empresa informa a longo prazo quanto pretende comprar das supridoras, arcando com seus erros e acertos.

O Setor começou então a buscar parceiros para terminar suas obras paralisadas, após concluir que estava impossibilitado de levantar mais recursos pela via convencional, haja vista a falta de apoio total recebida dos demais setores do governo. Esta falta de apoio não deixa de ser tendenciosa, pois, antes da passagem de cada obra à iniciativa privada, promovia-se seu saneamento financeiro e, após esta passagem, asseguravam-se linhas de crédito a juros subsidiados aos novos proprietários.

Buscou-se então forjar um elenco de diplomas legais que alavancassem estes processos de parceria em gestação. A força e determinação destes novos atores pode ser ilustrada de forma significativa, pois até uma lei específica foi editada para viabilizar licitações de privatizações já em andamento, caso das usinas de Serra da Mesa e Itá, conduzidas por **FURNAS** e **ELETROSUL**. Elenca-se, dentre outros, o Decreto n.º 915 de set/93, o

Decreto n.º 1009 de dez/93 e a Portaria n.º 337 de abr/94, que aprovavam a criação de Consórcios entre Concessionárias e Autoprodutores para exploração de aproveitamentos, asseguravam livre acesso à Malha Federal de Transmissão - **SINTREL**²⁰, incentivavam a competição na Geração e definiam as condições de comercialização a se praticar.

A Lei n.º 8987 de fev/95 fechou o cerco sobre as empresas praticantes dos antigos processos de expansão do parque gerador, como, por exemplo, pleitear e conseguir a concessão de novas obras sem reunir os condicionantes mínimos necessários, começar a construção destes empreendimentos sem recursos assegurados ou definidos, arrastar a execução das obras muito além do recomendável, tudo enfim que propiciasse corrupção e custos inflados. A lei então modifica o antigo regime de outorga de Concessões e Permissões para serviços públicos de maneira geral, a todos setores.

A Lei n.º 9.074 editada em seguida é específica para o Setor Elétrico. Implanta a prática da Licitação das Concessões de Geração, Transmissão e Distribuição, sendo vencedor da concessão aquele que assegurar o menor custo do kW gerado. Nesta mesma direção, obriga as concessionárias com cronogramas atrasados a desistir da concessão ou a associar-se a grupo privado que termine a obra. A lei permite também a licitação por outorga onerosa, onde os grupos concorrentes interessados disputam as concessões através de leilões, vencendo aquele que ofertar o maior lance. Esta modalidade, aliás, tem sido a mais preferida ultimamente.

²⁰ **SINTREL** - Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica

A **CESP**, maior empresa do Setor Elétrico sentiu o golpe, perdendo imediatamente as concessões das usinas de São José e Carrapatos. Às obras paralisadas de Canoas I e II, a solução foi licitar a formação de um consórcio para seu término, cabendo à Companhia Brasileira de Alumínio - CBA, apenas implantar grupos geradores, garantindo aproximadamente 50% da renda da usina durante 30 anos.

O caso da implantação da Usina Porto Primavera é mais delicado em função do vulto da obra, estágio avançado em que se encontra a construção e do rol de dificuldades para a atenuação de seus impactos ambientais. Necessitava-se de complementações às quais a empresa não estava encontrando meios para sua efetivação, em decorrência da situação de contenção de investimentos que atravessa.

A **CESP**, a despeito dos gastos adicionais já incorridos do Projeto, está convencida da viabilidade do término da implantação da Usina Porto Primavera. Não existem alternativas, pelo menos a nível do Sistema Interligado S/SE/CO, nos mesmos prazos e custos de efetivação, ao montante significativo de energia que será acrescido à oferta deste Sistema. Seu grau de comprometimento com o Projeto, inclusive, tende a inibir alternativas do tipo abandono das obras e alienação do acervo de equipamentos.

Neste sentido, firmou um acordo com as empreiteiras e com os fornecedores de equipamentos, viabilizando-se a colocação no Sistema de 11 grupos geradores numa primeira etapa, 2 já em 1998. Nesta negociação a **CESP** pediu e obteve descontos significativos nos novos investimentos, reiniciando os pagamentos com os recursos obtidos de acordo de antecipação de receitas e de colocação de debêntures no mercado.

De concreto coloca-se que, pela nova legislação, as empresas com obras atrasadas e/ou desenvolvidas em ritmo lento poderão solicitar, se o desejarem, extensão da concessão por um período de, por exemplo, 20 anos, desde que seja aprovado um plano factível para esta finalização. Caso não haja esta providência, a concessão será cancelada. Conclui-se portanto destas condições legais, que a **CESP** necessita de um equacionamento consistente das atividades ainda necessárias ao término das obras de Porto Primavera.

De qualquer forma, as concessões das principais UHE's da **CESP** estavam expiradas desde 1996, de balde o esforço da empresa em renová-las. Após as providências de equacionamento das pendências com o Governo Federal, foram renovadas segundo as normas contidas no Decreto n.º 1717 de nov/95.

3.4 - A COLOCAÇÃO DO SETOR NO PLANO DE DESESTATIZAÇÃO

Até então achava-se no Setor Elétrico que as influências das políticas de globalização e privatização ficariam limitadas às perdas e relicitações de concessões, obrigando-se as empresas a associarem-se com a iniciativa privada para a conclusão de empreendimentos com obras paralisadas. Não foi isto que aconteceu.

Aparece o Decreto n.º 1503 de mai/95 que altera a marcha das atividades de desestatização. Através deste decreto o governo coloca o Sistema **ELETROBRÁS** no **PND** - Plano Nacional de Desestatização e orienta o processo de privatização dos segmentos de Geração e Distribuição do Sistema **ELETROBRÁS**.

As empresas Paulistas também se depararam com esta frente de mudanças, em função da aprovação da Lei Estadual de n.º 9361, de 05/jul/96, criada a partir de projeto de

iniciativa do Governo do Estado, que cria o **PED**, *Plano Estadual de Desestatização*, autorizando o Executivo a dividir e promover uma reestruturação societária e patrimonial do setor energético paulista; cria ainda um Conselho Diretor do **PED**, composto por Secretários de Estado, Procuradoria Geral do Estado e 2 membros de escolha do Governo. A Lei autoriza o desmembramento das empresas segundo o esquema a seguir, podendo, se for mais interessante à empresa, efetuar-se um desmembramento com um menor número de coligadas, agregando-se empresas por atividade:

CESP

7 Empresas de Geração;

2 Empresas de Distribuição;

1 Empresa de Transmissão.

ELETROPAULO

1 Empresa de Geração;

6 Empresas de Distribuição;

1 Empresa de Transmissão.

CPFL

2 Empresas de Distribuição.

Também por aprovação legislativa, criou-se uma Comissão Estadual de Infra-estrutura de Eletricidade, que normalizará, construirá e controlará o conjunto de empresas de geração e distribuição de eletricidade, não se sabendo, no entanto, como será feita a consistência com as atribuições até aqui desenvolvidas pelo **DNAEE**. No final transferiu-se o setor de transmissão de eletricidade de cada empresa para uma nova empresa de transmissão, que não será privatizada, devendo o Estado deter pelo menos 51% das ações ordinárias desta empresa. OLIVEIRA ⁸⁵

3.5 - OS MODELOS DE PRIVATIZAÇÃO ADOTADOS

Relatórios preliminares destes consultores - Consórcio Máxima, preconizam sua divisão em três subsistemas: geração, transmissão e distribuição. Entregar-se-ia para a iniciativa privada os subsistemas de geração e distribuição e manter-se-ia com o governo o sistema de transmissão; nesta divisão o governo organizaria, gerenciaria, administraria e planejaria sua expansão. CARVALHO²⁴

Em verdade as consultorias referendaram sistemas e modelos já preconizados para a Inglaterra, Alemanha, Colômbia, Chile, Argentina, dentre outros. A Inglaterra, aliás, é a única diferente deste conjunto, pois seu governo instituiu a “Golden Share”, que seria o direito de vetar políticas e práticas administrativas que julgar inconveniente, mesmo sendo minoritário nestas novas empresas privadas. Percebe-se que a nação candidata a ter seu patrimônio energético alienado já de antemão tem que desembolsar vultosos recursos para fazê-lo, canalizando para estas empresas de consultoria vultosos recursos.

O Estado de São Paulo seguiu exatamente os mesmos procedimentos: conseguiu a aprovação de uma lei na Assembléia Legislativa autorizando a venda e divisão das empresas energéticas do Estado em várias outras de geração e distribuição e contratou consultorias para definir um modelo de privatização e avaliar as empresas. O Estado já definiu que deseja utilizar-se da instituição da “Golden Share”. OLIVEIRA⁸⁵

3.6 - O NOVO MODELO DE GESTÃO DO SETOR ELÉTRICO

3.6.1 - Proposta de Mudança - Objetivos e Condicionantes

O Governo Federal tomou a iniciativa de promover uma nova organização do Setor Elétrico Brasileiro. Apesar de extremamente organizado e voltado à sua expansão controlada, o elevado endividamento e a dificuldade de captação de recursos nos últimos anos motivaram ações de abertura do Setor, objetivando-se implementar a competitividade e a melhoria de sua eficiência. Neste contexto, o Ministério das Minas e Energia - **MME**, em conjunto com a **ELETROBRÁS**, na busca da modernização do Setor Elétrico, contrataram uma empresa especializada (Coopers & Lybrand), propondo-se uma nova organização das relações entre as empresas do Setor. CARVALHO²⁴

Na formação do Setor ocorreu uma concentração de empresas distribuidoras e geradoras, uma tendência natural ocorrida no passado, com toda coletividade demandando a presença do Estado no esforço de montagem de uma infra-estrutura consistente com os planos de crescimento previstos. No caso de São Paulo, por exemplo, dezenas de empresas privadas, descapitalizadas e desinteressadas na expansão de seu mercado, talvez em função de tarifas excessivamente comprimidas, foram encampadas pelo Estado, com ampla aprovação da população. AIDAR⁰⁵

Na direção da capitalização do setor, objetivando-se a redução dos custos de geração e distribuição, a nova organização procura incentivar práticas de competição, que induzam e dinamizem os fluxos de negócios entre os vários atores - a essência desta mudança repousa na figura dos consumidores livres. Nesta nova proposta, um consumidor cativo que já esteja sendo atendido por uma distribuidora tem a faculdade

de desistir dos seus serviços e buscar quem lhe possa atender em melhores condições de preço e qualidade. A recíproca, no entanto, não será verdadeira, isto é, uma distribuidora não poderá abandonar seus clientes. ELETROBRÁS⁴⁶

3.6.2 - Mecanismos de Implementação do Novo Modelo

O trabalho desenvolvido pelos consultores buscou a criação de ligações consistentes através do Setor Elétrico. Neste sentido, ao se consolidar um modelo de comercialização, criar-se-iam estruturas e procedimentos voltados ao planejamento da expansão e da operação e ao despacho operacional das gerações. Em verdade, a proposta direciona-se para a implantação de um modelo de otimização destes procedimentos.

Neste mesmo encaminhamento, seria criado um modelo de transmissão, desenhando-se os procedimentos de entrada na rede, dimensionamento dos carregamentos, cobrança de serviços e planejamento das expansões e modificações, dentre outras atividades. Seria estabelecido um padrão de operação e manutenção destas redes. ELETROBRÁS⁴⁶

3.6.3 - Definições Básicas

O mercado de eletricidade será constituído pelos seguintes participantes:

ELETROBRÁS⁴⁵

- *Geradoras* - Empresas que detenham unidades de geração de energia elétrica, estatais ou privadas;
- *Distribuidoras* - Empresas que detenham instalações em baixa voltagem. Podem estar integradas com outras empresas servindo consumidores cativos ou livres na sua área;

- *Varejistas* - Empresas envolvidas com atividades de suprimento de consumidores cativos e livres. O varejista, que pode ser independente do distribuidor da área, está voltado ao atendimento do consumidor e procura sempre adquirir e comercializar a energia elétrica da forma mais competitiva possível;
- *Consumidores Livres* - Consumidores que se propõem adquirir energia de varejistas em condições que lhe sejam mais vantajosas;
- *OIS* - Operador Independente do Sistema - órgão responsável pela operação e coordenação técnica dos arranjos comerciais;
- *Empresas de Transmissão* - Empresas que detenham instalações de transmissão de energia elétrica;
- *Planejador Indicativo* - Entidade prestadora de serviços às *Distribuidoras*, *Varejistas*, *OIS* e *MME/SNE*²¹. O Processo de Planejamento Indicativo fornecerá um plano que atenderá, na condição de mínimo custo, diferentes cenários de demanda, hidrologia, combustíveis, condições econômicas e de confiabilidade do Sistema. Para se precaver de eventuais manipulações de informações, às *Geradoras* somente será permitido fornecer subsídios, propostas e sugestões.

Os seguintes elementos compõem o modelo de comercialização: ELETROBRÁS 45

- *Mercado Atacadista* - Ou Mercado “Spot”, criado por um acordo multilateral (acordo de criação do mercado Spot), através do qual toda energia do Sistema Interligado é transacionada. A criação do mercado Spot foi a maneira encontrada de suprir energia ao varejistas;
- *Reconciliação* - Atividades de cálculo do preço do mercado Spot, de coleta e processamento de informações de demanda e geração de energia, de determinação dos montantes a serem pagos e recebidos entre os membros do mercado Spot e providências para transferência dos montantes financeiros relativos a estes pagamentos;

²¹ **MME/SNE** - Ministério das Minas e Energia - Secretaria Nacional de Energia

- *Membros do Mercado Spot - Geradoras e Varejistas* que transacionam energia no mercado Spot;
- *Contratos Bilaterais* - Contratos financeiros entre *Geradoras* e *Varejistas* (ou melhor, entre dois membros do mercado Spot);
- *Regras do Mercado Spot* - As regras sob as quais o preço do mercado Spot são calculados e os pagamentos determinados.

3.6.4 - Operacionalização do Modelo de Comercialização

Para funcionamento satisfatório do modelo, o mercado Spot deve atender os seguintes objetivos: ELETROBRÁS⁴⁵

- *Assegurar um sistema eficiente de transações de eletricidade;*
- *Assegurar a existência de um mercado onde geradores possam vender sua energia e ter seus investimentos remunerados, mesmo sem a existência de um contrato formal de longo prazo;*
- *Ampliar a competição a nível de varejo;*
- *Fornecer sinais firmes e precisos do valor da eletricidade aos geradores e consumidores;*
- *Ordenar, sob o critério da rentabilidade, as prioridades nos investimentos em novas unidades de geração.*

Os contratos bilaterais são elementos chaves para viabilizar o funcionamento do modelo de comercialização. Asseguram, através da formalização do relacionamento entre as partes, uma menor exposição aos riscos inerentes a um mercado Spot; em resumo, permitem uma diluição dos riscos e oportunidades de ganhos aos varejistas e geradores. Como são instrumentos financeiros de alocação de riscos, asseguram o recebimento de um montante de energia a um determinado preço; sendo negociáveis, permitem a

transferência a terceiros de fornecimentos momentaneamente indesejados, como também, oportunidade de ganhos em condições de escassez. ELETROBRÁS⁴⁵

3.6.5 - Procedimentos para Transição

Os modelos propostos realmente sugerem mudanças substanciais na organização dos negócios entre *Geradoras*, *Distribuidoras* e consumidores em geral. As duas peças-chaves nestas mudanças são o mercado Spot e os contratos bilaterais. Contribui também para as mudanças a existência do consumidor livre. ELETROBRÁS⁴⁵

A existência de empresas *Varejistas* induz à prática da livre competição. De fato, estas empresas terão a faculdade de poder comprar energia diretamente de *Distribuidoras* ou *Geradoras*, vendendo posteriormente a seus clientes. Grandes consumidores poderão ainda adquirir esta energia dos *Varejistas* adjacentes, ou comprar no mercado “Spot”; neste segmento do mercado encontrar-se-iam ofertas de energia não vendidas através de contratos de longo prazo.

As *Distribuidoras* lidarão então com dois tipos de clientes: os cativos e os livres. Pelos cativos escoar-se-ão a potência e energia compreendidas nos contratos bilaterais de aquisição de energia (“PPA”²²); nos demais comercializar-se-ão quilowatts gerados nas empresas com disponibilidade de atendimento e adquiridos no atacado, ou ainda, quantidades adicionais provenientes de contratos bilaterais. ELETROBRÁS⁴⁶

²² PPA - “Power Purchase Agreement” - Contrato Firme de Compra de Energia

Não se deve, no entanto, superestimar esta oferta de energia: o funcionamento do mercado “Spot” vai promover uma tal oscilação nos preços que desestimulará seu funcionamento, mormente para parques de geração de predominância hidráulica. Este efeito foi sentido em países que já adotaram este tipo de organização, caso da Colômbia e Argentina.

3.7 -POSSÍVEIS REAÇÕES DO SETOR AOS MODELOS

O agrupamento das empresas em sistemas de geração, transmissão e distribuição e a divisão destes sistemas entre vários grupos privados, parece, para as condições brasileiras, uma política, no mínimo, inconsequente. O tamanho do setor elétrico paulista e brasileiro, suas diferenças de usos e costumes, as especificidades de cada mercado, a diversidade hidrológica das bacias geradoras, a complementaridade da geração interligada nestas bacias, os custos diferenciados de geração, transmissão e distribuição, dentre outros condicionantes, mostram a qualquer analista isento a temeridade de se tratar como uma simples montagem de usinas geradoras a atual reorganização. OLIVEIRA⁸⁵ e CARVALHO²⁴

A comparação do porte de algumas empresas com sistemas similares estrangeiros é um exercício bastante significativo. A **CERJ** tem o mesmo tamanho do mercado energético uruguaio e a **LIGHT** tem a mesma dimensão do mercado chileno. A capacidade de geração da **CESP**, por exemplo, equivale a $\frac{3}{4}$ da capacidade total do parque gerador argentino. OLADE⁸⁴, ELETROBRÁS³⁹ e ELETROBRÁS⁴⁰

O sistema brasileiro é eminentemente hidráulico, com participações térmicas apenas em complementação; seu planejamento de operação está voltado à aleatoriedade das

precipitações pluviométricas, despachando-se térmicas apenas quando os reservatórios se situam numa perspectiva de exaustão. Apesar de constituído por empresas independentes, rateia na proporção das capacidades de cada uma os déficits e superávits energéticos observados na operação interligada; igualmente, rateia por todas elas os gastos incorridos com combustíveis nas unidades termoelétricas. LIMA 64

Trata-se de um sistema interligado constituído por usinas em cascata que operam conjuntamente numa mesma bacia, além de operarem em complementação com subsistemas regionais onde ocorrem diversidades hidrológicas. Desta forma, uma empresa que possua uma usina hidroelétrica dentro de uma bacia não pode operá-la de acordo com seus desejos ou necessidades, sob pena de afogar seus parceiros ou desperdiçar água desnecessariamente, uma vez que só a operação conjunta e coordenada consegue o máximo de energia elétrica para cada m³ afluyente. VENTURA Fo 111

Percebe-se então a necessidade premente de um órgão regulador central competente, justo, rigoroso, igualitário e atuante, que deverá organizar a operação conjunta de todos estes atores.

Este órgão regulador além de promover o uso mais eficiente das energias afluentes, promoverá o equilíbrio financeiro das operações das empresas. De fato, ao evitar que uma usina da cascata gere de forma inconsequente, gastando seu estoque de água, da mesma maneira, pode evitar que usinas de grandes reservatórios de cabeceira possam especular com sua água, pressionando o Sistema. É necessário se ter a exata dimensão do sistema hidráulico interligado: a mercadoria transacionada e armazenada é mais água do que energia elétrica e além deste fato, deve-se observar que a água é um bem público. Isto precisa ficar claro. CARVALHO 24

Esforços foram empreendidos pelo “expertise” técnico nacional junto a Coopers & Lybrand, para se evitar a implantação temerária destes modelos importados e os erros ocorridos em outros países, como na Colômbia e Argentina. No primeiro, operadores situados nas cabeceiras de cascatas retinham água com o objetivo de especular com seu valor marginal, encarecendo o custo de geração de todo o parque; na Argentina verificou-se amiúde a geração termoelétrica a gás natural em paralelo com usinas hidráulicas vertendo água. O resultado foi exitoso e a proposta final contempla a manutenção da operação ótima como um dos pilares do Novo Modelo.

3.8 - MEDIDAS IMPRESCINDÍVEIS PARA O FUNCIONAMENTO DO SISTEMA

As pressões para a implantação do modelo preconizado de divisão do Setor Elétrico em sistemas e empresas independentes têm adquirido um vulto que talvez ainda não tenha sido aquilatado em toda sua extensão. É possível que danos irreversíveis sejam infligidos às empresas de eletricidade e aos consumidores em geral.

A reação das concessionárias tem-se apresentado de três formas:

Passiva

Dissimuladora

Cooperativa

Na atitude *Passiva* a empresa aguarda as pressões se efetivarem, não as enfrentando, acredita que se trata de mais um modismo que passará, como tantos no passado.

Na postura *Dissimuladora* a empresa tenta se adaptar às mudanças impostas, mas sempre mantendo sua identidade. Acredita que com esta postura conseguirá manter sua integridade. A **CEMIG** tem grande afinidade com este modelo.

A postura *Cooperativa* está voltada ao entendimento de que as mudanças estão à sua porta e são irreversíveis. Desta forma se antecipa às mudanças, adaptando-se ao novo regime prescrito, tentando tirar partido delas. Se o cenário for mesmo de mudança terá chances de ocupar posições confortáveis de liderança no futuro. A Secretaria de Energia de São Paulo está preconizando esta postura para suas empresas de energia.

Enquanto se debatem idéias e posições políticas, as condições de atendimento vem se deteriorando, consequência do crescimento industrial de fins de 1995 e residencial e industrial de fins de 1996. São demandas firmes que vem se consolidando sem que o setor reaja. Da mesma maneira, a iniciativa privada não investe, no aguardo de condições mais claras para seus projetos; em verdade espereita condições de maiores ganhos. ELETROBRÁS⁴⁸

É importante ficar claro que, em empreendimentos do sistema capitalista, onde se persegue o lucro, pressupõe-se o *risco*, mola propulsora da livre iniciativa. Ora, aguardar todas as salvaguardas possíveis antes de investir não é conduta condizente com a classe empresarial brasileira ou estrangeira interessada em negócios no Brasil. Está claro que se necessita de mais capacidade e energia no Sistema, a curto prazo, contando o país com gás natural, óleo combustível, carvão mineral e outros combustíveis, até importados. CARVALHO²⁴

Do lado das empresas do Setor, deve-se buscar equacionar o prosseguimento das obras paralisadas ou com cronogramas atrasados. Se a fórmula for *consórcio*, que se lancem os editais correspondentes. Se der para terminar sem consórcios, promova-se outras fórmulas, como adiantamento de receitas, prestação de serviços de transmissão, etc. Importante: enxugamento de custos e valorização dos empregados. Mais importante ainda: ética, retidão e sobriedade na gestão dos bens públicos, além de eficiência no desenvolvimento das ações administrativas.

CAPÍTULO 4 - PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1 - MERCADO DO PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA

As pressões para a entrada da iniciativa privada no Setor foram então direcionadas para a criação de uma lei específica, clara e estanque. Apareceu então a Lei federal n.º 9.074, de 07 de julho de 1995, marco regulatório do Setor Elétrico, decretada com o objetivo de propiciar sustentação para a existência da figura do *PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA - PIE*. Neste diploma também se estabelece as condições para a liberação dos grandes consumidores do monopólio das concessionárias, como também assegura livre acesso aos Sistemas de Transmissão e Distribuição para o **PIE**.

Os trabalhos para sua regulamentação têm se sobreposto com a discussão do modelo institucional para o Setor Elétrico. Desta forma, a análise que se realiza adiante deve ser considerada prospectiva.

O processo de construção de condições mais delineadas para os **PIE's** continua, aparecendo então a Lei n.º 2003 de set/96. Esta objetiva facilitar a formação de **PIE's**, bem como estende a possibilidade de sua participação em Projetos SPE's, isto é, projetos com tarifação do consumidor vinculada diretamente ao agente financiador e, inclusive, estendendo os benefícios da conta **CCC** aos **PIE** em projetos isolados.

De qualquer modo a nova legislação altera substancialmente os mecanismos dos processos de concessão, instituindo a figura da licitação pública, inclusive dentro de mercados já tradicionalmente ocupados e define a figura do **PIE**. Em particular, os artigos 12, 15 e 16 da Lei n.º 9.074, com seus respectivos parágrafos, discriminam e

delimitam as novas formas de comercialização de energia elétrica, além de definir e sistematizar as atividades do **PIE**.

Os artigos 12, 15 e 16 estabelecem critérios para atendimento de consumidores antigos e novos consumidores. Os já ligados à rede devem seguir uma série de procedimentos, segundo um cronograma, para poderem contratar suprimentos com os **PIE**'s, o que não ocorre para os novos.

O mercado a ser disputado pelo **PIE**, segundo a nova lei, seguirá uma nova política de atendimento das necessidades do consumidor, obedecendo a seguinte divisão:

- (a) Concessionários de serviço público de energia elétrica, englobando-se nesta classificação tanto empresas geradoras como distribuidoras;
- (b) Consumidores de energia elétrica em geral, obedecidos os critérios já definidos em alíneas anteriores da lei;
- (c) Consumidores que integrem complexos industriais e comerciais com os quais o **PIE** esteja envolvido em processos de cogeração;
- (d) Consumidores cujo atendimento pela concessionária local encontra-se impossibilitado.

Balizando-se melhor as atividades do **PIE**, os artigos 12, 15 e 16 estabelecem explicitamente os seguintes critérios de atendimento:

CONSUMIDOR ANTIGO

(a) Carga igual ou superior a **10 MW**.

Tensão igual ou superior a **69 kV**.

Podem contratar com o **PIE imediatamente**, respeitados os contratos vigentes.

(b) Carga igual ou superior a **10 MW**.

Tensão igual ou superior a **69 kV**.

Após 06/07/1998 (três anos depois da sanção da Lei), poderá contratar fornecimento com qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do mesmo sistema interligado, à exceção das supridoras regionais.

(c) Sem restrições.

Podem contratar sem restrições, porém, apenas após 06/07/2003 (oito anos depois da sanção da Lei).

Obs.: Estes consumidores só poderão assinar contratos com prazo indeterminado após 36 meses da comunicação ao concessionário que os atendia.

NOVOS CONSUMIDORES

(a) Carga igual ou superior a **3 MW**.

Sem restrições à tensão.

Podem contratar imediatamente com qualquer fornecedor.

A Figura 5 a seguir apresenta as possibilidades de venda de eletricidade definidas na lei.

ELETOBRÁS₄₂

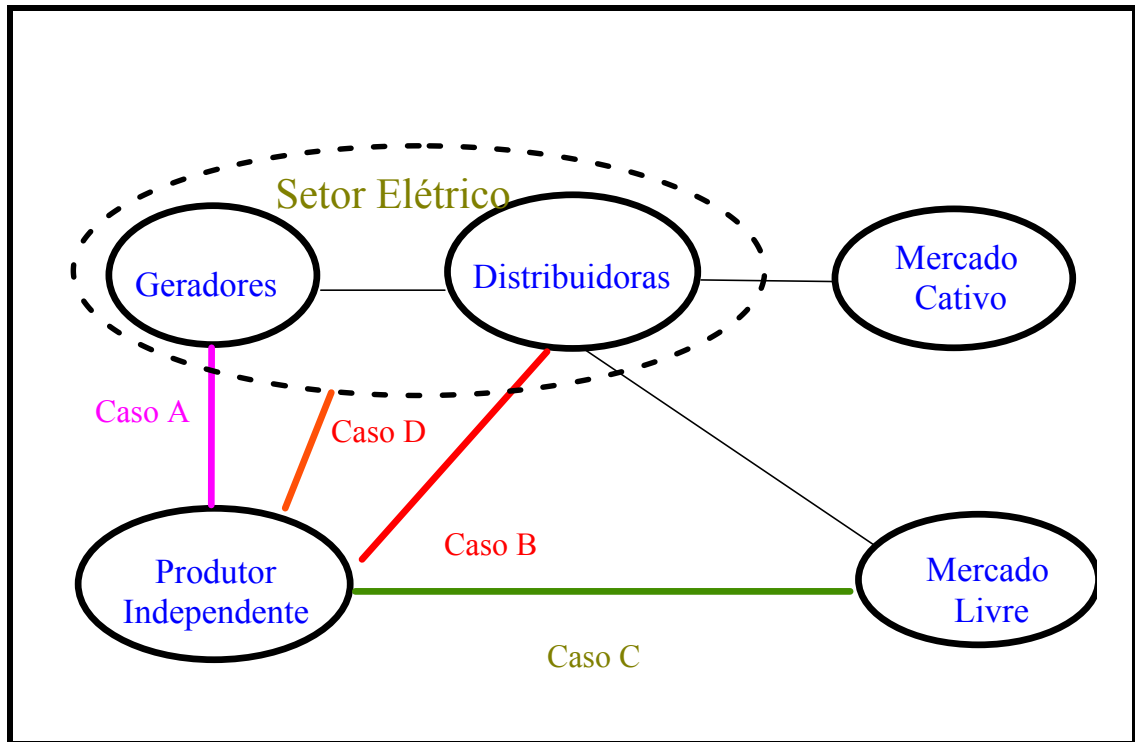


Figura 5 - Inter-relacionamentos PIE e Setor Elétrico

4.2 - VENDA A CONCESSIONÁRIOS DE GERAÇÃO - CASO A

Esta alternativa tem sido apontada como uma maneira de se viabilizar a aquisição da energia do **PIE** pelo Setor Elétrico, uma vez que mescla os custos de geração existentes às tarifas dos fornecimentos adquiridos. Nesta diluição de tarifas, pode-se absorver o impacto de eventuais preços mais elevados de novos geradores.

Essa modalidade de comercialização pode, no entanto, tornar-se uma opção complexa para o **PIE** e para o adquirente, pois realça vários aspectos negativos latentes.

Do Ponto de Vista do Gerador:

Vantagens

- Possibilidade de adquirir montantes discretos de energia a preços competitivos, melhorando seu padrão de geração

Desvantagens

- Risco Comercial
- Receita Caucionada em garantia ao **PIE**
- Eventual aumento da Tarifa de Suprimento

Do Ponto de Vista do PIE:

Vantagens

- Comprador Único
- Evita Concorrência Aguerida no Mercado Livre

Desvantagens

- Garantias mais Complexas.

4.3 - VENDA A CONCESSIONÁRIOS DE DISTRIBUIÇÃO - CASO B

Uma companhia de distribuição adquire energia de suprimento atualmente de forma bastante rígida. Com a introdução da figura do **PIE**, poderá haver uma maior flexibilidade em suas atividades. A sistemática a ser praticada nestes novos suprimentos ainda não está suficientemente definida.

Naturalmente a aquisição da energia do **PIE** por um preço superior ao dos demais geradores ocasionará uma elevação do preço médio do suprimento, ocasionando um aumento nos preços de venda da eletricidade ao consumidor final.

A Figura 6 a seguir mostra o caso dos **PIE's** fornecendo para Distribuidoras.

ELETRABRÁS⁴²

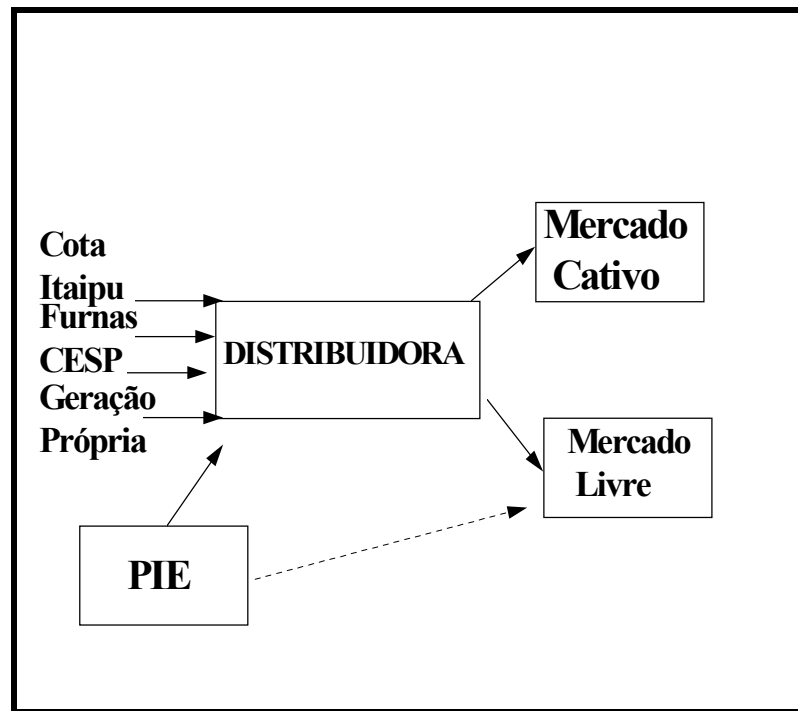


Figura 6 - Inter-relacionamentos PIE e Setor Elétrico

Do Ponto de Vista da Distribuidora

Vantagens

- Aumento da Oferta de Energia
- Maior Flexibilidade no Suprimento

Desvantagens

- Risco Comercial
- Receita Caucionada em garantia ao **PIE**
- Possibilidade de aumento da Tarifa Média de Compra

(Esta última assertiva deve ser colocada dentro de um contexto em que ainda exista oferta sob contratos a preços diferenciados; caso não exista esta oferta, o aumento de preços é inevitável)

Do Ponto de Vista do PIE:

Vantagens

- Universo Menor de Clientes
- Aproveita Estrutura de Preços Existente
- Evita Concorrência Aguerrida no Mercado Livre

Desvantagens

- Garantias mais Complexas.

4.4 - VENDA DIRETA NO MERCADO LIVRE - CASO C

Esta modalidade de comercialização é uma evolução da anterior, uma vez que o acesso ao Mercado Livre está aberto tanto ao **PIE** como às supridoras e distribuidoras. Cabem também as mesmas observações do item anterior referentes à maior flexibilidade que o arranjo proporcionará.

O comportamento do mercado energético ainda é desconhecido, pois poderá tanto ocorrer concorrência predatória, como um comportamento corporativista do Setor em conjunto com os **PIE**'s.

Valem também as condições estabelecidas na Lei n.º 9074, devendo existir um cronograma para o início de atendimento destes clientes.

Sistematizam-se estes comentários nos seguintes esquemas:

Do Ponto de Vista do Consumidor Final

Vantagens

- Maior Flexibilidade no Suprimento

Desvantagens

- Risco Comercial

Do Ponto de Vista do PIE:

Vantagens

- Melhor Interação com Clientes

Desvantagens

- Risco Comercial
- Preços do Mercado - dificuldade de obtenção de margens mais elevadas
- Possibilidade de Concorrência Agressiva do Setor

4.5 - VENDA AO SETOR ELÉTRICO - CASO D

A legislação referente ao **PIE** não estabelece condições específicas para venda ao Setor Elétrico, como nos demais casos de comercialização. Em verdade se enunciam condições de fornecimento aos participantes do Setor, como as distribuidoras e geradoras e não a uma entidade chamada Setor Elétrico, que não existiria sob a forma de empresa compradora e vendedora de eletricidade.

A condição de entrada de um **PIE** no Sistema Interligado nas novas condições de operação exigirá sua submissão às regras existentes. Caso contrário, poderá atender somente consumidores que, como ele, não pertençam ao Sistema Interligado, constituindo pares de geradores e consumidores em sistemas isolados.

4.6 - IMPACTOS NO SETOR ELÉTRICO

Conclui-se dos itens anteriores que o mercado ao alcance do **PIE** está centrado em primeiro lugar na oportunidade de fornecimento a clientes localizados no segmento livre

do mercado. Neste fornecimento terão como concorrentes as concessionárias que conseguirem viabilizar ofertas além das já contratadas. De qualquer forma, para estas geradoras de maior porte, a concorrência apresentar-se-á para elas em bases mais favoráveis, haja vista a competitividade da energia hidroelétrica. ELETROBRÁS 40

A venda ao Setor Elétrico, tanto a Supridores como Distribuidores, certamente ocorrerá, direcionada ao mercado que enfrentará déficits em seu fornecimento. Mesmo neste ambiente mais regulamentado o **PIE** tende a enfrentar eventuais concorrências de hidroelétricas de outras empresas do Setor que, eventualmente, tenham oferta.

O problema mais sério enfrentado pelo **PIE** encontra-se na formação de seus custos de produção. Estes fatores podem levar à prática de preços de venda superiores às tarifas praticadas pelos Supridores e Distribuidores, apesar da existência de casos isolados onde se pratiquem preços menores, como Uruguaiana (**CEEE**), Copebrás e Pirelli (**ELETROPAULO**), dentre outras. São ofertas pontuais que espelham condições locais de funcionamento, não se podendo generalizar a amostra; além destas dificuldades de formação de preços, provavelmente terá de pagar direitos de uso da rede de transmissão na entrega de seu produto a seus clientes, o que dificultará ainda mais suas comercializações de energia elétrica.

Mesmo assim, a possibilidade da existência de déficits de energia firme coloca o mercado na procura destas ofertas termoelétricas de maior confiabilidade. Sua viabilização dependerá da existência de mecanismos que garantam o repasse destes custos mais elevados à tarifa, buscando-se composições viáveis ao **PIE**, às Supridoras, às Distribuidoras e, principalmente, ao consumidor final. ELETROBRÁS 40

CAPÍTULO 5 - A PRESENÇA DA TERMOELETRICIDADE NO SISTEMA INTERLIGADO

5.1 - ESTATÍSTICAS DE PARTICIPAÇÃO DA TERMOELETRICIDADE

A participação da geração termoelétrica no Sistema Elétrico Brasileiro tem-se mostrado bastante modesta, apenas 4.677 MW em 1995, 8,4 % da potência instalada total de 55.689 MW. Considerando apenas os Sistemas Interligados, potência instalada total de 50.476 MW em 1995, correspondia a apenas 6,5 % do total instalado, 3.490 MW.

ELETROBRÁS³⁹

Na Tabela 5.1, a seguir, indica-se a participação real desta modalidade de geração a nível nacional, tanto em sistemas isolados como interligados. Verifica-se que sua participação na geração de energia elétrica vinha se mantendo em níveis inferiores à sua participação no total da potência instalada, em decorrência talvez da boa hidraulicidade dos períodos analisados; esta tendência mudou em 1996, reflexo de menores precipitações pluviométricas e despachos mais frequentes destas usinas.

DNAEE/ELETROBRÁS³³

A determinação da participação adequada da geração térmica num sistema interligado de porte, com ênfase na geração ao menor custo, sem vertimentos desnecessários, não é, no entanto, tarefa trivial. Existem estudos que sugerem porcentagens térmicas mais elevadas, função das disponibilidades de energia secundária e do porte das instalações hidráulicas. Neste espaço, a geração a gás natural, ou a partir de outros combustíveis, tanto no Estado de São Paulo, como nas demais regiões do Sistema Interligado, encontrariam sua oportunidade.

TABELA 5.1
BRASIL - GERAÇÃO BRUTA ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA
(TWh)

	<i>1989</i>	<i>90</i>	<i>91</i>	<i>92</i>	<i>93</i>	<i>94</i>	<i>95</i>	<i>96</i>
Região Norte	<u>20,4</u>	<u>19,1</u>	<u>22,3</u>	<u>21,0</u>	<u>22,0</u>	<u>23,8</u>	<u>27,5</u>	<u>28,4</u>
Hidráulica	18,6	17,5	20,3	18,5	20,0	21,6	24,2	25,6
Térm.O.Diesel	1,2	1,2	1,3	1,6	1,4	1,5	2,4	2,1
Térm.O.Combustível	0,6	0,4	0,7	0,9	0,6	0,7	0,9	0,7
Part.Termoelétr.(%)	8,8%	8,4%	9,0%	11,9%	9,1%	9,2%	12,0%	9,9%
Região Nordeste	<u>24,1</u>	<u>27,8</u>	<u>29,6</u>	<u>32,7</u>	<u>33,9</u>	<u>34,4</u>	<u>35,4</u>	<u>39,5</u>
Hidráulica	23,7	27,8	29,6	32,6	33,9	34,4	35,4	39,5
Térm.O.Diesel	0,2	-	-	0,1	-	-	-	-
Térm.Gás Natural	0,2	-	-	-	-	-	-	-
Part.Termoelétr.(%)	1,7%	-	-	0,3%	-	-	-	-
Região Sudeste	<u>111,5</u>	<u>100,5</u>	<u>117,1</u>	<u>116,6</u>	<u>116,6</u>	<u>114,0</u>	<u>120,9</u>	<u>118,1</u>
Hidráulica	108,8	97,9	115,4	114,4	115,7	113,4	118,0	113,5
Térm.O.Combustível	0,9	0,4	0,3	0,4	0,5	0,6	0,4	2,2
Térm.Nuclear	1,8	2,2	1,4	1,8	0,4	-	2,5	2,4
Part.Termoelétr.(%)	2,4%	2,6%	1,5%	1,9%	0,8%	0,5%	2,4%	3,9%
Região Sul	<u>27,7</u>	<u>33,6</u>	<u>20,5</u>	<u>28,4</u>	<u>31,4</u>	<u>34,2</u>	<u>34,1</u>	<u>43,6</u>
Hidráulica	24,1	30,8	17,2	25,3	28,5	31,0	30,4	39,4
Térm.O.Combustível	0,1	-	-	-	-	0,1	-	0,1
Térm.Carvão Mineral	3,5	2,8	3,3	3,1	2,9	3,1	3,7	4,1
Part.Termoelétr.(%)	13,0%	8,3%	16,1%	10,9%	9,2%	9,4%	10,9%	9,6%
Região Centro Oeste	<u>3,4</u>	<u>3,4</u>	<u>3,7</u>	<u>4,0</u>	<u>4,0</u>	<u>4,5</u>	<u>4,3</u>	<u>3,5</u>
Hidráulica	3,2	3,2	3,5	3,8	3,7	4,2	4,0	3,2
Térm.O.Diesel	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Part.Termoelétr.(%)	5,9%	5,9%	5,4%	5,0%	7,5%	6,7%	7,0%	8,6%
ITAIPU (Hidráulica)	<u>45,5</u>	<u>51,1</u>	<u>55,3</u>	<u>26,0</u>	<u>29,9</u>	<u>34,6</u>	<u>38,5</u>	<u>40,7</u>
TOTAL BRASIL	<u>232,6</u>	<u>235,5</u>	<u>248,5</u>	<u>228,7</u>	<u>237,8</u>	<u>245,5</u>	<u>260,7</u>	<u>273,8</u>
Hidráulica	223,9	228,3	241,3	220,6	231,7	239,2	250,5	261,9
Térm.O.Diesel	1,6	1,4	1,5	1,9	1,7	1,8	2,7	2,4
Térm.O.Combustível	1,6	0,8	1,0	1,3	1,1	1,4	1,3	3,0
Térm.Gás Natural	0,2	-	-	-	-	-	-	-
Térm.Carvão Mineral	3,5	2,8	3,3	3,1	2,9	3,1	3,7	4,1
Térm.Nuclear	1,8	2,2	1,4	1,8	0,4	-	2,5	2,4
Part.Termoelétr.(%)	3,7%	3,1%	2,9%	3,5%	2,6%	2,6%	3,9%	4,4%

Fonte: Boletim Trimestral SIESE - Sínteses 1991/1994/1996
Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica
MME/DNDE - DNAEE - ELETROBRÁS - apud ELETROBRÁS 38

5.2 - ESTUDOS DE IMPLANTAÇÃO DE TERMOELÉTRICAS

O Setor Elétrico desde a década de 50 vem estudando a oportunidade de implantação de unidades termoeletricas de geração. Estes estudos receberam a extraordinária colaboração do projeto desenvolvido no âmbito do **PLANOP**²³, acordo assinado entre o Governo Brasileiro, **UNDP**²⁴ - órgão da **ONU**²⁵ e o **BIRD**²⁶, em 1967, que resultou na contratação pela **Eletrobrás** da *CANAMBRA Engineering Consultants Limited*, empresa canadense, porém com sede nas Bahamas, de consultoria na área de planejamento energético, para o levantamento dos potenciais de expansão do parque gerador das regiões Sul e Sudeste brasileiras.

Esta empresa efetuou estudos e levantamentos das bacias mais importantes das regiões assinaladas, além de trabalhar com os dados existentes nas companhias de eletricidade da época, entregando seu relatório final em 1966, vindo a constituir um importante polo de referência para todos os estudos na área de planejamento da expansão empreendidos nas décadas subsequentes. Este estudo desenhou um embrião de Sistema Interligado já a partir de 1970, com as principais usinas hidráulicas previstas nos rios Grande, Pardo, Tietê, Paraíba, Paranaíba, Paranapanema, Paraná, Doce, Jequitinhonha, Tibagi, Negro, Canoas, dentre outros, prevendo as térmicas de Santa Cruz e Campos, além das existentes em São Paulo (Piratininga) e no Sul (Charqueadas, São Jerônimo e Jorge Lacerda). CANAMBRA 108

²³ **PLANOP** - "Plan of Operation Agreement" - Acordo para execução do Plano de Operação.

²⁴ **UNDP** - "United Nations Development Programme" - Programa de Desenvolvimento Regional

²⁵ **ONU** - Organização das Nações Unidas.

²⁶ **BIRD** - Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento - "World Bank".

O estudo, apesar da reduzida capacidade de processamento de dados da época, montou inúmeras alternativas de Sistema Interligado, simulando sua operação e calculando os benefícios destas montagens. Nestas alternativas as usinas termoelétricas operavam para suprimento de ponta e principalmente para complementação térmica do Sistema Interligado; os benefícios desta modalidade de geração já eram claramente demonstrados nas várias alternativas de montagem do parque de geração. CANAMBRA¹⁰⁸

5.3 - OPERAÇÃO HIDRO-TÉRMICA INTEGRADA

A integração de uma operação hidro-térmica aos recursos hídricos existentes é um recurso comumente usado para a maximização do aproveitamento da energia natural que pode ser retirada destes sistemas hidráulicos. A combinação de uma geração termoelétrica a um conjunto de reservatórios aplicados a uma bacia desregulada permite aumentar a energia elétrica coletada nesta bacia, ao lado da produção de energia a um custo mais reduzido. CANAMBRA¹⁰⁸

A operação destes conjuntos pressupõe a acumulação de água em períodos de alta hidraulicidade e posterior devolução destes montantes acumulados em estações de seca, regularizando a bacia. As usinas térmicas seriam acionadas na iminência da ocorrência de um *período crítico*²⁷ ou mesmo durante períodos de baixa hidraulicidade. A montagem de um sistema destes pressupõe normas estritas para o acionamento de comportas e usinas termoelétricas e o não vertimento destes reservatórios. CANAMBRA¹⁰⁸

²⁷ **Período Crítico** - Período onde se depleciona inteiramente a capacidade projetada de acumulação da bacia, ou do sistema, para a produção de energia primária.

5.4 - BENEFÍCIOS EM CONDIÇÕES DE INCERTEZA

A constatação, no passado, da disponibilidade de um expressivo potencial hídrico a custos competitivos, direcionou a expansão da geração segundo esta modalidade, conforme atestam as Tabelas 2.1 e 5.1. Neste modelo de desenvolvimento, os projetos termoelétricos contemplados adotavam como justificativa para sua implantação a necessidade de complementação do Sistema nas situações de baixa hidraulicidade, como também a de constituir oportunidades para absorção de tecnologias de construção nesta modalidade de geração. Foram construídos então dezenas de projetos hidroelétricos, que se destacaram, individualmente, pelo grande prazo de maturação. ROSENBLATT⁹⁵

A tendência mais marcante deste modelo de tomada de decisões reside na abstração dos seguintes fatores que podem mudar completamente o resultado das políticas de expansão adotadas, a saber: ROSENBLATT⁹⁵

- Restrições Financeiras;
- Considerações de Incertezas.

As restrições financeiras são constatações mais evidentes. A postergação da data de término de um projeto em construção onera seu custo final, em primeiro lugar, pelo crescimento dos desembolsos em **JDC**²⁸, passando pelo aumento do pagamento de aluguéis de equipamentos arrendados, despesas adicionais de drenagem das infiltrações, reconstrução de serviços afetados pela erosão, reajuste de preços de equipamentos, etc.

Atenuam-se os efeitos das incertezas na implantação de novos empreendimentos de geração através da escolha de projetos de menor prazo de implantação, isto é, adiam-se

²⁸ **JDC** - Juros Durante a Construção - Custo da Imobilização do Capital antes do empreendimento entrar em operação.

as decisões de investimento até o momento de se poder contar com informações de mercado de maior confiabilidade. Neste caso, as termoelétricas em geral e as hidroelétricas de pequeno prazo de maturação encontram-se na situação de projetos menos afetados por incertezas de mercado. Soluções intermediárias podem também ser tentadas: no crescimento da demanda que se tenha maior comprovação, poder-se-á adotar a opção de menor custo, mesmo com maiores prazos de maturação; no caso contrário, adota-se um crescimento através de projetos termoelétricos. ROSENBLATT⁹⁵

Para termoelétricas, no entanto, poderá, eventualmente, ocorrer o gravame da incerteza na evolução do preço do combustível. Esta incerteza se contornaria pela escolha de um combustível menos afetado, como o gás natural, por exemplo, que encerra uma relação muito forte entre produtor e consumidor. ROSENBLATT⁹⁵

Outras incertezas também podem ser consideradas, como as referentes a custos de construção e a restrições ambientais. Apesar das incertezas relacionadas a custos de construção poderem, teoricamente, afetar indistintamente hidroelétricas de grande porte e termoelétricas, projetos de menores prazos de implantação tendem a ser menos susceptíveis a estes fatores imponderáveis. ROSENBLATT⁹⁵

Sob o enfoque de planejamento da expansão do sistema, pode-se então concluir que a termoeletricidade destaca-se como uma das soluções mais adequadas em ambientes de alta incerteza. Esta preferência decorre da necessidade de se priorizar projetos de médio porte, baixo investimento e prazos de maturação mais reduzidos, de forma a se atenuar os componentes aleatórios de risco. Como as usinas termoelétricas identificam-se perfeitamente com estas diretrizes, abriu-se um importante nicho para estes projetos.

ROSENBLATT⁹⁵

5.5 - SINERGISMO ENTRE MODALIDADES DE GERAÇÃO

Os sistemas elétricos interligados comumente têm em sua composição centrais térmicas e hidráulicas, que se complementam no atendimento do perfil das cargas existentes. Em sistemas elétricos majoritariamente hidráulicos, caso brasileiro, o sinergismo entre as duas modalidades de geração é conhecido como *complementação térmica de sistemas elétricos*.

A avaliação das oportunidades de aplicação da *complementação térmica* tornou-se uma das atividades mais importantes no Planejamento da Expansão de Setor Elétrico. As possibilidades de conexão do Sistema Interligado S/SE/Centro-Oeste com o Sistema Interligado N/NE, como também com a Argentina, poderão ainda, inclusive, melhorar as condições de complementaridade do parque gerador.

CAPÍTULO 6 - COMPLEMENTAÇÃO TÉRMICA DO SISTEMA

6.1 - INTEGRAÇÃO DA TERMOELETRICIDADE

A determinação do potencial termoelétrico das Regiões S/SE/Centro-Oeste passível de ser acoplado ao sistema termo-hidráulico interligado na modalidade complementação térmica, apresenta-se como uma tarefa de grande complexidade. As dificuldades ocorrem ao se otimizar as alternativas de geração selecionadas, observando-se sempre as condições de atendimento ao menor custo, sem vertimentos desnecessários no Sistema, obtidas das simulações da operação conduzidas pelo Setor. CESP ²⁹

As atuais usinas termoelétricas ao lado das novas plantas em implantação e projetadas, operando em complementação com o sistema hidráulico, têm condições de melhorar a eficiência do suprimento de eletricidade ao mercado nacional, com reflexos tanto do lado dos custos de operação, quanto dos custos de investimento para expansão.

VENTURA *Fo* 111

De fato, a característica aleatória da geração hidráulica e a necessidade de atendimento à ponta costumam implicar em dimensionamentos dos aproveitamentos com maiores fatores de capacidade²⁹. Desta filosofia de dimensionamento decorre um nível de motorização que traz intrinsecamente associada uma maior capacidade de geração em épocas de grande hidraulicidade e um menor aproveitamento da capacidade instalada, quando em épocas de seca. VENTURA *Fo* 111

Neste contexto, a entrada da geração termoelétrica permite melhorar a eficiência, ou melhor ainda, a eficácia do atual parque gerador, proporcionando condições de se

assumir cargas anteriormente não atendidas em época de seca. A consequência da entrada da geração termoelétrica será um aumento líquido na energia firme do sistema e um consumo de combustível inferior àquele correspondente ao atendimento de tal acréscimo de carga por um sistema predominantemente termoelétrico, obtendo-se então um menor custo médio de geração. VENTURA ^{Fo 111}

Em resumo, a existência de centrais termoelétricas exerce um efeito semelhante ao de reservatórios, acrescentando energia firme ao sistema, já que este tipo de central pode gerar de forma praticamente contínua sua potência nominal, descontando-se apenas as paradas para as manutenções, programadas ou não. VENTURA ^{Fo 111}

O mecanismo empregado neste melhor aproveitamento dos recursos postos a disposição da geração é a utilização da *energia secundária* do Sistema. VENTURA ^{Fo 111}

6.2 - ENERGIA SECUNDÁRIA

Define-se esta grandeza como sendo a somatória dos montantes de geração disponíveis no conjunto das usinas hidroelétricas, montantes estes acima do nível da energia garantida nestes aproveitamentos. VENTURA ^{Fo 111}

Existindo *energia secundária* em abundância, nos períodos de hidrologia favorável (energia hidráulica afluyente elevada), o acionamento das termoelétricas torna-se dispensável, proporcionando então considerável economia de combustível. Da mesma forma, na falta de geração termoelétrica para ser deslocada, a *energia secundária* seria vertida nas usinas do sistema, cujos reservatórios atingiriam armazenamento total depois

²⁹ **Fator de Capacidade** - Energia Média/Potência Instalada (MW_{med}/MW)

de algum tempo operando com energia afluyente superior à carga da configuração.

VENTURA Fo₁₁₁

Em outras palavras, pode-se dizer que as termoeletricas “firmam” a *energia secundária* das hidroelétricas, permitindo uma operação global mais eficiente para o sistema.

VENTURA Fo₁₁₁

TABELA 6.1
COMPORTAMENTO ENERGÉTICO DOS SISTEMAS INTERLIGADOS
ENERGIA VERTIDA TURBINÁVEL
(MW_{med})

Regiões Analisadas	Jan/Fev	Mar/Abr	Mai/Jun	Jul/Ago	Set/Out	Nov/Dez
<u>BRASIL - 1994</u>	<u>5184,5</u>	<u>5209,8</u>	<u>5325,8</u>	<u>3857,2</u>	<u>753,4</u>	<u>912,8</u>
Sudeste	661,1	543,4	186,7	79,3	88,8	124,9
Sul	29,1	4,4	721,1	600,9	6,6	4,6
Sul + Sudeste	690,2	547,8	907,8	680,2	95,4	129,5
Nordeste	2,5	726,5	298,0	3,0	0,5	3,0
Norte	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
N + NE	2,5	726,5	298,0	3,0	0,5	3,0
ITAIPU	4491,8	3935,5	4120,0	3174,0	657,5	780,3
<u>BRASIL - 1995</u>	<u>4596,3</u>	<u>3840,8</u>	<u>1211,2</u>	<u>1164,4</u>	<u>1765,5</u>	<u>1321,7</u>
Sudeste	118,8	527,9	165,2	47,5	45,8	32,2
Sul	947,4	149,6	0,0	0,0	40,9	7,0
Sul + Sudeste	1066,2	677,5	165,2	47,5	86,7	39,2
Nordeste	0,0	75,5	11,0	26,5	31,0	38,5
Norte	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
N + NE	0,0	75,5	11,0	26,5	31,0	38,5
ITAIPU	3530,1	3087,8	1035,0	1090,4	1647,8	1244,0
<u>BRASIL - 1996</u>	<u>4054,4</u>	<u>3634,5</u>	<u>1055,9</u>	<u>82,7</u>	<u>290,1</u>	<u>2348,0</u>
Sudeste	170,7	189,0	16,9	22,6	6,6	14,2
Sul	255,6	333,2	0,0	36,1	74,0	240,8
Sul + Sudeste	426,3	522,2	16,9	58,7	80,6	255,0
Nordeste	98,0	24,5	4,0	24,0	0,0	8,0
Norte	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
N + NE	98,0	24,5	4,0	24,0	0,0	8,0
ITAIPU	3530,1	3087,8	1035,0	0,0	209,5	2085,0

Fonte: Informe Estatístico - 2º Semestre de 1994/1995/1996

GCOI - Diretoria de Operação de Sistemas/Centro Nacional de Operação de Sistemas - apud ELETROBRÁS 38

Analisando-se a ocorrência da energia secundária, constata-se que, mesmo nas ocasiões de grande hidraulicidade, nem sempre há condições de se gerar toda a capacidade energética disponível. Embora tendo capacidade de geração de eletricidade a partir desta disponibilidade hidráulica, na maior parte do tempo, atualmente, as UHE's não o fazem, extravasando as vazões afluentes ao atingirem a cota máxima de armazenamento; nesta condição, o sistema descarta as vazões excedentes em consequência da falta de solicitação de demanda energética pelo sistema, dissipando-a nos vertedouros das várias usinas do parque gerador. O registro de algumas séries destas energias vertidas encontram-se na Tabela 6.1..

TABELA 6.2
REQUISITOS DE CARGA ELÉTRICA - BALANÇO DE ENERGIA
PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE DE BASE TÉRMICA
(MW_{med})

Regiões Analisadas	Jan/Fev	Mar/Abr	Mai/Jun	Jul/Ago	Set/Out	Nov/Dez
<u>BRASIL - 1994</u>	<u>466,8</u>	<u>426,4</u>	<u>429,2</u>	<u>366,0</u>	<u>292,8</u>	<u>641,8</u>
Sudeste	37,0	52,6	84,6	79,4	49,2	145,8
Sul	429,8	373,8	344,6	286,6	243,6	495,7
Sul + Sudeste	466,8	426,4	429,2	366,0	292,8	641,5
Nordeste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Norte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N + NE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<u>BRASIL - 1995</u>	<u>981,4</u>	<u>737,5</u>	<u>721,2</u>	<u>613,6</u>	<u>773,2</u>	<u>749,1</u>
Sudeste	584,6	347,2	284,6	225,3	277,4	312,2
Sul	396,8	390,1	436,0	388,3	495,8	436,9
Sul + Sudeste	981,4	737,3	720,6	613,6	773,2	749,1
Nordeste	0,0	0,2	0,6	0,0	0,0	0,0
Norte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N + NE	0,0	0,2	0,6	0,0	0,0	0,0
<u>BRASIL - 1996</u>	<u>784,3</u>	<u>632,9</u>	<u>784,5</u>	<u>903,5</u>	<u>1467,2</u>	<u>1394,4</u>
Sudeste	374,9	254,9	246,7	421,4	996,0	874,2
Sul	409,4	378,0	537,4	482,1	471,0	520,2
Sul + Sudeste	784,3	632,9	784,1	903,5	1467,0	1394,4
Nordeste	0,0	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0
Norte	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N + NE	0,0	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0

Fonte: Informe Estatístico - 2º Semestre de 1994/1995/1996

GCOI - Diretoria de Operação de Sistemas/Centro Nacional de Operação de Sistemas – apud ELETROBRAS 38

Estes registros, por outro lado, atestam a oportunidade da complementação térmica do sistema, observando-se, através da Tabela 6.2, gerações termoelétricas que poderiam estar sendo substituídas por esta energia vertida; estas substituições muitas vezes não acontecem em consequência do plano de operação seguido pelas UTE's, que prevêm despachos para efeito de manutenção de disponibilidade e como cumprimento de contratos de lavra de carvão mineral, dentre outros. No desenvolvimento do presente trabalho, esta discussão será retomada. ELETROBRAS⁴⁰

TABELA 6.3
REQUISITOS DE CARGA ELÉTRICA - BALANÇO DE ENERGIA
TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE REGIÕES
(MW_{med})

Regiões Analisadas	Jan/Fev	Mar/Abr	Mai/Jun	Jul/Ago	Set/Out	Nov/Dez
BRASIL - 1994						
Consumo Sudeste	19498,0	19859,1	19743,9	20065,6	20956,6	20450,6
Consumo Sul	4694,6	4815,2	4671,4	4617,5	4764,4	4956,0
Transferência do Sul	239,4	193,6	877,2	1189,2	245,2	1143,0
Consumo Nordeste	4031,3	4085,9	4008,7	4035,0	4247,6	4489,0
Consumo Norte	1942,2	1932,1	1962,7	1979,8	2022,8	2038,4
Transfer. do Norte	367,4	146,8	162,8	87,1	177,1	468,6
BRASIL - 1995						
Consumo Sudeste	21242,6	21701,8	21326,0	21178,8	21189,8	20872,2
Consumo Sul	5194,6	5256,3	5176,7	5131,4	5021,7	5289,3
Transferência do Sul	1422,4	495,6	(445,8)	254,2	438,7	(56,0)
Consumo Nordeste	4401,8	4376,4	4146,2	4322,2	4542,0	4692,1
Consumo Norte	2056,6	2054,2	2076,2	2163,9	2236,7	2199,6
Transfer. do Norte	451,0	369,1	371,8	447,8	405,2	287,4
BRASIL - 1996						
Consumo Sudeste	21759,8	22271,6	21487,6	22017,4	22461,4	22501,2
Consumo Sul	5417,8	5496,7	5320,9	5375,2	5338,7	5544,7
Transferência do Sul	1026,0	1641,0	118,6	1570,0	1677,1	1610,8
Consumo Nordeste	4740,6	4737,1	4692,0	4765,8	4953,8	5024,3
Consumo Norte	2208,7	2230,6	2263,4	2277,2	2301,2	2271,8
Transfer. do Norte	301,0	362,8	424,6	422,4	167,1	199,6

Fonte: Informe Estatístico - 2º Semestre de 1994/1995/1996

GOI - Diretoria de Operação de Sistemas/Centro Nacional de Operação de Sistemas - apud ELETROBRÁS³⁸

Adicionalmente, para efeito de comparação das grandezas energéticas que fluem no sistema, apresenta-se, na Tabela 6.3, os mercados de energia elétrica das várias regiões, nos mesmos períodos das duas tabelas anteriores. Também para melhor aferição das capacidades disponíveis, indica-se os montantes de transferência de energia elétrica entre as regiões.

6.3 - ENERGIA GARANTIDA DE UM SISTEMA HIDROTÉRMICO

O Sistema Elétrico Hidrotérmico Brasileiro, como já aqui observado, exibe características específicas e significativas, como usinas de grande porte e afastadas dos centros de consumo, além de uma composição hidráulica majoritária. Sua capacidade de atendimento está relacionada diretamente à disponibilidade de água, função da hidraulicidade temporal das bacias, consequência das precipitações pluviométricas ocorridas no período de análise e do volume armazenado inicialmente. VENTURA Fo₁₀₉

As interligações entre as diversas bacias componentes do Sistema Interligado permitem um melhor aproveitamento dos recursos hidráulicos, explorando-se suas diversidades hidrológicas, tanto em termos sazonais como episódicos. A regularização plurianual do sistema exerce papel semelhante. Pode-se concluir que o Sistema Hidrotérmico Interligado detém um comportamento *dinâmico*, uma vez que sua capacidade de geração está condicionada a desempenhos anteriores e à evolução esperada das condicionantes de atendimento. VENTURA Fo₁₀₉

Assim constituído, o Sistema passa então a dispor de duas modalidades de energia hidráulica: *energia garantida* a um risco predeterminado, disponível mesmo com

hidrologias desfavoráveis e *energia temporária*, disponível em quantidades e períodos variáveis, em função de afluências favoráveis ocorridas. Dada a impossibilidade de previsão das afluências hidráulicas ao Sistema em análise, com um limite de acerto predeterminado, costuma-se compor de forma probabilística as ofertas de energia *garantida e temporária*, apoiando-se em séries históricas equiprováveis, geradas do histórico de vazões disponível. VENTURA ^{Fo} 109

Este conceito de dimensionamento de sistemas hidráulicos procura vincular uma oferta, referenciada a condicionantes predeterminados, aos requisitos de energia demandados; dentre estes condicionantes, destacam-se o montante de recursos disponíveis e a qualidade do serviço proporcionado. Este conceito é uma evolução da postura tradicionalista que se empregava no planejamento da expansão e da operação; aquele baseava-se na determinação e manipulação da energia *firme*, obtida a partir do período hidrológico crítico da série histórica disponível; este critério então estabelece a qualidade do serviço através da adoção da não ocorrência de déficits na hipótese da repetição das vazões do histórico compilado (65 anos partir de 1931). VENTURA ^{Fo} 109

Em verdade a definição de *energia garantida* atende a finalidades diversas, em conceituações que até mantêm reduzido consenso entre si, tais como: LUNDEQVIST ⁶⁵

- Carga máxima que um Sistema pode atender dentro de determinadas restrições de risco e de utilização das usinas;
- Carga do Sistema que equaliza os custos marginais de operação e expansão;
- Contribuição energética de uma usina à carga efetivamente atendida pelo Sistema. (definição para energia garantida de uma usina).

Esta diversidade de interpretações deriva das várias utilizações que o conceito de *energia garantida* deve atender, como por exemplo: LUNDEQVIST⁶⁵

- Servir como parâmetro balizador na realização de balanços energéticos;
- Servir como referencial energético na evolução de custos e benefícios.

Debruçando-se na aplicação do conceito de *energia garantida* a uma determinada usina, determinação de fundamental importância, pois valoriza a disponibilidade desta usina, verifica-se que duas abordagens principais podem ser desenvolvidas: LUNDEQVIST ⁶⁶

- Repartição da *energia garantida* do Sistema entre as diversas usinas componentes segundo alguma regra de rateio;
- Retirada das usinas do Sistema, uma de cada vez, determinando-se a redução da *carga garantida* necessária para a preservação de um índice de desempenho previamente assumido.

Concluindo a análise da conceituação da grandeza *energia garantida* de um Sistema, observa-se que sua formulação está baseada numa abordagem probabilística, coerente com a natureza estocástica do problema. Da mesma maneira, sua vinculação ao custo social do déficit e aos contratos de fornecimento de energia entre empresas, espelha sua eficiência na consistência entre custos unitários de geração e requisitos operativos preestabelecidos, mostrando sua ancoragem aos custos marginais praticados.

LUNDEQVIST ⁶⁵ e VENTURA ^{Fo 109}

6.4 - COMPLEMENTAÇÃO TÉRMICA NO SISTEMA INTERLIGADO

Como referenciado em itens anteriores, a *complementação térmica de sistemas elétricos* está calcada na exploração do sinergismo entre as modalidades térmica e hidráulica de geração de eletricidade, principalmente em sistemas elétricos em que esta última é majoritária, obtendo-se, por conseguinte, o máximo proveito das características energéticas e econômicas de suas usinas componentes.

É importante salientar-se, em primeiro lugar, a impossibilidade de armazenamento da energia elétrica, isto é, seu consumo ocorre concomitantemente à sua produção. Desta maneira, a armazenagem de eletricidade só pode se efetivar na forma primária, como energia química dos combustíveis de geração, ou como energia potencial da água contida nos reservatórios; o estoque de eletricidade estaria então contido no tanque das UTE's ou no reservatório das UHE's. VENTURA Fo 110

Num sistema hidráulico sem capacidade de regularização, composto então apenas por UHE's a fio d'água, a energia garantida é a energia natural afluyente no pior mês. Aplicando-se reservatórios a este Sistema, aumenta-se portanto sua energia garantida, pois passa-se a armazenar parte do excesso da energia afluyente nos períodos chuvosos, tornando-se, posteriormente, este montante disponível nos períodos secos. VENTURA Fo 110

O efeito de uma UTE é semelhante a um reservatório. Durante os períodos de menor hidraulicidade, notadamente nas séries contínuas de baixa afluência hídrica, ocasião em que se necessita lançar mão de todos recursos disponíveis na geração - energia natural afluyente e a acumulada nos reservatórios, cada acréscimo de geração térmica se transforma em acréscimo proporcional de carga garantida que o Sistema passa a atender. Em casos diversos, por exemplo existência de completo atendimento de demanda e vertimento nos reservatórios, a geração térmica nada acrescenta à energia garantida do Sistema. VENTURA Fo 110

Em sistemas onde existe abundância de energia secundária, o acionamento de UTE's só é necessário nos períodos secos. Como é impossível se prever com exatidão a ocorrência de um período seco, a gestão de um sistema hidrotérmico apresenta-se como uma das

mais difíceis tarefas da área de operação. Caso se despache prematuramente uma UTE, logo no início do esvaziamento dos reservatórios, pode-se queimar combustível inutilmente, pois as vazões podem melhorar, enchendo os reservatórios e fazendo-os verter em seguida - esta operação é chamada de partida em falso. O caso contrário, demora no acionamento de UTE's, pode colocar o sistema numa situação de impotência se a hidrologia vier a ter o caráter de período crítico - esta demora de acionamento, em verdade, diminui a energia garantida do sistema. VENTURA Fo 110

Modernamente a gestão do sistema hidrotérmico é conduzida a partir de resultados obtidos de modelos de programação dinâmica estocástica. A decisão de despacho de uma UTE de uma determinada classe de combustível e rendimento de operação, fundamenta-se no estado de armazenamento hídrico do sistema no mês desta tomada de decisão e no montante de energia natural afluyente no sistema no mês anterior (tendência hidrológica), de forma a se evitar déficits de abastecimento e a minimizar o consumo de combustíveis. VENTURA Fo 110

O conceito de *complementação térmica* está então fundamentado na operação de um sistema hidrotérmico em que sua energia garantida é a soma das energias garantidas das UHE's e UTE's componentes, porém com a operação parcial no tempo destas últimas, realizando um ganho no resultado econômico do conjunto, haja vista a economia no consumo de combustível; o ganho de energia garantida obtido em função da presença de UTE's no sistema, em verdade, origina-se preponderantemente da geração hidroelétrica a partir de energia secundária. Quanto maior for o montante de energia secundária e quanto menor for o investimento unitário em UTE's e seu gasto em combustível, melhor será o resultado da operação em *complementação térmica*. VENTURA Fo 110

6.5 - INTEGRAÇÃO DE RECURSOS HÍDRICOS E TÉRMICOS

A implantação de usinas termoelétricas decorre da necessidade de se complementar a oferta energética dos sistemas elétricos, além da possibilidade de suprimento de ponta. Esta complementação se efetiva através da sua operação integrada a uma bacia regularizada, obtendo-se benefícios econômicos significativos; nesta integração, utilizam-se os benefícios da acumulação de recursos hídricos quando as vazões são abundantes e, na situação inversa, disponibiliza-se energia elétrica a partir do estoque de água, projetando-se um conjunto com a meta de mínimos vertimentos. A análise do histórico de vazões (1931 a 1994) e, em particular, da série contida na Tabela 6.1, indica que, de maneira geral, as condições hidrológicas no Sistema brasileiro são estáveis, ocorrendo com pequena frequência anos isolados de baixa hidraulicidade e, com frequência ainda menor, períodos de anos secos consecutivos; dentro de um determinado ano as vazões naturais apresentam uma sazonalidade característica, com vazões altas nos primeiros meses do ano. VENTURA ^{Fo 110} e CANAMBRA ¹⁰⁸

As figuras, a seguir, ilustram os fenômenos que se deseja demonstrar através do método hidrográfico. Na Figura 7 a seguir, a linha serrilhada na metade superior de periodicidade mensal indica a energia natural que flui através de um sistema hidráulico, expressa em MWmed, ou MWmês. Ao se aplicar uma capacidade de acumulação a este sistema hidráulico (usinas e reservatórios), consegue-se acumular uma quantidade suficiente para sustentar uma capacidade hidráulica mínima garantida, no exemplo a linha horizontal locada em 4100 MWmed, evidentemente superior à afluência natural mínima observada no período, da ordem de 2000 MWmed. CANAMBRA ¹⁰⁸

As áreas hachuradas indicam vertimentos do sistema, isto é, afluições superiores à capacidade de acumulação. A parte inferior da Figura 7 indica o nível de energia acumulada no(s) reservatório(s) aplicado(s) a este sistema hidráulico; durante os vertimentos o nível máximo permanece constante. CANAMBRA 108

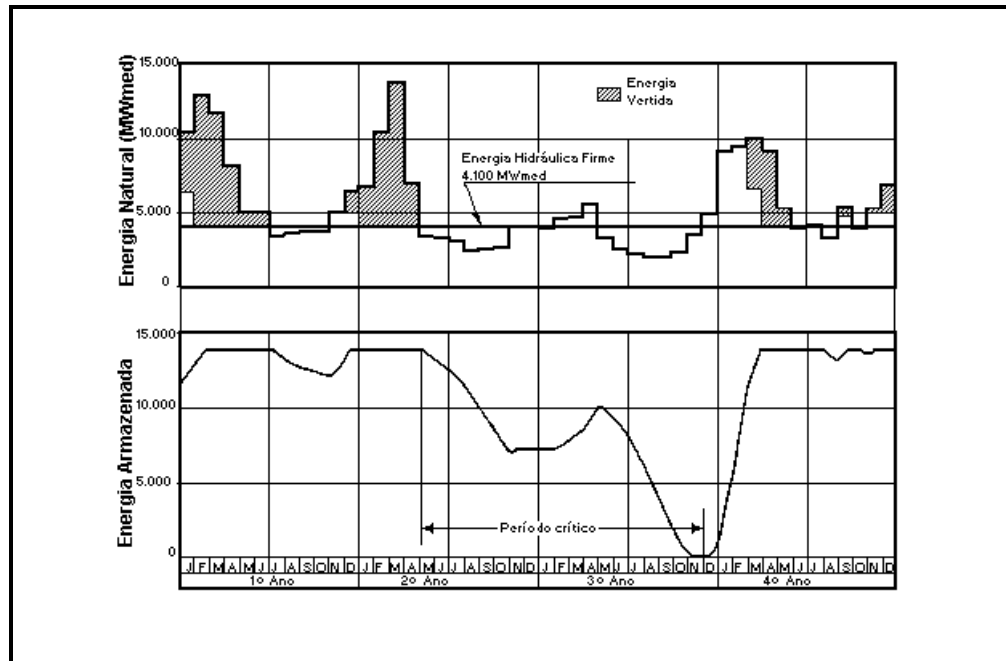


Figura 7 - Comportamento de um Aproveitamento Hidroelétrico

A Figura 8 mostra a adição de uma capacidade térmica ao sistema hidráulico definido na figura anterior, projetando-se sua operação no regime de complementação. No exemplo adicionou-se 1100 MWmed, aumentando-se então a capacidade mínima garantida deste sistema hidrotérmico para 5200 MWmed; como observado, a curva indicativa do status de acumulação do reservatório apresenta um comportamento diverso do da figura anterior, isto é, um padrão de gestão do reservatório diferente. CANAMBRA 108

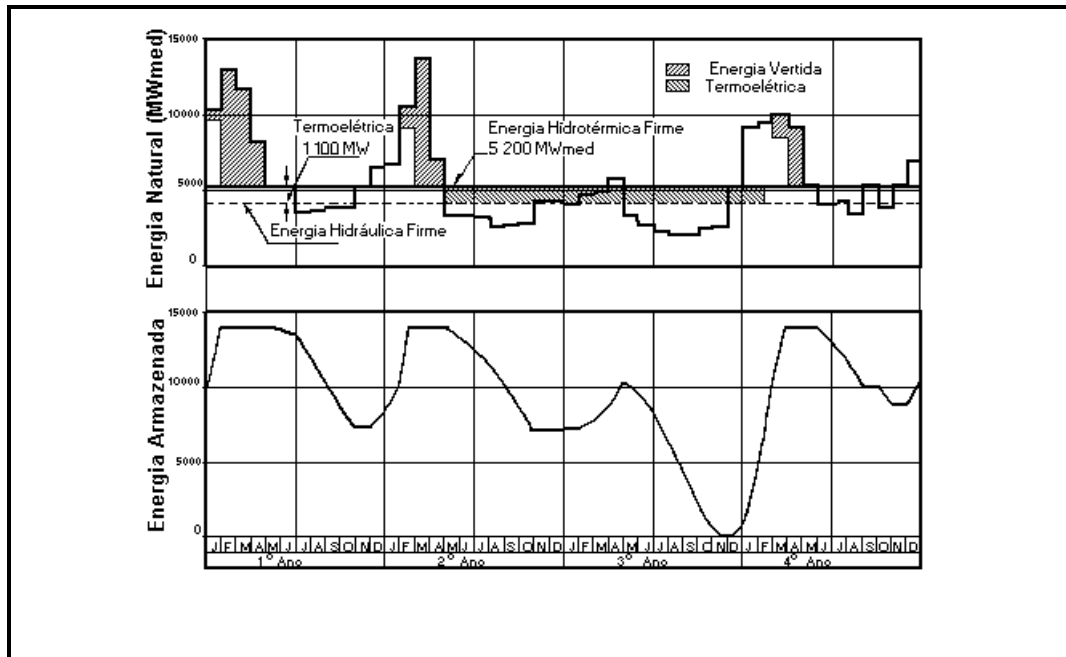


Figura 8 - Adição de Termoelétricidade a um Aproveitamento Hidroelétrico

Observa-se ainda no exemplo da Figura 8, que durante o período crítico lança-se mão do estoque de água acumulado, como também de toda energia afluyente existentes, despachando-se ainda a UTE a plena capacidade; o acionamento da termoelétrica só será suspenso após constatar-se a recuperação dos níveis mínimos de acumulação do sistema e avaliar-se que o padrão de vazões afluentes indica que o período crítico está findando. Fora do período crítico, a figura indica um uso mais intensivo do reservatório, quando comparado com o padrão da Figura 7; as taxas de deplecionamento são maiores, como também o são os tempos de enchimento, pois menos energia afluyente estará disponível para o reenchimento do reservatório. CANAMBRA 108

6.6 - COMBUSTÍVEIS E USINAS APROPRIADAS

O combustível mais adequado à complementação térmica, por outro lado, pode ser definido como aquele desvinculado de processos e/ou sistemas autônomos a montante das unidades geradoras. A razão desta preferência vem do fato que os benefícios da complementação só se viabilizam na operação associada de termoeletricas no Sistema Interligado, devendo-se então sempre operá-las nas condições de déficit hídrico e desligá-las na situação inversa.

Esta independência fica prejudicada quando seu funcionamento segue o planejamento da operação de outros empreendimentos, como gasodutos no regime “Take or Pay”, ou refinarias produzindo ultraviscosos dentro de processos industriais integrados.

ELETROBRÁS⁴²

A interpretação acima leva, no limite, à constatação que o óleo combustível convencional, dentre os demais combustíveis examinados, aparece como o mais adequado aos processos de complementação térmica. A principal característica para localização das usinas passa a ser então sua facilidade no suprimento intermitente de grandes volumes de óleo, como a proximidade de portos ou entroncamentos ferroviários.

Esta orientação, entretanto, não tem sido convenientemente observada quando da análise de novos projetos, costumando-se impor fatores de capacidade mínimos diferentes de zero, em função dos consumos mínimos de combustíveis a se observar, fatos que nada têm a ver com o Setor Elétrico. Isto pode acarretar um baixo aproveitamento da complementação, isto é, ocorrência de gerações e vertimentos em paralelo.

CAPÍTULO 7 - OFERTA DE ENERGÉTICOS ACOPLADOS A SISTEMAS AUTÔNOMOS

7.1 - GENERALIDADES

Os combustíveis produzidos em sistemas autônomos de suprimento efetivam sua oferta sob condições nem sempre adequadas ao Setor Elétrico, impondo-se às UTE's acopladas o seguimento de regras enunciadas como de otimização destes sistemas autônomos. Seria mais razoável, no entanto, que a operação solidária de sistemas independentes deva perseguir condições de otimização dos sistemas como um todo, devendo ambos praticarem ações no sentido da maximização de sua infra-estrutura, sem ajustes que causem eventuais prejuízos em sua contraparte. ELETROBRÁS⁴⁰

O modelo de operação de UTE's, por outro lado, tem evoluído como consequência da mudança de critérios de dimensionamento dos aproveitamentos hidroelétricos. No passado costumava-se prover cada UHE em implantação com uma razoável capacidade de ponta, sendo comum energias garantidas com fatores de capacidade muito reduzidos. LUNDEQVIST⁶⁶

Ocorrendo, todavia, excesso de capacidade hidráulica instalada na década passada, com uma sinalização de Custo Marginal de Ponta³⁰ reduzido, as empresas do setor tem optado nos novos projetos por privilegiar a obtenção de energia, acarretando no momento atual situações de impossibilidade momentânea de atendimento da ponta pelo sistema. Desta forma, o crescimento da oferta termoelétrica também deverá contemplar a necessidade do aumento do suprimento da ponta, podendo, eventualmente, tornar a análise do abastecimento de combustível mais complexa.

³⁰ **Custo Marginal de Ponta** - Custo do kW adicional de capacidade - a ser suprido em condições de expansão de oferta do parque gerador

7.2 - DERIVADOS E SETOR PETRÓLEO

O Setor Petróleo tem seu planejamento atado às peculiaridades de seu mercado e dos seus meios de produção. Além de supridor de combustíveis para processos industriais de outros segmentos, possui ainda um porte que permite forte interação com o Setor Elétrico.

De fato, suas refinarias, além de consumir quantidades expressivas de eletricidade, têm condições efetivas de gerar também excedentes importantes. Suas instalações detêm invejáveis condições logísticas de abastecimento, como também seus processos abrigam condições que possibilitam a adoção da cogeração em alta escala, melhorando portanto sua eficiência e podendo colocar eletricidade no mercado a preços bastante competitivos. CESP²⁹

O acoplamento de UTE's a refinarias faz com que os padrões de funcionamento destas duas instalações necessitem se complementar, uma vez que as refinarias costumam adotar planejamentos sob ciclos de prazos sensivelmente menores que os praticados pelo setor elétrico. Neste último, o planejamento baseia-se em sazonalidades anuais e níveis de regularização plurianuais; o setor petróleo pratica menores estoques de acumulação e segue a curva de consumo do mercado, podendo eventualmente importar derivados se houver problemas com a oferta interna.

A CESP estudou razoavelmente a oportunidade de utilização de combustíveis mais baratos para geração termoelétrica. Os óleos ultraviscosos derivados de petróleo, à época, apresentaram-se em condições vantajosas de preço e suprimento; projetou então a construção de vários módulos de 350 MW em ciclo Rankine (Sistema onde o combustível queima em caldeiras que produzem vapor d'água, sendo este expandido em

turbinas e condensado em torres, fechando o ciclo chamado pela termodinâmica de Rankine) operados a partir deste óleo. Por suas peculiaridades físicas, o abastecimento de óleos ultraviscosos deveria estar fortemente acoplado à sua produção na refinaria, evitando-se seu armazenamento em quantidades elevadas. CESP²⁵

A produção destes derivados iniciou-se com a implantação do Programa *Fundo de Barril* da **PETROBRÁS**, na esteira da crise mundial de abastecimento de petróleo, em fins da década de 70. Na busca de um aumento na oferta de diesel, sem investimentos significativos no parque de refino (implantação de hidrotreatamento, por exemplo), aumentou-se o volume da carga processada, transferindo-se a descarga das colunas de destilação a vácuo - **RESVAC**³¹ - para o pool de óleo combustível. O volume de óleo ultraviscoso não aproveitado desta forma seria comercializado diretamente. CESP²⁵

O uso de ultraviscosos não é usual de maneira geral no mercado mundial de óleos. A explicação deste fato é a não existência de especificações internacionais para o produto, em primeiro lugar; além disto o padrão médio de refino a nível mundial é diferente do adotado no país. Isto faz que não ocorram demandas tão acentuadas de diesel em detrimento dos demais derivados; da mesma forma o consumo de óleo combustível no mercado internacional absorve razoavelmente os resíduos de vácuo gerados, ao lado de uma maior utilização industrial deste resíduo, como na produção de coque verde de petróleo, por exemplo. CESP²⁵

³¹ **RESVAC** - Resíduo de Vácuo - Carga residual das colunas de destilação à vácuo

Coincidindo com o interesse da **CESP** em implantar estas UTE's gerando a partir de resíduos mais baratos, a **PETROBRÁS** procurava mercados para seus ultraviscosos, então em início de produção e já com elevada oferta. Experiências da Rhodia e da própria **PETROBRÁS** em suas refinarias, indicavam a oportunidade de geração a partir destes resíduos, opinião compartilhada por outras concessionárias, que também se interessaram pelo arranjo, como o projeto de conversão das unidades 3 e 4 da Usina de Santa Cruz de **FURNAS** e a construção de um novo módulo da Usina de Igarapé da **CEMIG**, duplicando sua capacidade, todas utilizando **RESVAC**. CESP 25

A oferta de óleos ultraviscosos está condicionada à disponibilidade de processamento das refinarias existentes. A refinaria de Paulínia-REPLAN, por exemplo, produz em média 7.000 m³/dia de **RESVAC**, destinando-o majoritariamente ao pool de óleo combustível, além de suprir alguns clientes do produto. A construção de 2 módulos de 350 MW, como era o projeto da **CESP**, poderia, no limite, consumir 2.000 m³/dia de óleo 8, quase a totalidade do **RESVAC** disponível para geração. CESP 25

Os planos da **PETROBRÁS**, no entanto, prevêem ainda a instalação de unidades de coqueificação retardada em algumas de suas refinarias, na busca de um refino mais consistente com seu mercado, diminuindo ainda mais o montante de ultraviscosos disponíveis para geração; cada módulo teria a capacidade de produzir 900 t/dia de coque, consumindo 2.800 m³/dia de óleo 8. Estes planos carecem da confirmação dos recursos orçamentários necessários e do mercado a ser abastecido, convivendo uma incerteza de expansão com a intenção de privatização da empresa; caso se deseje gerar eletricidade com este coque, cada módulo acrescentaria 125 MW ao Sistema. CESP 25

Caso ocorressem dificuldades intransponíveis na implantação destas usinas a ultraviscosos, não se descartaria sua substituição por unidades a gás natural. A condição imposta de proximidade a bases de suprimento também é observada neste caso, haja vista a prática usual de se interconectar as redes de gás natural através das refinarias, provendo-se então suas regiões de influência com um conjunto completo de energéticos.

CESP²⁵

À época do cancelamento do projeto da UTE a **RESVAC** da **CESP**, já tinha ficado claro a dificuldade de conciliação entre refinaria e usina. O crescimento e a redução da potência deveria obedecer cronogramas que impunham gradientes nem sempre compatíveis com uma operação em complementação térmica; adicionalmente, a **PETROBRÁS** vinha propondo substituições do ultraviscoso por óleos mais leves e mais caros, em ocasiões de impossibilidade de abastecimento da UTE, ficando claro sua preocupação em colocar o produto, independentemente da demanda da UTE.

Maiores detalhes sobre o projeto da **CESP** das UTE's de Paulínia e de Mogi podem ser encontrados no Apêndice 5 deste documento.

Apesar da análise até aqui conduzida estar voltada à geração a partir de ultraviscosos, outros derivados do petróleo podem, eventualmente, apresentar comportamento semelhante. A geração a óleo combustível, por exemplo: a localização do empreendimento ao lado de refinarias e a não existência de facilidades para importação de combustível, determinam a classificação do projeto como do tipo *acoplado a sistemas autônomos*. Projetos de UTE's a coque verde de petróleo também exibem semelhanças com os de ultraviscosos.

7.3 - GÁS NATURAL E PROJETOS INTEGRADOS

7.3.1 - Generalidades - Gás Natural no Brasil

A expansão da geração a partir de gás natural poderá se efetivar a partir de ofertas disponibilizadas pela **PETROBRÁS**. Esta empresa poderá vincular a cada novo projeto de geração, em função de sua localização, a reserva específica que irá supri-lo. Evidentemente, o fornecimento vinculado ao gasoduto Bolívia-Brasil será majoritário neste abastecimento, em função dos montantes disponíveis e pela cobertura que o projeto propicia. **ELETROBRÁS** ⁴²

Uma vez que a infra-estrutura associada à exploração/transporte e distribuição de Gás Natural requer pesados investimentos e possui um longo período de maturação, que implica em elevados encargos financeiros representados pelos **JDC**, a viabilização do Projeto de Importação de Gás Boliviano pelo Brasil impõe a fixação de uma série de condicionantes relativos aos contratos de fornecimento do combustível. Além disso, um fator complicador adicional decorre da “velocidade de realização” do mercado de gás natural “in natura”, o qual apresenta uma baixa velocidade inicial, resultando um crescimento da demanda a taxas incompatíveis com as necessidades de receita impostas pela remuneração dos investimentos na infra-estrutura montada para comercialização do Gás Natural. **RAMOS** ⁹³

A saída que se tem buscado é a do envolvimento do Setor Elétrico no Projeto, através da implementação de Centrais Termoelétricas movidas a gás natural. A presença destas Centrais tem por objetivo criar uma demanda firme para o gás natural, principalmente

nos anos iniciais do empreendimento em que o mercado de gás, no nível de distribuição, ainda não se encontrasse consolidado. RAMOS⁹³

Conforme enfatizado, o volume de investimentos a realizar impõe uma necessidade de receita uniforme, que para ser obtida implicará em maximizar-se a utilização da infraestrutura associada. A necessidade de receita elevada e constante ao longo do tempo acaba sendo repassada aos usuários do Projeto na forma de contratos de fornecimento do tipo “Take or Pay” que, do ponto de vista destes usuários, se refletirá na necessidade de um consumo praticamente constante. RAMOS⁹³

A operação em complementação das termoelétricas a gás natural implicará em uma demanda de combustível aleatória, podendo então ocorrer um conflito virtual entre os setores envolvidos. De um lado, o sistema de suprimento de gás necessita demandas regulares e de alto fator de carga e, de outro, as termoelétricas a gás natural, no Brasil, apresentarão demandas que dependem das afluências hidrológicas ao Sistema. ELETROBRÁS⁴²

Da mesma forma, operar esse parque térmico com fatores de capacidade mínimos elevados certamente implicará em vultosos custos adicionais, cuja distribuição entre os Setores Elétrico e de Gás precisa ser melhor avaliada. A operação integrada desses setores deverá se processar segundo regimes que homogeneizem a remuneração do capital investido no empreendimento Gasoduto - Usinas Termoelétricas como um todo.

As centrais termoelétricas a gás natural, embora sejam alternativas de expansão muito atrativas, apresentam custos de geração mais elevados quando integradas a sistemas predominantemente hidroelétricos, devido às restrições operacionais dos fornecedores de combustível, que conflitam com o requisito de flexibilidade de acionamento que

viabiliza uma estratégia operativa otimizada. A criação de modelos conceituais para inserção das centrais a gás natural no sistema brasileiro visualiza a otimização da operação destas centrais, reduzindo o desperdício de combustível. ELETROBRÁS⁴¹

O gás natural tem participado com modestos percentuais na matriz energética brasileira, 2,2% do da energia primária em 1990, 4023×10^3 tep; sua produção, no entanto, neste mesmo ano, foi de 6082×10^3 tep. Atualmente, metade da produção de gás natural é utilizada para reinjeção em poços petrolíferos, ou descartado. MME⁷¹

7.3.2 - Integração de Centrais Termoelétricas no Projeto Gasoduto Bolívia-Brasil

Vários modelos de inserção de UTE's abastecidas com gás natural do gasoduto Bolívia-Brasil têm sido desenhados pelo setor elétrico, com o objetivo de minimizar os empecilhos da obrigatoriedade de consumo de gás independentemente da demanda elétrica. A idéia básica desses modelos é a otimização da operação da central térmica a gás natural para reduzir o consumo desnecessário de combustível, que ocorreria se a operação das centrais fosse em regime de base.

Nesse sentido, foram propostas e analisadas as alternativas para integrar centrais termoelétricas ao projeto do gasoduto, apresentadas em detalhe na Anexo A. No primeiro modelo a otimização dos subsistemas de produção e transporte de gás tem maior relevância, trazendo como consequência a necessidade de consumidores "pulmão" ou interruptíveis, que absorvam parte do gás destinado à Central Térmica quando não há necessidade de uma operação em regime de base. O suprimento de gás é previsto se realizar em fluxo contínuo, com a capacidade de transmissão do gasoduto

limitada a apenas $16,8 \times 10^6$ m³/dia³², resultando em um “Take or Pay” de 95%. Nesse modelo assumiu-se o preço de gás como monômio, isto é, não discriminando as parcelas de custo de transporte e preço da “commodity”³³. O preço de referência do gás natural colocado na Central Térmica adotado na análise foi de US\$ 3/MMBtu. ELETROBRÁS⁴¹

No segundo modelo, idêntico ao primeiro nas principais hipóteses, buscou-se aproximar a análise da situação real de fornecimento de gás natural, que é efetivamente efetuada em duas parcelas distintas: (i) custo de transporte, de US\$ 1,8/MMBtu, incorporado ao custo de capital da central; e (ii) preço do gás na “boca-do-poço” - preço da commodity de US\$ 0,9 a 1,2/ MMBtu.

Neste caso, a “reserva” de capacidade do gasoduto para atender ao consumo da central quando operando em regime de base - 4×10^6 m³/dia é considerada como custo de capital. Esse é efetivamente a parcela “Take or Pay” do contrato, até porque trata-se de um contrato específico com a empresa de transporte de gás, enquanto o fornecimento de combustível propriamente dito, deve ser efetuado pela empresa distribuidora de gás estadual, concessionária local desse serviço. ELETROBRÁS⁴¹

No terceiro modelo, identifica-se uma forma de, efetivamente, minimizar a queima de combustível na Central Térmica através do armazenamento do gás nas regiões de produção, em volumes a serem administrados em função das condições de contorno que se verificarem no sistema. Para este caso desenvolveu-se uma metodologia para definir

³² Limitação assumida em função da previsão inicial de que o diâmetro do gasoduto se restringiria a 28”.

³³ Preço do gás natural na condição de aquisição na Bolívia

o volume ótimo do estoque de gás, assim como a capacidade da central térmica. Os modelos desenvolvidos, apesar de conterem uma formulação simples, propiciaram resultados que recomendavam o estudo mais aprofundado de um programa de geração a gás natural de grande porte apoiado pela implantação de sistemas de armazenamento.

Naturalmente em função dessa solução parecer ousada cabem estudos detalhados sobre todos os aspectos envolvidos, tais como: custos de estocagem, riscos de armazenar grandes volumes em outro país, custos financeiros, entre outros. Entretanto vale mencionar que existem no mundo grandes sistemas de armazenamento para “regularizar” o fluxo de gás entre as regiões produtoras e consumidoras. Apenas nos EUA há uma capacidade de armazenamento³⁴ de mais de 100 bilhões de m³, equivalente às reservas bolivianas. ELETROBRÁS 41

³⁴*Oil & Gas Journal Pipeline Report 12/9/1994.*

CAPÍTULO 8 - POTENCIAL DOS COMBUSTÍVEIS PARA TERMOGERAÇÃO

8.1 - GENERALIDADES

Na evolução da espécie humana, desde seu início a milhares de anos atrás, a energia vem aumentando sua participação no modo de vida de seus elementos, chegando hoje à situação em que não mais é possível sobreviver sem seu concurso. O curioso é que na trajetória da humanidade, as principais fontes de energia residem na utilização de recursos renováveis a disposição na natureza; somente nos dois últimos séculos começou a utilização dos recursos fósseis e físseis, porém, a uma taxa avassaladoramente elevada, predando os recursos acumulados em milhões de anos e prejudicando a qualidade de vida no planeta. Voltar à situação anterior, com o atual montante e distribuição da população é inimaginável. Torna-se necessário então examinar o estágio das tecnologias existentes e o que ainda seria necessário acrescentar para levar a humanidade de volta à dependência de fontes permanentes de energia. DOSTROVSKY³⁶

Dentre as várias providências necessárias a esta mudança, o conhecimento do vulto das reservas atualmente em uso é primordial; da mesma maneira, a avaliação do tempo que temos para desenvolver as novas tecnologias, cotejada com o período que ainda nos resta para usufruirmos destas reservas também é importante. Nestas avaliações as principais restrições aparecem: Quantidade versus preço de recuperação de reservas energéticas, limitações ambientais nesta exploração e falta de tecnologia para uso do recurso. DOSTROVSKY³⁶

Deve-se discutir de maneira extensiva as abordagens utilizadas na classificação de recursos, tais como *finitos* (fósseis), *praticamente ilimitados* (deutério) e *renováveis* (energia solar e seus desdobramentos - por exemplo hidráulica). Define-se então *reservas* como sendo acumulações de materiais comprovadamente existentes, medidas e passíveis de exploração com tecnologias disponíveis, em contraposição à *recursos*, quantidades adicionais de materiais cuja existência é assumida em função de explorações superficiais, ou do conhecimento geológico, ou ainda de materiais que, com a atual tecnologia, teriam sua exploração economicamente desaconselhada, pelo menos no atual horizonte. DOSTROVSKY³⁶

Combustíveis Fósseis são materiais que se originaram de seres vivos, tendo sido alterados por processos químicos através dos períodos geológicos; em verdade disponibilizam a energia solar acumulada pelos seres vivos a milhões de anos atrás. Incluem-se nesta definição: petróleo, gás natural, carvões minerais, como também turfa, xisto e areias betuminosas. DOSTROVSKY³⁶

A avaliação do mercado brasileiro de combustíveis, constitui uma das mais importantes análises para a avaliação da alternativa termoeletricidade. De fato, o conhecimento dos padrões de comportamento dos energéticos que abastecem o mercado brasileiro de energia coloca-se como tarefa das mais relevantes para a montagem dos cenários e modelos de simulação do comportamento do Sistema Elétrico Interligado, a médio e longo prazo.

Várias constatações avultam numa primeira abordagem. A primeira delas refere-se à inexistência de problemas de abastecimento de petróleo e derivados, haja vista a expressiva produção nacional e a condição superavitária de oferta mundial a curto e

médio prazos, notadamente da **OPEP**³⁵. Em termos nacionais, pode-se acrescentar que a **PETROBRÁS** pratica em suas transações internacionais condições comerciais semelhantes às existentes nas contratações das empresas mais importantes deste mercado. Pode-se avaliar que o abastecimento se processará em bases confiáveis e previsíveis. **ELETROBRÁS** 48

Da mesma maneira, o gás natural, apesar de estar num estágio inicial de desenvolvimento e implantação no mercado nacional, tem asseguradas todas as condições para sua disseminação, tanto do lado de crescimento da oferta como na consolidação de sua demanda. Inclusive são promissoras as perspectivas de suprimento do mercado pelas nações limítrofes, destacando-se o projeto Gasoduto Bolívia-Brasil. Em verdade até as possibilidades de suprimento por **GNL** (Gás Natural Liquefeito) são viáveis, notadamente sob a condição de complementação térmica. **O&GSPECIAL** 75 e **SPG** 101

Por fim pode-se sublinhar as potencialidades do suprimento energético proveniente do carvão mineral, recurso abundante no país, mormente através das novas tecnologias em validação. Também os novos combustíveis do futuro, como o óleo e gases da retortagem do xisto devem ser lembrados, certamente tendo lugar no mercado futuro de energia. **PAULA** 86

Com cerca de apenas 8% de participação no parque elétrico nacional, o Brasil possui pouca tradição no desenvolvimento e implantação de empreendimentos termoelétricos.

³⁵ **OPEP** - Organização dos Países Exportadores de Petróleo

Situação um pouco diferente é encontrada na termoeletricidade baseada em carvão nacional, no Sul do país, com 1.040 MW instalados e previsão de incrementar 1.400 MW nos próximos 10 anos, já existindo uma capacitação e um conjunto de informações técnico-econômicas disponíveis e muito úteis para qualquer estudo de expansão da geração. ELETROSUL⁵⁰

Necessita-se portanto de um aporte de dados coletáveis a partir de projetos e implantações realizadas em outros países para sua correta consistência. Levantou-se informações sobre UTE's a gás e a óleo combustível com diferentes tecnologias e mesmo a carvão importado com tecnologias de ponta. ELETROBRÁS⁴⁸

Especificamente na parte referente a combustíveis, a análise será conduzida através de compilação dos dados disponíveis das entidades mais confiáveis, a nível mundial e nacional. Verificou-se a partir de levantamentos preliminares, inclusive, o aumento do consumo de energia, apesar do decréscimo das intensidades energéticas - **IE** (quantidade de energia gasta por unidade de **PIB** - estimador de eficiência energética) nos países da **OCDE**³⁶. Os países em desenvolvimento, em função do estágio de suas economias, ainda praticam **IE** crescentes, resultando portanto num aumento ainda mais acentuado do consumo energético. BECK¹⁴

A consequência destas variações tem sido o crescimento do consumo energético como um todo. Mesmo existindo ganhos reais de eficiência, crescimento de atividade econômica ainda significa aumento de consumo de energéticos. Constata-se este aumento principalmente nos últimos três anos, onde ocorreu uma retomada de crescimento econômico. BECK¹⁴

³⁶ **OCDE** - Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico

As previsões a curto e longo prazo, mesmo sinalizando crescimentos generalizados das quantidades a consumir, evidenciam uma mudança na participação de cada energético na matriz de cada país. De maneira geral a participação do gás natural mantém-se crescente, deslocando carvão mineral e óleo combustível. Energia nuclear, da mesma forma, mostra tendência de queda, causada, porém, por outros fatores determinantes.

BECK¹⁴

A revista Oil & Gas Journal de 22/abr/96 organizou a Tabela 8.1 a seguir, baseada em dados da BP Statistical Review - 1994, contendo estimativas de demandas de energia para até 1999.

Os dados apresentados indicam um crescimento do consumo total mundial de energia de 7,5% no quadriênio 1996/1999, correspondendo a valores diferenciados por tipo de região analisada. O gás natural, apesar de apresentar forte crescimento, ainda é o energético terceiro colocado em produção. BECK¹⁴

Para os países em desenvolvimento coube uma taxa total de 13,7%, com gás natural mostrando importante participação, apesar de ser o energético mais consumido após petróleo e carvão; estes cálculos são influenciados pelo mercado característico da China, fortemente dependente do carvão mineral. O valor elevado que aparece para a taxa de crescimento de energia nuclear refere-se igualmente à China e outras nações asiáticas, porém em montantes absolutos diminutos. BECK¹⁵

TABELA 8.1
ESTIMATIVAS DE DEMANDAS ANUAIS GLOBAIS DE ENERGIA
(10⁹ Bbl Equivalentes)

	1994	1996	1997	1998	1999	Varição 96/99 (%)
OCDE						
Petróleo	14,1	14,4	14,6	14,8	15,0	4,2
Gás Natural	7,0	7,3	7,5	7,6	7,8	6,8
Carvão	6,6	6,8	6,8	6,9	7,0	2,9
Nuclear	3,5	3,6	3,7	3,7	3,7	2,8
Outros	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	-
TOTAL	32,0	32,9	33,4	33,8	34,3	4,3
PAÍSES EM DESENVOLVIMENTO						
Petróleo	7,0	7,7	8,0	8,3	8,6	11,7
Gás Natural	2,4	2,6	2,8	3,0	3,1	19,2
Carvão	6,6	7,1	7,4	7,7	7,9	11,3
Nuclear	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	100,0
Outros	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	16,7
TOTAL	16,7	18,2	19,1	19,9	20,7	13,7
ex-URSS/LESTE EUROPEU						
Petróleo	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	9,5
Gás Natural	4,0	3,9	3,9	4,0	4,1	5,1
Carvão	2,6	2,4	2,4	2,5	2,5	4,2
Nuclear	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	25,0
Outros	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	-
TOTAL	9,3	9,0	9,2	9,4	9,6	6,7
TOTAIS MUNDIAIS						
Petróleo	23,2	24,2	24,8	25,3	25,9	7,0
Gás Natural	13,4	13,8	14,2	14,6	15,0	8,7
Carvão	15,8	16,3	16,6	17,1	17,4	6,8
Nuclear	4,1	4,3	4,5	4,5	4,6	7,0
Outros	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	6,2
TOTAL	58,0	60,1	61,7	63,1	64,6	7,5

Fonte: Oil & Gas Journal 22 abr.96

A OCDE manteve sua participação majoritária, porém com taxas de crescimento inferiores à média mundial no período. O gás natural distancia-se do terceiro colocado e mostra disposição para manter um sólido segundo lugar. BECK 15

O leste europeu e a ex-URSS tentam retomar taxas mais elevadas de crescimento. O gás natural não experimenta taxas elevadas de crescimento na região porque já é intensamente consumido na economia local, sendo o energético mais utilizado, seguido pelo carvão mineral e finalmente petróleo. BECK ¹⁵

Analisando mais detidamente o mercado brasileiro, por outro lado, verifica-se forte diferenciação em relação à distribuição do consumo entre os energéticos disponíveis, quando comparado com a matriz de outros países. Na Tabela 8.2 estão indicadas as participações em comparação, destacando-se a forte dependência da hidroeletricidade e a pequena participação do gás natural na matriz energética brasileira.

TABELA 8.2
COMPARAÇÃO DE MATRIZES ENERGÉTICAS
1992

Energético	Mundo (%)	Brasil (%)
Petróleo e Derivados	39	32,0
Carvão Mineral	25	5,5
Gás Natural	22	2,4
Hidroeletricidade	5	35,0
Nuclear	6	-
Carvão Vegetal	-	13,8
Álcool	-	10,0
Outros	3	1,3

Fonte: DRI/McGraw-Hill

Oil & Gas Journal 07 agost.95

DOE/EIA - 0484(96) International Energy Outlook 1996

Conclui-se finalmente que existem potenciais e alternativas do lado da oferta de expressivos blocos de energia. Na busca da maior eficiência energética, entretanto, não se deve perder de vista as ações sobre a demanda, como a conservação e o deslocamento de aplicações energéticas onde a eletricidade não reúne condições para desenvolver todo seu potencial. GELLER ⁵⁷ e SCHECHTMAN ⁹⁶

8.2 - DERIVADOS DE PETRÓLEO

8.2.1 - Aspectos Gerais

Petróleo constitui uma mistura de hidrocarbonetos e compostos orgânicos de enxofre, nitrogênio e oxigênio. Em sua composição entra desde estruturas moleculares simples, como propano, até cadeias pesadas de asfaltenos, com mais de 40 átomos de carbono na molécula. Formou-se da decomposição de plantas e animais marinhos acumulados em sedimentos submetidos a altas pressões e calor, através de longos períodos.

DOSTROVSKY³⁶

Estas condições que propiciaram sua formação, no entanto, foram extremamente raras, de sorte que somente pequenas quantidades de biomassa acumuladas nos oceanos e lagos chegaram a tornar-se petróleo. A concentração destes sedimentos orgânicos nas rochas formadoras chega a 0,1 %, podendo chegar a 15 % em casos especiais (Mar Negro, por exemplo). DOSTROVSKY³⁶

Além da baixa probabilidade de formação, ainda necessita-se de condições especiais de acumulação e de preservação do produto, isto é, devem formar-se em estruturas rochosas porosas apropriadas, migrar e posteriormente acumular-se entre lençóis rochosos impermeáveis. Conforme as temperaturas reinantes nestes ambientes, seu tempo de formação pode variar de 10 a 400 milhões de anos. A prospecção de petróleo consiste, portanto, na busca, identificação e mensuração destas formações rochosas, utilizando-se técnicas sofisticadas de pesquisa geológica aliadas a perfurações exploratórias; posteriormente avalia-se o retorno dos investimentos aplicados nas atividades de pesquisa e recuperação. DOSTROVSKY³⁶

A entrada de Gás Natural no mercado de energéticos do Estado de São Paulo, certamente provocará impactos no consumo dos demais combustíveis, principalmente derivados de petróleo. A determinação do montante de óleo combustível deslocado, por outro lado, não é tarefa simples, uma vez que novas aplicações tendem a aparecer, ao lado da reação da **PETROBRÁS**. Esta, imediatamente, retiraria o diesel (diluyente) da mistura, aumentando a oferta de resíduos ultraviscosos e de diesel, remanejando portanto as ofertas do “mix” de derivados. CESP ²⁹

A possibilidade de geração termoelétrica a partir de óleo combustível, tanto diretamente como em cogeração, constituiria o fato novo em sua utilização, uma evolução natural que merece maiores investigações. Adicionalmente, em função de considerações sobre a oportunidade de geração em motores de combustão interna de grande porte, instalados em localidades isoladas e para reforço de ponta em circuitos que tiveram duplicações postergadas, pode-se admitir que parte desta oferta venha destas unidades, alimentadas com este energético em ciclo diesel. CESP ²⁹

A determinação da capacidade de geração decorrente deste montante disponível de óleo combustível não é trivial, uma vez que dependerá da estratégia operacional de remanejamento de combustíveis da **PETROBRÁS**. Como a participação de petróleo importado ainda é intensa, a avaliação de sua disponibilidade, mesmo a nível global, constitui uma tarefa das mais relevantes. CESP ²⁹

Um panorama do mercado mundial de petróleo pode ser obtido da análise da evolução das reservas de petróleo existentes, conforme Tabela 8.3 a seguir, medidas em 1995. Comparando-se com o consumo associado à produção constante da Tabela 8.4, verifica-se o vulto da capacidade de produção da **OPEP**. De fato, esta organização tem reservas suficientes para 84,4 anos de fornecimento, mantendo-se o nível de produção de 1995; as reservas não **OPEP**, por outro lado, seriam suficientes para 17,4 anos de consumo equivalente a 1995. Evidentemente estes valores são indicativos, uma vez que conjunturas diferentes de preços, taxas de desenvolvimento econômico, novas tecnologias de produção e consumo, podem alterar estes indicadores. De qualquer forma, fica patente o extraordinário potencial das reservas da **OPEP**, que certamente serão as principais responsáveis pelo suprimento do mercado mundial de petróleo no próximo século. BECK¹⁴

A avaliação do desempenho da produção de petróleo pode ser obtida da análise da Tabela 8.4 a seguir. Com poucas exceções, ocorre um lento decréscimo nos níveis de produção das bacias não pertencentes à **OPEP**. A Noruega não seguiu a tendência, mostrando vigorosa ascensão de sua produção; a antiga URSS também, porém em sentido oposto, mostrando nítida desorganização de seu parque produtor, hoje, porém, já estabilizado e em processo de retomada. A **OPEP**, no entanto, tem experimentado expressivas taxas de crescimento da produção, podendo ajustá-la nos patamares mais adequados às suas economias e aos níveis internacionais de preço que se deseja praticar. BECK¹⁴

A Tabela 8.5 a seguir mostra um panorama da evolução dos preços praticados no mercado internacional de petróleo. A variação mostrada espelha os eventos ocorridos no

mercado de combustíveis como guerra do Golfo, retomada da produção no Kuwait, aumento em áreas não OPEP como mar do norte e outros.

TABELA 8.3
RESERVAS MUNDIAIS DE PETRÓLEO
(10⁹ Bbl)

	<i>1986</i>	<i>1991</i>	<i>1995</i>
Total Não OPEP	<u>225,0</u>	<u>225,2</u>	<u>229,2</u>
TOTAL Hemisf.Ocidental	91,5	92,6	91,5
México	49,3	52,0	49,8
EUA	28,4	26,2	22,4
Outros	13,8	14,4	19,3
TOTAL Europa Ocidental	26,4	14,4	15,6
Noruega	10,9	7,6	8,4
Reino Unido	13,0	3,8	4,3
Outros	2,5	3,0	2,9
TOTAL Europa Oriental	63,0	58,9	59,2
ex-URSS	61,0	57,0	57,0
Outros	2,0	1,9	2,2
TOTAL Oriente Médio	5,8	10,1	11,8
TOTAL África	9,5	10,0	12,3
TOTAL Ásia - Pacífico	28,8	39,2	38,8
Total OPEP	<u>475,2</u>	<u>773,8</u>	<u>778,2</u>
Arábia Saudita	168,8	257,5	258,7
Iraque	44,1	100,0	100,0
Emiratos Árabes	33,0	98,1	98,1
Kuwait	89,8	94,5	94,0
Irã	47,9	92,8	88,2
Venezuela	25,6	59,0	64,5
Outros OPEP	66,0	71,9	74,7
TOTAL MUNDIAL	<u>700,2</u>	<u>999,0</u>	<u>1007,4</u>
(% OPEP)	67,9	77,5	77,2

Fonte: Oil & Gas Journal 22 abr.96

TABELA 8.4
PRODUÇÃO MUNDIAL DE PETRÓLEO
(10⁶ Bbl/d)

	<i>1985</i>	<i>1992</i>	<i>1993</i>	<i>1994</i>
TOTAL Não OPEP	<u>39,9</u>	<u>39,5</u>	<u>38,9</u>	<u>39,6</u>
TOTAL Hemisf.Ocidental	17,3	16,5	16,5	16,6
Canadá	1,8	2,1	2,2	2,3
México	3,0	3,2	3,2	3,3
EUA	10,6	8,9	8,6	8,4
Outros	1,9	2,3	2,5	2,6
TOTAL Europa Ocidental	3,7	4,9	5,1	6,1
Noruega	0,7	2,3	2,4	2,8
Reino Unido	2,6	2,0	2,1	2,7
Outros	0,4	0,6	0,6	0,6
TOTAL Europa Oriental	12,7	9,4	8,5	7,7
ex-URSS	12,3	9,1	8,2	7,4
Outros	0,4	0,3	0,3	0,3
TOTAL Oriente Médio	0,6	1,5	1,6	1,8
TOTAL África	1,5	1,9	1,9	1,9
TOTAL Ásia - Pacífico	4,1	5,3	5,3	5,5
TOTAL OPEP	<u>17,8</u>	<u>26,5</u>	<u>27,1</u>	<u>27,3</u>
TOTAL MUNDIAL	<u>57,7</u>	<u>66,0</u>	<u>66,0</u>	<u>66,9</u>
(% OPEP)	30,9	40,2	41,0	40,8

Fonte: Oil & Gas Journal 22 abr.96

TABELA 8.5
PANORAMA DE PREÇOS DO PETRÓLEO
(US\$/Bbl)

	<i>1985</i>	<i>89</i>	<i>90</i>	<i>91</i>	<i>92</i>	<i>93</i>	<i>94</i>	<i>95</i>
Preço Mundial de Exportação	27,6	16,7	21,3	17,8	18,0	15,8	15,3	16,8
Preço OPEP de Exportação	28,0	16,4	21,0	17,4	17,7	15,4	15,0	16,5
Preço de Exportação não-OPEP	27,0	17,1	22,1	18,5	18,5	16,4	15,6	17,2
Cesta de Preços OPEP	N.d.	17,5	22,6	19,2	18,7	16,6	15,8	17,1

Fonte: Oil & Gas Journal 22 abr.96

8.2.2 - Atendimento do Mercado Nacional de Petróleo

O panorama referente a derivados de petróleo mostra condições factíveis de abastecimento, pois conforme itens anteriores, a oferta a médio e longo prazo de petróleo tende a consolidar o papel da **OPEP**, que está capacitada a assumir o crescimento do mercado a médio prazo. Não se deve esquecer do potencial e da vocação para prospecção de petróleo da **PETROBRÁS**, notadamente em águas profundas, a qual tem planos para ampliar de forma significativa sua oferta. As atuais modificações da legislação do monopólio facilitam, inclusive, o concurso de outros empreendedores, nacionais ou estrangeiros. A evolução das reservas medidas brasileiras encontram-se na Tabela 8.6. A Tabela 8.7 coloca um panorama mais amplo, mostrando, para 1995, até as reservas inferidas.

TABELA 8.6
PETRÓLEO - EVOLUÇÃO DAS RESERVAS BRASILEIRAS

ANO	PETRÓLEO - RESERVAS RECUPERÁVEIS (10 ⁹ Bbl)			
	Medidas	Prováveis	Possíveis	Total
1975	0,76	n.d.	n.d.	n.d.
1980	1,31	n.d.	n.d.	n.d.
1985	2,17	n.d.	n.d.	n.d.
1990	2,78	n.d.	n.d.	n.d.
1992	3,62	1,34	0,61	8,14
1993	3,79	1,18	0,56	7,03
1994	4,14	1,23	0,96	8,36
1995	4,82	1,39	0,94	8,91

Nota: Na coluna de totais, incluem-se também reservas inferidas.

Fonte: Brasil Energy - Abr.96 nº 287.

Balanço Energético Nacional 1995 – MME 71

TABELA 8.7
PETRÓLEO - RESERVAS BRASILEIRAS EM 1995
 (10⁶ Bbl)

REGIÕES	RESERVAS RECUPERÁVEIS			RESERVAS	RESERVAS
	Medidas	Prováveis	Possíveis	INFERIDAS	TOTAIS
Bahia	205	4	2	135	341
Sergipe - Alagoas	190	12	22	33	254
R. G. do Norte - Ceará	307	43	15	87	447
Bacia de Campos	4007	1247	859	1432	7459
Espírito Santo	10	2	6	7	25
Amazônia	73	51	25	9	153
Sul	28	31	11	57	126
TOTAL	4820	1390	940	1760	8910

Fonte: Brasil Energy - Abr.96 nº 287.

8.2.3 - Informações Complementares

Informações adicionais sobre os energéticos deste capítulo encontram-se em outros blocos do presente trabalho. No Anexo **B** estão localizadas previsões sobre seu abastecimento, tanto a longo como médio prazo, bem como estimativas de preço.

No Apêndice **1** - Sistemas de Geração com Derivados de Petróleo, aborda-se as tecnologias mais empregadas e as em desenvolvimento para a geração termoelétrica a partir deste energético.

8.3 - GÁS NATURAL

8.3.1 - Generalidades

8.3.1.1 - Tópicos Gerais

O gás natural apresenta-se como uma mistura de metano - CH₄ com outros hidrocarbonetos leves, com contaminações, não muito comuns, de CO₂ e H₂S; costuma ser empregado seco, isto é, sem os hidrocarbonetos leves dissolvidos (gasolina natural). Forma-se em paralelo com o petróleo, sendo comum encontrá-lo associado nos depósitos subterrâneos, como também em poços exclusivos de gás natural. Também é encontrado nas minas de carvão. DOSTROVSKY ³⁶

No passado o consumo deste energético só se efetivava nas cercanias da sua produção, sendo comum sua queima na atmosfera; considerava-se, inclusive, como fracasso, a perfurações de poços onde se encontrava gás e não petróleo. Melhorias nas tecnologias de transporte a grandes distâncias, através dos oceanos e fronteiras, mudaram completamente seu perfil de consumo. Modernamente transporta-se até gás natural liquefeito, em navios-tanque criogênicos. DOSTROVSKY ³⁶

A maneira como o gás natural aparece na natureza determina a viabilidade de sua exploração e emprego. Duas são as formas básicas de sua ocorrência: não-associado e associado ao petróleo. DOSTROVSKY ³⁶

O gás associado é aquele que se encontra nas reservas livres ou dissolvido no petróleo, quando este é o elemento predominante. Neste caso, os custos de exploração do gás são contabilizados na extração do petróleo, no caso o produto mais importante. O gás não

associado ocorre seco ou misturado a frações leves como gasolina natural, **GLP**, etc.; a recuperação destas frações aumenta o desempenho das linhas e melhora a lucratividade dos empreendimentos de suprimento. DOSTROVSKY ³⁶

As peculiaridades de suas transações são talvez explicadas pelo fato de que nos negócios de fornecimento de gás natural ocorre forte bilateralidade entre produtor e consumidor, sendo a existência de uma ligação por duto a principal causa deste envolvimento. A solidariedade, os compromissos de longo prazo, as cláusulas de exclusividade, etc., são então as principais consequências desta ligação. PERCEBOIS ⁸⁸

A recente entrada do Gás Natural no mercado energético brasileiro e o crescimento acentuado de seu consumo espelha tendência mundial observada nas economias adiantadas e integradas. Considerações ambientais, econômicas, conservacionistas, de interação entre nações, dentre outras, têm impulsionado uma maior participação deste importante insumo na Matriz Energética. ABREU ⁰² e B.E.SPECIAL ¹⁰

A constatação da necessidade de um maior suprimento de Gás Natural às regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste vem de encontro ao aumento da oferta pela Petrobrás, complementada pela implantação do gasoduto Bolívia-Brasil. Conforme contrato assinado com o Governo Boliviano, este fornecimento se processará segundo a modalidade “Take or Pay”, isto é, consumo obrigatório do energético, definindo-se uma estreita faixa de variação do volume transacionado. O&G SPECIAL ⁷⁵

O Setor de Gás avaliou, face ao choque do aumento da oferta boliviana, 8×10^6 m³/dia em 1998 e 16×10^6 m³/dia em 2000, que seria conveniente para o equilíbrio e consolidação do sistema produtor/supridor/consumidor de Gás Natural, a geração de energia elétrica a partir deste combustível. As centrais geradoras, preferencialmente de

grande porte e implantadas tanto pelo Setor Elétrico como pela Iniciativa Privada situar-se-iam tanto no Estado de São Paulo como em Mato Grosso, Rio Grande do Sul, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, dentre outros, este último, inclusive, com problemas de abastecimento de eletricidade na região de fronteira com a Bolívia. As centrais atuariam então como âncora do empreendimento Gasoduto Bolívia-Brasil, gerando a custos significativamente mais reduzidos quando comparados com as demais modalidades térmicas. O&G SPECIAL⁷⁵ e SPG¹⁰¹

Um impacto desta envergadura nos Setores do Gás e Elétrico exige uma investigação mais aprofundada do mercado de gás natural, tanto a nível nacional como global. Justifica-se esta postura em função da relativa pouca experiência existente no país no campo de geração a partir deste energético, necessitando-se, desta forma, um melhor conhecimento dos projetos e soluções adotadas a nível mundial neste campo.

8.3.1.2 - Panorama Atual

O gás natural tem exibido uma vigorosa tendência de crescimento do consumo a nível mundial, não só nas regiões de suas ocorrências como também no comércio internacional. Este comércio, inclusive, passou de 286×10^9 m³ em 1989 para 354×10^9 m³ em 1994, um crescimento de 4,3 % a.a. em meio a uma recessão mundial, conforme Tabela 8.12; estes valores representaram 15 e 17% dos totais produzidos, respectivamente. BECK¹⁵

Talvez em decorrência dos choques do petróleo na década de 70, os países desenvolvidos vêm aumentando a participação do gás natural em suas matrizes energéticas. Em verdade as causas deste crescimento são mais complexas: a

possibilidade de uso direto, as melhores eficiências de queima e a melhoria das condições ambientais são condicionantes que podem explicar o fenômeno de deslocamento de energéticos pelo gás natural. Contribuiu também para este aumento de consumo a expansão da geração de termoeletricidade a partir do gás natural, que experimentou notável desenvolvimento na última década; em termos mundiais, em 1990, a geração de eletricidade foi responsável por 14% do total consumido de gás natural. Para futuro próximo, inclusive, prevê-se taxas de crescimento de 5% a.a. para esta utilização. Na Tabela 8.8 a seguir indica-se as variações ocorridas na participação do gás natural no mercado de energéticos. BECK¹⁵

Como já salientado, a maior disponibilidade do energético e o desenvolvimento tecnológico das turbinas a gás e de seus acessórios, que ampliaram seu emprego em cogeração e em ciclo combinado, tornaram-se os agentes do aumento de seu consumo. Inclusive a medida que se disseminou as vantagens do emprego industrial e residencial deste energético, ao lado da criação de mecanismos que viabilizaram sua presença no mercado, apareceram montantes de demanda reprimida que exigiram novas e substanciais ofertas. BECK¹⁵ e SPG¹⁰¹

Nas Tabelas 8.9 e 8.10 a seguir, estão indicadas as principais regiões consumidoras e bacias produtoras. As reservas de gás natural estão listadas na Tabela 8.11. Constatou-se da análise desta Tabela a baixa participação da **OPEP** nestas reservas - 41% - (32,3 + 6,8 + 1,4), em comparação às reservas de petróleo - 77%. Em verdade os países da **OCDE** controlam sua produção, consumindo de maneira crescente o gás natural na indústria e na geração termoelétrica. BECK¹⁵

TABELA 8.8
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NATURAL
NAS MATRIZES ENERGÉTICAS
(%)

	1994	1995
OCDE	22,0	22,1
Países em Desenvolvimento Ex-URSS e Leste Europeu	14,0	14,2
TOTAL MUNDIAL	23,0	22,9

Fonte: Oil & Gas Journal 22 abr.96

BP Statistical Review, 1994

TABELA 8.9
CONSUMO MUNDIAL DE GÁS NATURAL
(10⁶ m³/d)

	1986	87	88	89	90	91	92	93
Argentina	43	44	48	51	49	51	48	58
México	72	72	72	75	75	75	74	70
Venezuela	49	50	51	51	53	56	59	66
Brasil	10	9	9	10	11	10	11	12
Outros Países em Desenvolvimento	393	432	486	533	548	557	603	645
Sub Total	567	607	666	720	736	749	795	851
OCDE	2161	2282	2374	2496	2518	2596	2651	2754
Ex-URSS e Leste Europeu	1729	1805	1882	1930	2033	1980	1839	1764
TOTAL MUNDIAL	4457	4694	4922	5146	5287	5325	5285	5369

Fonte: BP Statistical Review, 1996

TABELA 8.10
PRODUÇÃO MUNDIAL DE GÁS NATURAL
(10⁶ m³/d)

	1985	1992	1993	1994
Canadá	210	318	343	370
México	81	70	69	70
EUA	1301	1408	1436	1484
Outros	126	168	187	192
TOTAL Hemisf.Ocidental	1718	1964	2035	2116
Holanda	196	189	192	180
Reino Unido	109	141	166	179
Outros	180	202	204	215
TOTAL Europa Ocidental	485	532	562	574
Ex-URSS	1641	1994	1944	1836
Outros	134	80	80	75
TOTAL Europa Oriental	1775	2074	2024	1911
TOTAL Oriente Médio	174	301	327	348
TOTAL África	132	205	208	202
Indonésia	84	149	154	170
Outros	203	333	354	377
TOTAL Ásia - Pacífico	287	482	508	547
TOTAL MUNDIAL	4571	5558	5664	5698

Fonte: Oil & Gas Journal 22 abr.96

Nas Tabelas anteriores tornou-se clara a tendência de independência do mercado em relação à OPEP. Os países desta organização produziram em 1994 apenas 12% da produção mundial; o índice de duração das reservas, mantendo-se o mesmo consumo de 1994, indica um valor de 216 anos, mostrando, aparentemente, um baixo aproveitamento destas. Para as reservas mundiais este mesmo índice é de 63 anos.

BECK¹⁵

A comunidade dos países independentes ex-URSS, detém não só a maioria das reservas como também lidera o suprimento do mercado de gás natural. Seu grau de desenvolvimento das reservas está espelhado no índice de 79 anos de duração destas.

BECK¹⁵

Os EUA detêm um índice de duração de reservas de 8 anos, mostrando o grau de envolvimento e dependência das economias dos países desenvolvidos. De fato, tanto este país como os da Europa Ocidental dependerão de importações para seu desenvolvimento industrial. Nesta última região, no entanto, recentes descobertas em perfurações profundas no mar do Norte melhoraram o índice de duração das reservas, que estava em 16 anos e reduziu sensivelmente a dependência da ex-URSS. BECK 15

TABELA 8.11
RESERVAS MUNDIAIS DE GÁS NATURAL
(10¹² m³)

	<i>1986</i>	<i>1991</i>	<i>1996</i>	Participação (%)
Canadá	2,8	2,8	1,9	1,4
México	2,2	2,1	1,9	1,4
EUA	5,5	4,8	4,6	3,3
Outros	3,2	4,8	5,8	4,1
TOTAL Hemisf.Ocidental	13,7	14,5	14,2	10,2
Holanda	1,9	1,7	1,8	1,3
Reino Unido	0,9	0,6	0,7	0,5
Outros	3,6	2,7	2,2	1,6
TOTAL Europa Ocidental	6,4	5,0	4,7	3,4
Ex-URSS	42,5	45,3	56,0	40,1
Outros	0,4	0,5	0,7	0,5
TOTAL Europa Oriental	42,9	45,8	56,7	40,6
Irã	13,3	17,0	21,0	15,0
Emiratos Árabes	0,9	5,7	5,8	4,1
Arábia Saudita	3,4	5,1	5,2	3,8
Outros	6,6	9,7	13,2	9,4
TOTAL Oriente Médio	24,2	37,5	45,2	32,3
TOTAL África	5,6	8,2	9,5	6,8
Indonésia	1,0	2,6	2,0	1,4
Outros	4,7	6,0	7,4	5,3
TOTAL Ásia - Pacífico	5,7	8,6	9,4	6,7
TOTAL MUNDIAL	98,5	119,6	139,7	100,0

Fonte: Oil & Gas Journal 22 abr.96

8.3.1.3 - Comercialização do Gás Natural

O comércio de gás natural expande-se vigorosamente. Verifica-se que a demanda deste energético vem crescendo de forma a liderar a preferência dos consumidores que procuram altas eficiências de geração termoelétrica, encontradas nos ciclos combinados, além de menores agressões ao meio ambiente. Complementarmente, nas regiões onde inexistente ligação por dutovias, este interesse materializa-se numa maior procura de **GNL**.

BECK¹⁵

As transações internacionais vem crescendo a taxas superiores às observadas na indústria do petróleo, 4,3% a.a.(1989 a 1994), contra 2% da indústria petrolífera em 1995 e uma média de 1% a.a. no início da década. A procura por **GNL**, inclusive, apresentou taxas de crescimento do consumo superiores às do gás entregue por duto. A Tabela 8.12 a seguir mostra a participação destas duas formas na comercialização do produto. BECK¹⁵ e SWAIN¹⁰⁴

As Tabelas 8.13 e 8.14 mostram os montantes transacionados entre nações produtoras e consumidoras. Foram listadas as principais trocas ocorridas em 1994, dividindo-as entre transações por dutovia e por embarques de **GNL**.

A Tabela 8.15 mostra um apanhado das condições de preço praticados nas transações comerciais entre as nações, analisando-se períodos entre eventos significativos ocorridos nos cenários de comércio internacional. BECK¹⁵

TABELA 8.12
COMÉRCIO INTERNACIONAL DE GÁS NATURAL
 (10⁹ m³)

<i>Tipo de Gás Natural</i>	<i>1989</i>	<i>1994</i>	<i>Taxa de Crescimento</i> <i>(% a.a.)</i>
Gás por Dutovia	221,54	266,18	3,74
Gás Liquefeito - GNL	64,46	87,78	6,37
TOTAL COMERCIALIZADO	286,00	353,96	4,35

Fonte: Oil & Gas Journal 22 abr.96

Continuando esta análise das ocorrências nos cenários das transações comerciais, encontram-se listados na Tabela 8.16 a seguir os principais contratos existentes na década passada, servindo para ilustrar os tipos de relacionamentos praticados.

TABELA 8.13
PRINCIPAIS IMPORTADORES DE GÁS NATURAL EM 1994
 (10⁹ m³)

<i>País</i>	<i>Gás por Dutovia</i>	<i>GNL</i>	<i>TOTAL</i>
EUA	71	3	74
Alemanha	68	-	68
Japão	-	57	57
França	24	8	32
Itália	28	-	28
ex-Cecoslováquia	13	-	13
Coréia do Sul	-	8	8
Espanha	n.d.	7	7
Bélgica	n.d.	4	4
Taiwan(Formosa)	-	3	3

Fonte: Oil & Gas Journal 22 abr.96

TABELA 8.14
PRINCIPAIS EXPORTADORES DE GÁS NATURAL EM 1994
(10⁹ m³)

<i>País</i>	<i>Gás por Dutovia</i>	<i>GNL</i>	<i>TOTAL</i>
Ex-URSS	105	-	105
Canadá	71	-	71
Holanda	40	-	40
Indonésia	-	34	34
Argélia	14	18	32
Noruega	27	-	27
Malásia	-	11	11
Austrália	-	9	9
Brunei	-	8	8
AbuDhabi	-	4	4
EUA	2	2	4
Dinamarca	2	-	2
Alemanha	2	-	2
Líbia	-	2	2
Outros	3	-	3

Fonte: Oil & Gas Journal 22 abr.96

TABELA 8.15
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO GÁS NATURAL
(US\$/MMBtu)

Modalidade de Preço	1981/84	1988/89	1991/92	1993	1994
OCDE - Europa/Importação	4,00	2,10	3,20	-	2,40
EUA - Boca do Poço	2,70	-	1,60	2,00	1,80
EUA - Importação	4,80	2,00	1,90	-	1,60
Japão - GNL	5,80	3,20	4,10	-	3,20
EUA - GNL p/ Utilities (Mass.)	-	2,44	2,28	2,62	-
EUA - GNL p/ Utilities (La.)	-	1,66	1,68	2,40	-
EUA - GNL p/ Indústria(Mass.)	-	3,99	3,91	4,89	-
EUA - GNL p/ Indústria(La.)	-	1,92	1,75	2,22	-

Fonte: Oil & Gas Journal 22 abr.96/12 feb.96

TABELA 8.16
CONTRATOS DE FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL

PARTES	QUANTIDADES (10 ⁹ m ³ /ano)	CARACTERÍSTICAS DOS CONTRATOS	Preços em 1986 (US\$/10 ⁶ Btu)	
			FOB	CIF
CANADA USA	20,30	Preços Livrementemente Negociados	2,10	2,10
MÉXICO USA	(Interrompido) 3,10	Cláusula de Proteção a Nação Menos Favorecida	4,94	4,94
HOLANDA VÁRIOS	37,45	Pagável em ECU - Indexado a Óleos	3,00	3,30
NORUEGA VÁRIOS	26,70	Preços Livrementemente Negociados	3,10	3,90
RÚSSIA VÁRIOS	37,55	Pagável em Moedas Locais Indexado a Óleos	2,80	3,20
ARGÉLIA ITÁLIA(Sicília)	11,00	Preços Livrementemente Negociados	2,10	2,80
BOLÍVIA ARGENTINA	2,22	Preços Livrementemente Negociados	3,60	3,60
ARGÉLIA FRANÇA (GNL)	7,60	Preços Indexados a “Net Back” de Petróleos de Referência	2,40	2,90

Fonte: PERCEBOIS, J. - “Economie de L’Energie”

FOB - “Free on Board” - Preço na origem, sem fretes, taxas e seguros

CIF - “Cost Insurance Freight” - Preço acrescido de fretes e seguros

Preço “Net Back” - Preço calculado energeticamente equivalente a outro combustível

8.3.2 - Atendimento do Mercado Brasileiro de Gás Natural

8.3.2.1 - Reservas Brasileiras

A análise do abastecimento de gás natural apresenta-se mais complexa. O porte e crescimento das reservas brasileiras tem sido significativo nos últimos 20 anos conforme atesta a Tabela 8.17 a seguir. Mantendo-se este mesmo padrão, pode-se estimar reservas medidas (provadas) de 250x10⁹ m³ para 2015, montante superior às reservas bolivianas atuais. A Tabela 8.18 ordena a distribuição espacial das reservas.

MME⁷¹ e B.E. SPECIAL¹¹

TABELA 8.17
GÁS NATURAL
EVOLUÇÃO DAS RESERVAS BRASILEIRAS

ANO	GÁS NATURAL - RESERVAS RECUPERÁVEIS (10 ⁹ m ³)			
	Medidas	Prováveis	Possíveis	Total
1975	26,0	n.d.	n.d.	n.d.
1980	53,0	n.d.	n.d.	n.d.
1985	93,0	n.d.	n.d.	n.d.
1990	115,0	n.d.	n.d.	n.d.
1992	136,7	55,8	32,0	304,6
1993	137,4	53,7	28,3	284,8
1994	146,5	52,3	34,6	308,8
1995	154,3	53,7	33,8	326,2

Nota: Na coluna de totais, incluem-se também reservas inferidas.

Fonte: Brasil Energy - Abr.96 nº 287.

Balanco Energético Nacional 1995 - MME

Os montantes produzidos e vendidos estão listados na Tabela 8.19, verificando-se a elevada quantidade de gás não comercializada. Grande parte deste montante é reinjetado nos poços de produção, priorizando-se o petróleo; o restante é utilizado internamente nas instalações produtoras e de refino, queimando-se o saldo remanescente.

O desafio a se encarar será então o aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira, uma vez que este energético oferece vantagens inquestionáveis na geração termoelétrica e na indústria em geral. A Tabela 8.20 indica projeções da produção e do consumo realizadas pela **PETROBRÁS**. O total para São Paulo foi indicado pela **COMGÁS**.³⁷

³⁷ Palestra no IEE/Tese de Mestrado Gomes, I. - 1996

TABELA 8.18
GÁS NATURAL - RESERVAS BRASILEIRAS EM 1995
(10⁹ m³)

BACIA	RESERVAS RECUPERÁVEIS			RESERVAS INFERIDAS	TOTAIS
	Medidas	Prováveis	Possíveis		
Solimões	24,7	17,0	16,2	24,9	82,8
Piauí - Ceará	1,0	0,1	-	0,3	1,4
Potiguar	11,1	4,5	0,1	5,0	20,7
Sergipe - Alagoas	16,5	1,8	0,5	3,3	22,1
Tucano Sul	0,2	0,1	0,1	-	0,4
Recôncavo	29,0	1,8	4,1	6,0	40,9
Camamu	-	-	-	11,2	11,2
Jetiquitinhonha	-	-	-	1,0	1,0
Espírito Santo	2,1	0,2	0,2	1,3	3,8
Campos	63,1	19,8	12,2	30,2	125,3
Santos	6,6	8,4	0,3	1,3	16,6
TOTAL	154,3	53,7	33,7	84,5	326,2

Fonte: Brasil Energy - Abr.96 nº 287.

TABELA 8.19
GÁS NATURAL - PRODUÇÃO E VENDAS
Média dos Últimos 12 Meses
(10³ m³/dia)

Localização Regiões	Vendas	Produção		
		On Shore	Off Shore	Total
AM	-	724	-	724
RN/CE	152,6	587	2154	2741
BA	1464,2	4682	84	4766
SE/AL	386,7	1907	1798	3705
RJ	3198,4	-	9284	9284
ES	501,2	636	18	654
SP - Comgás	2834,9	0	1842	1842
PR	-	125	-	125
MG	167,8	-	-	-
PA/PE	538,3	-	-	-
TOTAL	9244,1	8661	15180	23841

Fonte: Brasil Energia nº 192 - Set.96

TABELA 8.20
GÁS NATURAL - PROJEÇÕES
 (10⁶ m³/dia)

<i>Discriminação</i>	1995	2000	2005
OFERTA	16,8	22,7	24,4
DEMANDA POTENCIAL	18,0	44,4	66,1
Projeções SP	11,1	12,1	14,5

Fonte: Petrobrás - Oil & Gas Journal 07 aug.95
Projeções SP - COMGÁS/IEE

O primeiro problema que se depara nesta cruzada para o aumento da participação deste energético no mercado brasileiro, relaciona-se com a localização das reservas brasileiras. Realmente, existe um montante vultoso de gás natural na região amazônica, em região de difícil acesso, nos campos de Urucu, Alto Juruá, etc. Os atuais aproveitamentos destas reservas se darão a nível local, como participação na geração de Manaus, por exemplo, não entrando no Sistema Elétrico Interligado. B.E.SPECIAL₁₁ e O&G SPECIAL₇₇

8.3.2.2 - Ofertas de Gás Importado

Os esforços para se aumentar o suprimento nas regiões S/SE/Centro-Oeste, de densa industrialização e grande demanda energética, voltaram-se para as possibilidades de importação deste energético, elencando-se a Bolívia como primeira possibilidade. De fato, este país detém reservas provadas de 120x10⁹ m³, prováveis de 48x10⁹ m³ e possíveis de 136x10⁹ m³; estimando-se uma duração de 20 anos para estas reservas, projetar-se-iam fornecimentos médios teóricos de 16x10⁶ m³/dia para as primeiras, 7x10⁶ m³/dia para as prováveis e 19x10⁶ m³/dia para as possíveis. A Tabela 8.23 dá uma idéia do significado destes volumes em termos de potência gerada. O&G SPECIAL₈₁

Com base nestas figuras, assinou-se o contrato para o Gasoduto Bolívia-Brasil, onde foram vendidos $104,77 \times 10^9 \text{ m}^3$, para retirada em 20 anos, dando um fornecimento médio, no período, de $14 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$. Percebe-se que o total vendido pressupõe o desenvolvimento das possíveis novas reservas, o que é plenamente aceito por especialistas da área; projeta-se para 2015, inclusive, um consumo interno de $4,8 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$ e uma exportação para o Paraguai de 1,1 a $2,3 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$. O&G SPECIAL ⁷⁵ e O&G SPECIAL ⁸¹

O mercado argentino difere substancialmente dos demais da América Latina, não só pelas reservas existentes, como também pelo porte do mercado consumidor de gás natural. Projeta-se para 2005 uma demanda interna de aproximadamente $30 \times 10^9 \text{ m}^3$, $77,6 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$. Dimensionou-se suas reservas provadas em mais de $580 \times 10^9 \text{ m}^3$, 20 anos portanto de exploração. O&G SPECIAL ⁸¹

Estima-se que existe a possibilidade de suprimento pela Argentina de algumas áreas fronteiriças brasileiras, com demandas inferiores talvez a $10 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$. A Argentina está desenvolvendo um projeto transandino que favorecerá o Chile, prevendo-se a exportação de $2 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$; o Chile, apesar do tamanho reduzido de seu mercado industrial, tem uma certa tradição no uso de gás natural, exportando metanol, inclusive para o Brasil. O&G SPECIAL ⁸⁰ e O&G SPECIAL ⁸¹

A reserva de Camisea, no Peru, apresenta-se como uma área produtora de alto gabarito, com potencial que a iguala às maiores bacias mundiais; a única restrição existente está em sua localização, remota em relação aos centros consumidores, dentro de uma reserva natural indígena. Apesar de não estar ainda em desenvolvimento, levantamentos já efetuados inferem reservas provadas de $305 \times 10^9 \text{ m}^3$, suficientes a um suprimento médio

em 20 anos de 42×10^6 m³/dia. O Peru ainda tem outras reservas importantes já em produção, como Maquia, Aguaytia e outras, que viabilizariam exportações de vulto para o Brasil. De qualquer forma um fornecimento de pelo menos 50% deste montante poderia ser examinado em termos de análise de viabilidade. O&G SPECIAL 78

Resume-se na Tabela 8.21 a seguir as informações sobre reservas e excedentes.

TABELA 8.21
OFERTAS DE GÁS NATURAL IMPORTADO

PROCEDÊNCIA	Reservas Medidas (10 ⁹ m ³)	Consumo Interno (10 ⁶ m ³ /d)	Excedente p/ Exportação (10 ⁶ m ³ /d)
Bolívia	168	4,8	19,1
Argentina	580	77,6	12,0
Peru	305	n.d.	20,0

Fonte: Oil & Gas Journal 07 ago.95

8.3.2.3 - *Consolidação de Ofertas*

A maneira como a oferta peruana se integraria ao mercado brasileiro tem muito a ver com as possibilidades de desenvolvimento do potencial brasileiro de produção de gás natural. Uma possível entrada seria através da Bolívia, que consumiria o gás peruano e repassaria maiores ofertas de seus campos; esta última aliás, sempre afirmou que não cobraria taxas adicionais para esta ultrapassagem. Outra seria a conexão do tronco Camisea com as reservas do Alto Juruá, viabilizando o transportes de quantidades substanciais às regiões S/SE/Centro-Oeste, servindo, inclusive, de segurança do fornecimento boliviano. Ficou claro até o momento, que a Bolívia não cobraria pedágio na permissão de passagem do gás por seu território, cobrando tão somente um ressarcimento das despesas.

Estas possibilidades podem ser reunidas na Tabela 8.22 a seguir.

TABELA 8.22
CONSOLIDAÇÃO DAS OFERTAS
DE GÁS NATURAL EM 2005
 (10⁶ m³/dia)

OFERTA	Montante Médio
Gasoduto Bolívia	14
Argentina	10
Peru	20
Oferta Interna Convencional	25
Gás do Juruá	8
TOTAL	77

As empresas de geração de energia elétrica, por outro lado, vem estudando a possibilidade de utilização da termoeletricidade proveniente do gás natural no Sistema Interligado. Verifica-se que algumas concessionárias associadas a grupos empresariais, como também a **PETROBRÁS**, mantém o interesse e a iniciativa de demarrar o processo de geração termoeleétrica a gás natural, concomitantemente às ações para a viabilização da implantação do Gasoduto Bolívia-Brasil. ELETROBRÁS ⁴²

Estes movimentos decorrem da viabilidade, principalmente nas regiões onde existem possibilidades mais concretas de oferta do combustível, de se implantar projetos de geração de porte mais reduzido (100 a 200 MW), compatíveis com as disponibilidades existentes. Estes projetos considerariam a utilização do gás natural existente, ou mesmo a operação com óleo tratado enquanto não se ativa o Gasoduto Bolívia-Brasil. ELETROBRÁS ⁴²

A **PETROBRÁS**, por seu lado, esforça-se para consolidar o mercado industrial, comercial e residencial consumidor de gás, afinal os principais usuários do gasoduto, comprometendo-se, até, a estressar seu parque produtor e supridor para aumentar a oferta. Para o Estado de São Paulo, por exemplo, pode-se, a partir do nível atual de 3×10^6 m³/dia, em 96 acrescentar mais $0,7 \times 10^6$ m³/dia e em 97 mais $0,8 \times 10^6$ m³/dia, chegando ao teto de $4,5 \times 10^6$ m³/dia em 1997, que é o montante previsto como quota para o Estado. Após a ativação do gasoduto seu sistema refluirá, evitando, desta forma, a exploração predatória de suas reservas. ELETROBRÁS⁴⁸

Os projetos apresentados pelas empresas e os considerados no Plano de Expansão do Setor foram compilados na Tabela 8.23, que informa resumidamente os montantes envolvidos nesta expansão.

TABELA 8.23
EXPANSÃO DA GERAÇÃO
MONTANTES DE GÁS NATURAL ENVOLVIDOS

PROJETO	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	DATA DE ATIVAÇÃO	CONSUMO DE GÁS NATURAL (10 ³ m ³ /dia)
CUIABÁ I	225	abr 1998	889
GN I	453	ago 1999	1790
CORUMBÁ I	225	abr 1998	889
GN II	453	ago 1999	1790
CUIABÁ II	225	abr 1998	889
C. GRANDE	225	ago 1999	889
GN III	453	ago 1999	1790
GN IV	453	ago 1999	1790
URUGUAIANA	453	out 1998	1790
TOTAIS	3165	-	12506

Fonte: GCPS - CTEEE Relatório Grupo **GTGAS** - 1996

A UTE Uruguaiana independe do suprimento Bolívia-Brasil

O montante de gás a ser consumido pelo setor elétrico, de cerca de $12,5 \times 10^6$ m³/dia apresenta-se, pelo menos no curto prazo, como um montante sensivelmente elevado. Ultrapassa inclusive os montantes reservados para geração quando da concepção do Projeto Gasoduto Bolívia-Brasil.

Acredita-se que, após a efetiva demarcação do Projeto, as empresas possam conjuntamente consolidar o montante a se gerar, sua data de entrada na rede, a localização das unidades de geração e os montantes consumidos de combustível.

8.3.3 - Informações Complementares

Informações adicionais sobre os energéticos deste capítulo encontram-se em outros blocos do presente trabalho. No Anexo C estão localizadas previsões sobre seu abastecimento, tanto a longo como médio prazo, bem como estimativas de preço.

No Apêndice 2 - Sistemas de Geração com Gás Natural, aborda-se as tecnologias mais empregadas e as em desenvolvimento para a geração termelétrica.

8.4 - CARVÃO MINERAL

8.4.1 - Tópicos Gerais

Carvão mineral foi o primeiro fóssil usado pela humanidade e certamente será o último. Formou-se pela decomposição de matérias vegetais, em várias camadas, há 250 milhões de anos atrás. A cadeia da formação dos carvões começa pela turfa, mais jovem, passando pelo linhito e antracito. Seu conteúdo de carbono passa de 60 %, para 66 % e 90 %, respectivamente. Classificam-se por poder calorífico, teor de contaminantes, como enxofre, teor de inertes e cinzas. DOSTROVSKY ³⁶

O carvão mineral é um recurso energético abundante e de custo relativamente reduzido. Principal combustível em passado recente, espera-se que continue a participar ativamente da oferta de energia no futuro. No início da década de 70, o consumo de carvão cresceu tanto em termos relativos como absolutos como consequência dos embargos no petróleo, aumentando significativamente sua participação na geração de termoelectricidade. Apesar de ser um combustível de forte apelo local, também é importante o conhecimento das tendências de abastecimento a nível mundial, função da sua importância. DOSTROVSKY ³⁶

Em meados da década de 80, entretanto, começou o declínio de sua presença no mercado, apesar de manter uma oferta robusta em termos absolutos. Sua participação na oferta energética caiu de 28% em 1985 para 25% em 1993. Explica-se esta mudança pelo colapso dos preços do petróleo, o crescimento do gás natural na Europa e EUA e pelo emprego de turbinas a gás de nova geração na geração termoelétrica. Esta redução foi diferenciada: à exceção dos EUA e Japão, nos países da **OCDE** houve decréscimo da participação e dos volumes totais consumidos, estes últimos em 20%. Na ex-URSS e Leste Europeu o decréscimo foi de 27%, no intervalo 1989 - 1993. BECK ¹⁴

Em contraposição a este declínio, observa-se na China e em outros países asiáticos um forte crescimento no consumo de carvão. Em termos energéticos esta região, em 1980, responsabilizava-se, em termos energéticos, por 17% do total consumido no mundo; em 1993 representava 26%. O grupo de países asiáticos, incluindo Japão, passou de uma participação no consumo de 26% em 1980 para 40% em 1993. BECK ¹⁴

As reservas mundiais recuperáveis de carvão mineral, como também as estatísticas de produção referentes ao ano de 1995, podem ser lidas na Tabela 8.24 a seguir. Pela

Tabela calcula-se uma duração média das reservas em 226 anos. DOE/EIA ³⁴ e DOE/EIA ³⁵

A questão ambiental atingiu frontalmente o mercado do carvão nos países da **OCDE**, tradicionalmente preocupados com a qualidade de vida de sua população. As consequências desta abordagem foram o sucateamento de instalações antigas, ao lado da elevação do custo do kWh gerado nas novas usinas; estas passaram a contar com dispositivos de limpeza e condicionamento de seus efluentes, ao lado de uma seleção mais criteriosa da procedência e propriedades do combustível empregado, providências que encareceram o custo de operação. BECK ¹⁴

Além da preocupação com a poluição gerada em suas cercanias, como chuva ácida e particulados, deve-se também relacionar as consequências mais amplas de sua combustão, como a formação mais acentuada de dióxido de carbono, responsável pelo efeito estufa. A geração deste gás na combustão do carvão representa o dobro da quantidade gerada na do gás natural, energeticamente comparando; na combustão de óleo combustível a quantidade gerada representa um acréscimo de apenas 20% (em relação ao gás natural). BECK ¹⁴ e ELETROBRÁS ⁴⁸

Apesar do esforço dos países consumidores de carvão em pelo menos manter os atuais níveis de poluição, conforme a Convenção Eco 92, ainda existem países que se declaram impossibilitados de baixar ou mesmo manter os atuais níveis de emissões, uma vez que planejam desenvolver suas economias. Neste caso podemos colocar a China e outros países asiáticos. BECK ¹⁴

TABELA 8.24
PANORAMA MUNDIAL DOS RECURSOS
EM CARVÃO MINERAL - 1994

Países e Regiões	Reservas (10⁹ t)	(%)	Produção (10⁶ t)	(%)
Canadá	9	0,9	72	1,6
EUA	243	23,5	938	20,6
Outros	2	0,2	9	0,2
TOTAL América do Norte	254	24,6	1019	22,4
TOTAL América Latina	10	1,0	35	0,8
Alemanha	67	6,4	268	5,9
Reino Unido	3	0,3	48	1,0
ex-Iugoslávia	17	1,6	37	0,8
Outros	12	1,2	164	3,6
TOTAL Europa Ocidental	99	9,5	517	11,3
Ex-URSS	240	23,2	482	10,6
Polônia	42	4,0	203	4,4
Outros	16	1,6	169	3,7
TOTAL Europa Oriental	298	28,8	854	18,7
TOTAL África	62	6,0	204	4,5
Indonésia	32	3,1	29	0,6
Austrália	91	8,8	227	5,0
Índia	70	6,7	268	5,9
China	114	11,0	1279	28,0
Outros	5	0,5	128	2,8
TOTAL Ásia/Pacífico/Oriente	312	30,1	1931	42,3
TOTAL MUNDIAL	1035	100,0	4560	100,0

*Fonte: Energy Information Administration(1995) - apud ELETROBRAS 47.
World Energy Council (1995) - idem.*

8.4.2 - Atendimento do Mercado Nacional de Carvão Mineral

8.4.2.1 - Generalidades

O Carvão Mineral apresenta-se até hoje como um dos mais importantes energéticos existentes, participando na geração de 40% da energia elétrica mundialmente consumida. No Brasil apresenta-se de maneira diversa: apesar do carvão constituir 62% das reservas de combustíveis fósseis, participa em aproximadamente 2,5% do total da potência instalada. MME⁷¹ e ELETROBRÁS⁴⁰

Estas diversidades são explicadas, dentre outras razões, pela vocação hídrica do setor elétrico brasileiro, por uma regionalização do setor carvoeiro, ao lado de uma interligação elétrica recente entre os sistemas Sul e Sudeste. Também corrobora para esta situação a qualidade do carvão brasileiro. CESP²⁹

O carvão mineral é encontrado em diferentes pontos do território brasileiro. Existem cinco grandes regiões: região do Alto Amazonas, região do Rio Fresco, região do Tocantins-Araguaia, região ocidental do Piauí e região do Brasil Meridional. Destas, a região do Brasil Meridional é a única, na situação atual, economicamente interessante à exploração. ELETROSUL⁵⁰

No Rio Grande do Sul concentram-se $28,8 \times 10^9$ t, representando 88,8% dos recursos carboníferos identificados no País. Geograficamente existem três grandes blocos de jazidas, a saber: Candiota, Médio e Baixo Jacuí e Litoral Norte. ELETROSUL⁵⁰

A jazida de Candiota contém 44% dos recursos totais de carvão identificados no estado. Já se encontram planejadas três unidades mineiras (Candiota III-A, B e C) que teriam

capacidade de produzir $9,3 \times 10^6$ t de CE 3300 por ano, disponibilizando um potencial termoelétrico de mais de 1500 MW. Com base nas reservas exploráveis à céu aberto, medidas e indicadas, estima-se um potencial de 11.100 MW. Considerando os recursos totais identificados, o potencial desta região é da ordem de 35.000 MW.

ELETROSUL₅₀ e ELETROBRÁS₄₄

A jazida do Médio e Baixo Jacuí representa 30% dos recursos carboníferos totais do estado. Os carvões desta região tem característica mais própria ao beneficiamento, possibilitando a produção de frações mais nobres. Assumindo-se que todo carvão seja utilizado para termoeletricidade, o potencial das reservas é de 5630 MW.

ELETROSUL₅₀ e ELETROBRÁS₄₄

As jazidas do Litoral Norte representam 26% dos recursos carboníferos do estado. Está prevista a produção de no mínimo duas frações: carvão metalúrgico e carvão energético CE 3700 destinado à termoeletricidade. O potencial deste carvão energético é da ordem de 600 MW. ELETROSUL₅₀ e ELETROBRÁS₄₄

Em Santa Catarina, os recursos identificados das jazidas representam 11% do total nacional, somando $3,5 \times 10^9$ t, dispostas predominantemente, em duas: Barro Branco e Bonito. A expansão da termoeletricidade dar-se-á, preferencialmente, com a camada Bonito que dispõe de cerca de $1,5 \times 10^6$ t. O potencial de geração termoelétrica alcança 1750 MW. Estes potenciais estão resumidos nas Tabelas 8.25 e 8.26. ELETROSUL₅₀

TABELA 8.25
USINAS TERMOELÉTRICAS A CARVÃO MINERAL
(MW)

Usinas Analisadas			POTENCIAL		
Estado	Em Operação	Em Construção	Reservas Medidas e Indicadas	Reservas Inferidas e Marginais	Recurso Total e Identificado
Rio Grande do Sul	538	700	27200	29500	56700
Santa Catarina	482	350	1750	450	2200
Paraná	20	-	260	-	260
TOTAL	1040	1050	29210	29950	59160

Fonte: ELETROSUL⁵⁰

TABELA 8.26
POTENCIAL ASSOCIADO ÀS RESERVAS MINERÁVEIS
À CÉU ABERTO

Estado	Reserva (10 ⁶ t)	Carvão Energético (10 ⁶ t)	Potencial Termoeletrico (MW)
Rio Grande do Sul	2698	2245	17424
Santa Catarina	345	207	1000
TOTAL	3043	2452	18424

Fonte: ELETROSUL⁵⁰

8.4.2.2 - Carvão Mineral Importado

Além do produto nacional, deve-se avaliar o minério importado, pois existem ofertas de carvões minerais de boa qualidade vindos de várias partes do mundo. A Tabela 8.27 a seguir exhibe as características de alguns carvões importados. CESP²⁹

A opção por minérios importados pode também decorrer das condições reinantes no mercado internacional de “commodities”, condições estas vigentes já há muitos anos e que infringem pesadas perdas aos países em desenvolvimento. CESP²⁹

Complementa a atratividade desta alternativa, as condições excepcionais de frete marítimo de retorno oferecidas pela DOCENAVE, subsidiária da VALE DO RIO DOCE, que opera com navios tipo *PANAMAX* e *CAPE - SIZE* nestas linhas, suprindo os mercados do extremo oriente com minério de ferro. Esta empresa costuma transportar carvão metalúrgico proveniente da Austrália em direção ao Espírito Santo em seus navios graneleiros. CESP²⁹

Para estes navios oferecerem fretes baratos, existe a necessidade de condições adequadas de atracação, que estão presentes nos Portos de Vitória, Rio de Janeiro, Santos, São Sebastião, Paranaguá e Rio Grande. Mesmo com a necessidade de alívio de carga em Praia Mole - ES, caso do navio tipo *CAPE - SIZE*, ainda se conseguiria valores reduzidos de frete marítimo. A DOCENAVE oferece condições equivalentes aos carvões Colombiano e Sul-Africano. CESP²⁹

8.4.3 - Informações Complementares

Informações adicionais sobre os energéticos deste capítulo encontram-se em outros blocos do presente trabalho. No Anexo **D** estão localizadas previsões sobre seu abastecimento, tanto a longo como médio prazo, bem como estimativas de preço.

No Apêndice **3** - Sistemas de Geração com Carvão Mineral, aborda-se as tecnologias mais empregadas e as em desenvolvimento para a geração termoelétrica a partir deste energético.

TABELA 8.27
CARVÃO MINERAL IMPORTADO
Características Significativas
(US\$ - 1993)

DISCRIMINAÇÃO	Porto de Embarque	Preço FOB US\$/t	Preço CIF US\$/t	Teor de Cinzas (%)	Teor de Enxofre (%)	Poder Calorífico (kcal/kg)
Type I (Languedoc International)	Santa Marta (Colômbia)	25,00	34,00	8,0	0,8	5556
Type II (Languedoc International)	Santa Marta (Colômbia)	37,00	46,00	6,0	0,6	6778
Type I & II (Languedoc International)	Santa Marta (Colômbia)	32,00	41,00	7,0	0,7	6112
Lenring Ton (Mitsui Trading)	New Castle (Austrália)	39,15	48,65	13,5	0,4	6700
Dray Ton (Mitsui Trading)	New Castle (Austrália)	39,44	48,94	14,0	1,0	6750
Bloom Field (Mitsui Trading)	New Castle (Austrália)	39,15	48,65	15,0	1,0	6700
Cithgow (Mitsui Trading)	Balmain (Austrália)	39,15	48,65	13,5	0,6	6700
Gordonstone (Mitsui Trading)	Gladstone (Austrália)	40,90	50,40	13,0	0,7	7000
Curragh (Mitsui Trading)	Gladstone (Austrália)	42,95	52,45	13,0	0,5	7350
Good Hope (AngloAmerican Ltd)	Richards Bay (SouthAfrica)	n.d.	n.d.	13,9	0,8	6700
Kleinkopje (AngloAmerican Ltd)	Richards Bay (SouthAfrica)	n.d.	n.d.	15,0	0,6	6600
Kromdraai (AngloAmerican Ltd)	Richards Bay (SouthAfrica)	n.d.	n.d.	14,5	0,7	6600

Fonte: Mitsui Trading Company - 1993 (Preços estimados segundo cotações internacionais para fornecimentos da ordem de 10⁶ t anuais) - apud CESP 29

8.5 - COGERAÇÃO

8.5.1 - Generalidades

Conceituação

A cogeração, produção simultânea de calor e trabalho, se traduz pelo aumento na eficiência de conversão dos combustíveis em eletricidade. ENNES⁵¹

Existem dois ciclos básicos de cogeração: “topping” e “bottoming”. O “topping” é o ciclo mais usual e consiste na produção de energia mecânica através de uma máquina térmica, descartando calor para um processo qualquer. No ciclo “bottoming”, modalidade menos comum de cogeração, o calor a altas temperaturas rejeitado por processos industriais, é aproveitado para gerar energia mecânica/elétrica. UNICAMP¹⁰⁷

Vários arranjos de equipamentos podem ser adotados, desde simples turbinas a vapor acopladas a caldeiras convencionais, até sistemas mais complexos com a utilização de gaseificadores em conjunto com turbinas a gás. Os parâmetros a serem considerados no projeto do sistema incluem: a determinação da demanda de energia térmica, o investimento máximo desejado, os rendimentos mínimos, a compatibilidade entre a rentabilidade econômica do empreendimento e a capacidade econômica do grupo empresarial desejoso de utilizá-la, bem como sua política de expansão, a disponibilidade de combustíveis e finalmente a interligação com a rede elétrica. ENNES⁵¹

O equipamento mais em evidência nesta utilização tem sido a turbina a gás. De fato, sua característica principal, produção de gases de exaustão em grandes volumes, temperaturas elevadas e discreto teor de oxigênio, a torna, justamente, muito adequada a

aproveitamentos energéticos complementares de interesse, melhorando-se desta forma o rendimento térmico do conjunto. ENNES⁵¹

Dentre estes aproveitamentos destacam-se a geração de vapor, através do acoplamento de uma caldeira de recuperação de calor ao escape da turbina, ou ainda a utilização direta dos gases em processos industriais concatenados a jusante. Desta geração de vapor são possíveis vários usos, como: emprego direto em processos a jusante, caso clássico da cogeração, ou ainda expansão em turbinas a vapor de contrapressão, de condensação ou mistas, gerando-se energia elétrica adicional, caso do ciclo combinado.

ENNES⁵¹

Pode-se complementar a carga térmica da exaustão da turbina através de queima de combustível adicional nas caldeiras de recuperação (“duct burners”), gerando-se mais vapor e obtendo-se mais energia. Utiliza-se esta prática quando se necessita maiores temperaturas e melhor compatibilização entre as demandas de carga térmica de jusante e de energia elétrica. ENNES⁵¹

Aplicações

Nos vários setores da economia abrem-se amplas possibilidades de melhoria da sua rentabilidade com a utilização das novas tecnologias aqui descritas. Aplicam-se sistemas de cogeração tanto em indústrias de médio porte como em conglomerados integrados, destacando-se nestes a agroindústria sucroalcooleira. As tecnologias mais adequadas a cada setor industrial dependem dos energéticos disponíveis e das demandas térmicas dos processos industriais colocados a jusante das instalações termoelétricas. PAULA⁸⁷

Sob o prisma dos energéticos disponíveis alinha-se em posição vantajosa o gás natural, viabilizando empreendimentos nas cercanias dos troncos distribuidores. Neste caso, a opção que vem em primeiro lugar é a da turbina a gás. O equipamento, majoritariamente importado, exibe um custo de investimento reduzido, variando conforme a opção selecionada: ciclo simples ou com reinjeção de vapor. PAULA 87

As empresas que optassem por cogeração em turbinas a vapor, substituiriam suas caldeiras por outras que seriam operadas de maneira análoga, sem maiores dificuldades à produção e aos funcionários. Neste segundo caso, o investimento a se considerar para cogeração seria o referente ao acréscimo específico no custo da caldeira devido ao aumento de pressão e o custo total da turbina, gerador e periféricos. PAULA 87

Os valores mais elevados para investimentos totais da alternativa a vapor, quando comparados aos das turbinas a gás, refletem os custos mais elevados dos equipamentos nacionais e as vantagens tecnológicas das turbinas a gás, que se traduzem por um custo de implantação mais reduzido. O quadro no entanto se reverte quando se analisa o aspecto custo operacional de combustível. PAULA 87

Viabilidade Empresarial

Mesmo com as baixas tarifas atuais, a análise econômica mostra-se promissora, tornando-se excepcionalmente interessante quando comparada com o custo marginal de expansão do setor. Admitindo-se investimentos a preços vigentes no mercado internacional e gás natural comercializado a preços condizentes com seus custos de produção e transporte, verifica-se uma alta competitividade da cogeração com turbina a gás. SECRETARIA DE ENERGIA 97

Incluindo-se os benefícios dos investimentos evitados no sistema de transmissão e distribuição à tarifa de suprimento - as usinas cogedoras injetarão potência diretamente nos centros de carga - aumenta-se sensivelmente a remuneração oferecida aos cogedores. Os procedimentos listados para implantação da cogeração podem implicar em se superestimar o seu potencial técnico. O simples dimensionamento do sistema através de parâmetros técnicos usuais pode não considerar o conjunto de restrições relativas ao tempo de operação, às características dos processos industriais envolvidos, às particularidades de cada local e a resistência à substituição de componentes com vida útil residual. SECRETARIA DE ENERGIA ⁹⁷

A determinação dos potenciais de cogeração pressupõe a instalação/ampliação de turbo-geradores e a substituição total ou parcial dos geradores de vapor existentes por outros de maior pressão. Esse procedimento pode acarretar potencial técnico de cogeração superestimado, pois, se de um lado há uma escala técnica mínima para cada sistema, de outro um conjunto de restrições relativas ao tempo de operação, características dos processos industriais, particularidades de cada local e resistência à substituição de equipamentos com vida útil residual limitam a utilização destes sistemas. PAULA ⁸⁷ e SIMÕES No ¹⁰⁰

8.5.2 - Cogeração a Partir de Biomassa

O fascínio das energias renováveis deriva do imenso desejo da humanidade de se livrar da restrição dos recursos energéticos finitos. Evidentemente este conceito pode variar, pois períodos longos ou recursos muito altos podem induzir a um conceito de infinito

virtual. A principal fonte continua sendo o sol. A energia mandada à Terra é 12.000 vezes superior ao consumo atual. DOSTROVSKY³⁶

A biomassa é o combustível mais antigo da humanidade. Precede a atual estrutura de consumo intensivo de um único energético, o petróleo, que ocupou extensamente o espaço existente. DOSTROVSKY³⁶

Em países como o Brasil, no entanto, com seu vasto território e intensa insolação, a produção de biomassa com fins energéticos torna-se uma tarefa mais tangível. Aliás nunca é demais sublinhar que o Proálcool é, a nível mundial, o único Programa de Substituição de Derivados de porte expressivo. Este setor, inclusive, processa montantes extraordinários de biomassa combustível em instalações segmentadas, apresentando-se como uma liderança dentre as agroindústrias. FERNANDES⁵⁴

Por outro lado, verifica-se a participação significativa da biomassa na expansão da geração de excedentes de eletricidade, ocorrendo esta oferta, majoritariamente, através da cogeração termoelétrica. Esta modalidade, aliás, tem sido bastante praticada, por exemplo, pelo setor sucroalcooleiro; o crescimento do sincronismo de grupos geradores de usinas de açúcar e álcool à rede da CPFL e mais recentemente à da CESP, demonstra o interesse de ambas as partes neste intercâmbio de eletricidade. Aliás, este crescimento vem de encontro a políticas de incentivo à cogeração, como o acordo celebrado com o Governo de São Paulo em 1993 e o recente decreto que se encontra em fase final de promulgação, políticas estas que obrigam a aquisição da energia excedente gerada no Setor da Indústria de Açúcar e Álcool pelo Setor Elétrico. SIMÕES No 100

Sua expansão, todavia, certamente realizar-se-á através de melhorias na eficiência, sem a incorporação de novas terras, nem tampouco pressão sobre outras áreas, especialmente as voltadas aos plantios de culturas de alimentação. Existem estudos que estimam excedentes de bagaço de até 25 milhões t para o início do próximo século, na região Centro-Sul, num total de 235 milhões t de Cana de Açúcar colhidas. Estas estimativas consideraram evoluções tecnológicas das espécies e dos processos agrícolas e industriais de extração. Os potenciais elétricos gerados por estes excedentes de bagaço seriam vultosos. ENNES⁵¹

8.5.3 - Cogeração a Partir de Combustíveis Fósseis

A cogeração tem a faculdade de injetar quantidades significativas de energia no Sistema Elétrico num horizonte de médio a longo prazo, como já ocorreu em vários países. Esta alternativa, assim como a conservação, tem como principal característica a preocupação com o emprego mais eficiente dos recursos energéticos à disposição dos usuários, atenuando portanto agressões ao meio ambiente, requisito ultimamente de grande peso na avaliação de projetos. PAULA⁸⁷

A determinação dos potenciais energéticos desta modalidade têm sido desenvolvida através de cenários tecnológicos que podem superestimá-los, pois se de um lado há uma escala técnica mínima para cada sistema, de outro um conjunto de restrições relativas ao tempo de operação, características dos processos industriais e particularidades de cada local restringem a utilização de sistemas de cogeração. A partir do potencial técnico disponível ao longo de um período de tempo, deve-se avaliar os aspectos relativos à legislação, ao interesse do setor privado em realizar investimentos na geração de energia

elétrica, aos preços relativos entre a eletricidade e os combustíveis utilizados no setor industrial, estimando-se desta forma o potencial econômico a ser considerado nos estudos de alternativas de expansão do parque gerador. PAULA 87

Numa expansão mais expressiva da capacidade de geração de excedentes à rede interligada, haverá a necessidade de substituição total ou parcial dos geradores de vapor existentes por outros de maior pressão, instalando-se novas unidades ou mesmo ampliando-se as em funcionamento. Nestas reformas o ganho natural de eficiência nos processos aumentará a oferta de vapor e eletricidade. PAULA 87

De qualquer forma deve-se assinalar a existência de uma escala técnica mínima para cada sistema de cogeração industrial instalado, como também de restrições relativas ao tempo de operação, características dos processos industriais, particularidades de cada local e uma resistência natural à substituição de equipamentos com vida útil residual. PAULA 87

Em vários setores da economia abrem-se amplas possibilidades de melhoria da sua rentabilidade com a utilização das novas tecnologias aqui descritas. Aplicam-se sistemas de cogeração tanto em indústrias de médio porte como em conglomerados integrados. SECRETARIA DE ENERGIA 97

As tecnologias mais adequadas a cada setor dependerão dos energéticos disponíveis e das demandas térmicas dos processos colocados a jusante das instalações termoelétricas. O setor industrial, por exemplo, tem examinado a cogeração objetivando essencialmente a auto-suficiência de suas instalações, como também uma melhor utilização dos recursos energéticos disponíveis. Em setores terciários, como o dos “Shopping Centers”, a instalação de turbinas a gás em cogeração revelou-se uma solução energética viável e

interessante, conjugando-se a produção de montantes significativos de eletricidade com as demandas de aquecimento ou mesmo de energia para os sistemas de refrigeração dos ambientes. SECRETARIA DE ENERGIA 97

Dentre os fatores que contribuem para a viabilidade destas instalações, destacam-se a proximidade dos estabelecimentos aos troncos de suprimento de Gás Natural, como ainda sua localização em centros de grande densidade populacional e de controle ambiental mais crítico. Exemplificam-se aplicações em hotéis, hospitais, clubes, penitenciárias, aeroportos e demais estabelecimentos que consomem moderadamente energia sob a forma de calor(ou refrigeração) e eletricidade em volumes significativos, proporcionando redução nos custos e melhoria na produtividade. PAULA 87

Os esforços na difusão dessas tecnologias devem ser dirigidos principalmente aos novos empreendimentos, ainda na fase de projeto, possibilitando desta forma a produção de energia a custos comparáveis aos convencionais. As Companhias Energéticas, juntamente com os grandes grupos empresariais, terão um papel importante nesta expansão. SECRETARIA DE ENERGIA 97

Admitindo-se investimentos a preços vigentes no mercado internacional e Gás Natural comercializado a preços condizentes com seus custos de produção e transporte, em várias aplicações obtém-se resultados econômicos satisfatórios. Incluindo-se os benefícios dos investimentos evitados no sistema de transmissão e distribuição à tarifa de suprimento - as usinas cogeneradoras injetarão potência diretamente nos centros de carga - pode-se ainda aumentar sensivelmente a remuneração oferecida aos cogeneradores. SECRETARIA DE ENERGIA 97

As metodologias utilizadas nos últimos anos para estimar o potencial de cogeração apresentam resultados variando desde algumas centenas até alguns milhares de MW.

Esta variação decorre do fato que seu aproveitamento depende de decisões externas ao setor elétrico, recomendando-se então prudência na utilização desses valores pelo planejamento da expansão do sistema elétrico. PAULA⁸⁷

As empresas concessionárias e demais entidades envolvidas com a viabilização da implantação de projetos de geração a gás natural não conduziram, infelizmente, nenhum projeto ou estudo que levasse em consideração a alternativa cogeração. O GCPS considera que, apesar de não fazer parte dos termos de referência de constituição do grupo, dever-se-ia também considerar esta alternativa como agente viabilizador da entrada do gás natural na geração elétrica. O CEPEL vem estudando esta alternativa, avaliando que já existem projetos importantes em implantação. De fato, só em São Paulo, sem aprofundar-se no levantamento, constata-se a existência de pelo menos 800 MW nesta modalidade, tais como: Champion em Mogi-Guaçu, Baixada Santista, Solvay/Diadema, PQU em Capuava, o setor de açúcar e álcool, dentre outras. ELETROBRÁS⁴²

8.5.4 - Estimativas dos Potenciais

O potencial de cogeração apesar de parecer disponível de imediato, envolve em muitos casos a substituição de equipamentos em funcionamento, constituindo-se num recurso a ser aproveitado a médio e longo prazo, associado que está à vida útil residual dos equipamentos industriais existentes. SIMÕES No¹⁰⁰ e PAULA⁸⁷

Dados de 1995 mostram que para o Estado de São Paulo a participação da Cogeração ainda é modesta, correspondendo a 12% da capacidade instalada. As Tabelas 8.28 e 8.29 indicam a distribuição setorial desta capacidade. BERNINI¹⁸

TABELA 8.28
COGERAÇÃO NO SETOR INDUSTRIAL
ESTADO DE SÃO PAULO - 1995

SETOR INDUSTRIAL	QUANTIDADE DE INDÚSTRIAS	POTÊNCIA INSTALADA (MW)
SIDERÚRGICO	1	27
QUÍMICO/PETROQUÍMICO	26	141
ALIMENTOS/BEBIDAS	42	65
PAPEL E CELULOSE	29	93
TOTAL INDUSTRIAL	98	326

FONTE: BERNINI 18

TABELA 8.29
COGERAÇÃO NO SETOR SUCROALCOOLEIRO
ESTADO DE SÃO PAULO - 1995

CONCESSIONÁRIA	Nº de USINAS/ DESTILARIAS	CANA MOÍDA SAFRA 95/96 (tx10⁶)	POTÊNCIA INSTALADA (MW)
CESP	21	18,1	84,0
CPFL	84	116,9	465,1
ELETROPAULO	1	0,6	2,0
CAIUÁ	6	2,2	9,2
VALE PARANAPANEMA	6	6,4	23,0
SANTA CRUZ	5	2,9	10,3
MOCOCA	1	0,7	2,4
Cia NACIONAL de ENER. ELÉTR.	5	3,7	13,0
Cia PAULISTA de ENER. ELÉTR.	1	0,4	1,6
Cia SUL PAULISTA	1	0,2	0,6
TOTAL	131	152,1	611,2

Fonte: BERNINI 18

A determinação do montante de excedentes potenciais de energia elétrica em cogeração que estariam disponíveis no Sistema Interligado não é trivial. A diversidade dos dados e das condições de contorno se refletem na constante discrepância encontrada nas determinações destes potenciais. Procurando minimizar estas diversidades, a maioria dos estudos neste campo costuma desenvolver cálculos que levam em consideração cenários econômicos e tecnológicos variados, constituindo mais uma declaração de tendências do que uma determinação efetiva de um potencial de geração. Para os setores industriais que costumam praticar cogeração, uma estimativa de excedentes para a rede está contida na Tabela 8.30 a seguir. ENNES⁵¹

TABELA 8.30
TERMOELETRICIDADE DE COGERAÇÃO EM 2000
EXCEDENTES POTENCIAIS DE DEMAIS SETORES INDUSTRIAIS
 (MW_{med})

SETORES	CENÁRIOS		
	PESSIMISTA	INTERMEDIÁRIO	OTIMISTA
Contra Pressão	46	130	350
Turbina Gás Natural	50	207	428
<u>TOTAL</u>	96	337	778

Fonte: ENNES⁵¹

Para o Setor Sucroalcooleiro, o que mais disponibiliza potência para o Sistema, principalmente no Estado de São Paulo, as dificuldades são maiores. Decorrem, em primeiro lugar, da grande quantidade de usinas e destilarias existentes, com uma grande diversidade de idades das instalações, estágios tecnológicos, realidade das condições locais, diretrizes características dos grupos empresariais envolvidos, dentre outras constatações. ENNES⁵¹

Na análise da determinação destes potenciais com mais vagar, a primeira incerteza do processo refere-se à área que estará vinculada a esta atividade agrícola, como ainda, se o nível de produtividade continuará a manter o padrão de crescimento até agora mantido. Continuando, desconhece-se a velocidade da evolução da tecnologia empregada, ou melhor, quanto tempo passará entre a evolução do padrão *Rankine* a 21 kgf/cm² para o ou sistema **BIG/GT**³⁸ de gaseificação de bagaço e geração de energia através de turbinas a gás, ou mesmo qual será a participação dos difusores no parque futuro de extração.

FERNANDES ⁵⁴

Também existe incerteza na forma de manuseio do bagaço gerado, isto é, se as usinas ou destilarias irão processá-lo internamente ou enviar para geradores independentes. Mais importante, qual será a duração ou padrão operacional da cogeração: gera-se durante a safra, estoca-se bagaço para a entressafra ou busca-se outro combustível complementar.

ENNES ⁵¹ e FERNANDES ⁵⁴

Apesar de contar com expressivos incentivos no passado e outros em potencial, como o decreto que obrigaria concessionárias a adquirir energia elétrica de cogeneradores do setor sucroalcooleiro, assim como de outros setores, tem sido desprezível a reação a estas ações, devendo-se talvez aperfeiçoar estes mecanismos de apoio. PAULA ⁸⁷ e ENNES

⁵¹

Todas estas incertezas se refletem na Tabela 8.31, onde se alinham várias fontes, segundo várias abordagens, de determinação do potencial de cogeração no setor sucroalcooleiro.

³⁸ **BIG/GT** - *Biomass Integrated Gasifier/Gas Turbine* - Gaseificador de biomassa integrado à turbina a gás

TABELA 8.31
TERMOELETRICIDADE DE COGERAÇÃO EM 2010
EXCEDENTES POTENCIAIS DO SETOR SUCROALCOOLEIRO
(MWmed)

SETORES	CENÁRIOS		
	PESSIMISTA	INTERMEDIÁRIO	OTIMISTA
<u>REFERÊNCIA 1</u>			
São Paulo	260	1215	3930
Demais Estados	44	190	880
<u>REFERÊNCIA 2</u>			
São Paulo	455	2670	11660
<u>REFERÊNCIA 3</u>			
São Paulo	910	1400	3100
Demais Estados	460	800	2100
<u>REFERÊNCIA 4</u>			
Brasil	153	650	1013

Observações:

1. Referência 1 - FRANCO 55
2. Referência 2 - ZYLBERSZTAJN 113
3. Referência 3 - SIMÕES No 100
4. Referência 4 - ENNES 51
5. Base de cálculo: Safra Brasileira 270×10^6 t/ano. Safra Paulista 160×10^6 t/ano
6. Duração da Safra: 175 dias por ano. A potência Média seria medida neste período, a exceção dos valores da referência 3, que se referem a uma média anual.

8.6 - CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

8.6.1 - Considerações Iniciais

Os programas de conservação de energia elétrica e de deslocamento da eletricidade de processos específicos pelo gás natural, exibem um importante potencial ainda não suficientemente aproveitado. Os dados e estimativas existentes apresentam-se a nível preliminar, apesar do grande esforço colocado na conservação pelo Programa PROCEL. Em comparação a outros países, pode-se considerar os resultados como aquém do desejável. CESP 29

Muitas causas podem ser alinhadas para o entendimento desta constatação. Cita-se o relativo baixo preço da energia elétrica, a baixa informação sobre os reais impactos dos aproveitamentos energéticos sobre a natureza, a hidrologia favorável que tem gerado expressivos vertimentos, dentre outras. Espera-se que a crescente dificuldade de implantação de novos empreendimentos energéticos motivem a população no sentido do uso mais consciente dos recursos naturais colocados a sua disposição. CESP ²⁹

De qualquer forma, o uso mais eficiente da energia certamente estará presente em futuro próximo. Esta constatação decorre da impossibilidade de se conviver por muitos anos com taxas de crescimento de consumo tão expressivas como as atualmente praticadas, 4 a 6% a.a.; a pressão ocasionada por estas demandas na economia pode inviabilizar o crescimento de setores de infra-estrutura como saúde, transporte, segurança, ensino, dentre outros. GELLER ⁵⁷

O foco de uma política de conservação está no direcionamento ao hábito de se melhor empregar os recursos naturais finitos oferecidos à população. Esta política oferece os meios para se baixar as taxas de crescimento para valores mais razoáveis, de 2 a 3% a.a., limitando-se em consequência as inversões para aumento da geração, transmissão e distribuição ao nível de 2 a 3 US\$ bilhões por ano. Economias ainda mais dramáticas podem ser realizadas, uma vez que economizar energia custa menos que sua geração e distribuição. GELLER ⁵⁷

8.6.2 - Gerenciamento do Sistema pela Demanda

O crescimento da demanda de eletricidade pode ser enfrentado pelo Sistema Elétrico de duas formas: *aumento da oferta*, ou *atuação pelo lado da demanda*, reduzindo-se ou modificando-se o perfil da carga atendida. A gerência pelo lado da demanda consiste então no planejamento e implementação de atividades das concessionárias objetivando induzir os consumidores a modificar seu padrão de consumo. Estas modificações no porte e formato da curva de carga dos consumidores se darão através da oferta de alternativas e/ou incentivos para que reduzam ou desloquem suas demandas de energia elétrica. SCHECHTMAN⁹⁶

A gerência pelo lado da demanda encerra dois aspectos de grande importância:

1. As ações se desenvolvem apenas por atividades que envolvam intervenção deliberada das concessionárias no mercado.
2. Pressupõe-se a existência de uma interação direta ou indireta entre concessionárias e consumidores. A concessionária gestiona programas que, porém, deverão ser livremente adotados pelos consumidores.

O gerenciamento da carga, por depender dos objetivos operacionais das concessionárias, não necessariamente visa a conservação de energia. Além destes, existem outros objetivos que são atingidos com esta política, como a melhoria da eficiência de operação de um sistema elétrico, por exemplo. O exemplo típico desta aplicação é a indução ao uso de aquecedores elétricos de acumulação no lugar de aquecedores de passagem, ou mesmo chuveiros elétricos: desloca-se a carga, e reduz-se os custos fixos da oferta, apesar de um leve crescimento no consumo de eletricidade. SCHECHTMAN⁹⁶

As medidas utilizadas para a implantação de políticas de gerência pelo lado da demanda incluem sistemas tarifários diferenciados, programas educativos, auditorias energéticas, ou opções tecnológicas, dentre outras. Apesar de não representarem uma solução permanente para se evitar novas adições de capacidade, estas políticas permitem que uma mesma capacidade atenda o crescimento do mercado; por serem modulares, têm condições de atender pequenos incrementos de demanda, com reduzidos tempo de implantação e custo. Como aproveitam infra-estruturas existentes, tendem a causar mínimos impactos ambientais e não seriam passíveis de apreciações de órgãos licenciadores e de regulação. SCHECHTMAN⁹⁶

A médio e longo prazos, a gerência pelo lado da demanda poderá ter um papel importante no Setor Elétrico, permitindo um uso mais racional de recursos financeiros demandados, reduzindo-se a necessidade de ampliações de geração, transmissão e distribuição. Apesar de no início se concentrar em medidas de conservação e controle de curva de carga, enfocadas principalmente nos usos finais da energia, pelo seu potencial de resposta será incorporada ao planejamento das concessionárias, aumentando a eficiência dos seus sistemas elétricos. SCHECHTMAN⁹⁶

8.6.3 - Programa PROCEL - Resultados e Potenciais

Desde sua criação, o **PROCEL** tem considerado como insuportáveis as demandas decorrentes dos cenários existentes no Setor Elétrico, crescimento de 5,6% a.a. na década de 90 e 3,7% a.a. para o período 2010 a 2015. O investimento necessário para fazer frente a este crescimento estaria na faixa de US\$ 3,6 bilhões ao ano, em termos médios, US\$ 10 bilhões até o fim deste século. MEDEIROS Fo⁶⁹

A reação a estas demandas foi a criação de um programa que promovesse a racionalização da produção e do uso da energia elétrica, eliminando desperdícios e reduzindo custos e investimentos para o país. O **PROCEL** atua através da definição de estratégias e da mobilização dos segmentos representativos da sociedade, como concessionárias, órgãos governamentais, universidades, centros de pesquisa, associações de consumidores, setores comercial, industrial e de serviços, organizações não governamentais, agentes financeiros nacionais e estrangeiros e entidades internacionais. Estima-se que foi responsável pela economia de 1200 GWh/ano, de 1985 até 1993, deslocando uma geração de 200 MW, equivalentes a investimentos de US\$ 400 milhões. Um lucro extraordinário, uma vez que o **PROCEL** investiu US\$ 24 milhões no período. MEDEIROS Fo 69

Seus planos de curto prazo se resumem no deslocamento de 1740 MW do horário de ponta e economia de 3245 GWh/ano de energia. Os de longo prazo estabeleceram cenários de conservação de 130 TWh/ano em 2015, ou seja a postergação de investimentos em 25000 MW, que correspondem a uma redução de 13% da demanda naquele ano. Estes valores representam, em valores aproximados, a uma redução US\$ 50 bilhões nas necessidades de investimentos no setor elétrico; da mesma maneira, sua implantação acarreta uma economia de 35% nos dispêndios em energia. As Tabelas 8.32 e 8.33 explicitam suas metas e resultados esperados e a Tabela 8.34 os resultados já conseguidos. MEDEIROS Fo 69

Para 1996 planejava-se um aporte de US\$ 50 milhões, estimando-se em consequência uma economia de 2400 GWh. Para os demais, com o aumento de recursos alocados, espera-se um salto qualitativo e quantitativo no programa, de maneira a ser considerado

seriamente como uma alternativa frente à necessidade de expansão da oferta de energia elétrica no Brasil. MEDEIROS *Fo* 69

TABELA 8.32

PROCEL - RESULTADOS ESPERADOS A CURTO PRAZO

PROJETOS EXAMINADOS	Potência Deslocada (MW)		Energia Economizada (GWh)		Gastos Previstos (R\$ milhões)	
	97	98	97	98	97	98
1. Limitador de Demanda Residencial - Instalação de 2 milhões de unidades	250	750	-	-	33,2	90
2. Substituição de 3 milhões de pontos de Iluminação Pública	120	220	500	1000	85	165
3. Substituição de 8 milhões de lâmpadas incandescentes por fluorescentes	75	225	80	240	8	24
4. Introdução de motores de alto rendimento - Viabilizar 150 mil unidades	13	25	50	100	5	10
5. Aumento da Venda de Refrigeradores Eficientes - Viabilizar 1,2 milhões de un.	25	37	110	165	22,5	30
6. Redução no Consumo de Instituições Públicas - Eficientizar 2000 Edifícios	-	-	300	700	45	105

Fonte: PROCEL - Medeiros *Fo* 69

TABELA 8.33

PROCEL - METAS DE CONSERVAÇÃO PARA 2015

Discriminação	Consumo de Energia (TWh)	Perdas (%)	Geração de Energia Elétrica (TWh)
SEM Conservação	668,8	17	782,5
COM Conservação	593,0	10	652,3
Economia	75,8	-	130,2

Fonte: PROCEL - Medeiros *Fo* 69

TABELA 8.34

PROCEL - RESULTADOS E REALIZAÇÕES

Discriminação	1986 a 93	1994	1995	1996
Investimentos - R\$ milhões	24	9,5	28,7	50
Energia Economizada - GWh	1200	294	724	2400
Usina Equivalente Evitada - MW	200	60	147	490
Investimentos Evitados R\$ milhões	400	120	294	980

Fonte: PROCEL - Medeiros Filho⁶⁹

8.7 - NUCLEAR

Além dos aspectos econômicos, algumas considerações adicionais podem ser mencionadas para adiar, no momento, a consideração da opção nucleoeletrica na expansão da geração no Sistema Interligado no médio prazo. A primeira constatação centra-se no aspecto político-institucional, uma vez que a Constituição do Estado de São Paulo, por exemplo, proíbe terminantemente a implantação de usinas nucleares, apesar da não existência deste impedimento na Constituição Federal. De qualquer forma, a análise da oportunidade do estabelecimento de um programa de geração termo nuclear após 2010 deveria ser analisada de maneira mais ampla, sob os pontos de vista político, ambiental, econômico, técnico e de segurança civil. CESP²⁹

A questão nuclear suscita reações da coletividade nem sempre no mesmo sentido dos eventuais riscos envolvidos. Em verdade a tecnologia nucleoeletrica, da maneira como tem sido aplicada no mundo ocidental, com todas as salvaguardas existentes e operada com responsabilidade, constitui importante fonte de energia. Em muitos países constituem fonte energética imprescindível, conforme indica a Tabela 8.35 a seguir.

ELETROBRÁS⁴⁷

TABELA 8.35
PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
DE ORIGEM NUCLEAR NO MUNDO EM 1995

Exemplos Significativos

PAÍS	PARTICIPAÇÃO NUCLEOELÉTRICA NA GERAÇÃO TOTAL (%)	GERAÇÃO NUCLEOELÉTRICA (TWh)
EUA	22	670
FRANÇA	76	360
JAPÃO	34	280
ALEMANHA	30	150
RÚSSIA	12	100
CANADÁ	18	95
REINO UNIDO	25	85
SUÉCIA	46	75
UCRÂNIA	38	70
REP. CORÉIA	36	65
ESPANHA	34	60
BÉLGICA	55	45

Fonte: NUCLEN - CEA/IAEA - 1997
 ELETROBRÁS⁴⁷

Em operação normal, ocorrem emissões desprezíveis à atmosfera e aos cursos d'água, uma vez que não existe combustão. Desta forma, evidentemente, não contribui, nem tampouco agrava os impactos do efeito estufa e das chuvas ácidas na região em que se encontra instalada. Seus métodos de tratamento de rejeitos, até o momento, têm levado a arranjos satisfatórios. ELETROBRÁS⁴⁷

Eventuais acidentes podem ser contrabalançados por impressionantes estatísticas de operação segura exibidas pela França, Alemanha, Canadá, Japão, Inglaterra, Suécia e outros países. Estados Unidos também se destacam, apesar do lamentável ocorrido de Three Mile Island. O acidente de Chernobyl, por outro lado, não ocorreria com o tipo de

tecnologia empregada no mundo ocidental, **PWR**³⁹, que conta inclusive com uma proteção dupla do reator (concreto e aço), não existente no modelo soviético; este tipo de reator está presente, aliás, em 64% da atual capacidade nucleoeleétrica mundial instalada. A Rússia e outros países da antiga URSS têm procurado desativar centrais baseadas naquele projeto. ELETROBRÁS⁴⁷

Atualmente os países do primeiro mundo que mais têm investido no aumento da oferta nuclear são a França e Japão, apesar da crescente pressão na direção de instalações mais seguras e confiáveis. Estes países, ou têm pouco acesso a gás natural e carvão mineral, que baseiam as expansões energéticas dos demais países da **OCDE**, ou desejam liderar o futuro da geração por fissão ou mesmo fusão nuclear, pavimentando o longo caminho dos ganhos de escala. ELETROBRÁS⁴⁷

Com os tombamentos da região de Iguape, sítio selecionado para a implantação de dois módulos de 1300 MW cada um, dificultou-se sobremaneira a escolha de novas localizações no Estado de São Paulo. Observa-se, adicionalmente, que a Constituição Paulista exige a realização de Plebiscito para a instalação de Usinas Nucleares.

Concomitante a estas dificuldades de localização, vem crescendo o desenvolvimento tecnológico do “Programa Nuclear Paralelo”, através da **COPESP** (Órgão do Ministério da Marinha), que, se fundido com a tecnologia da **NUCLEN**, respeitadas as eventuais restrições contratuais do acordo Brasil/Alemanha, poderia conduzir num futuro próximo à tecnologia de um projeto nacional de centrais nucleoeleétricas na faixa de 600 MW, semelhante a Angra I.⁴⁰

³⁹ **PWR** – “*Pressurized Water Reactor*” - Reator a água leve pressurizada

⁴⁰ Conforme palestra no IEE, em 1994, do Prof. Dr. Roberto Hukai

Nesta mesma linha de raciocínio, estarão disponíveis, em futuro não muito remoto, tecnologias que seguirão a filosofia dos projetos intrinsecamente seguros, tendência que vem se firmando a nível mundial. Nestes projetos, dimensionados no entorno de 600 MW, procura-se dotar as centrais de dispositivos de segurança passiva, suficientes para extinguir as reações nucleares em caso de emergência, independentemente de qualquer ação operativa. Nenhum destes projetos, no entanto, foi colocado em construção, uma vez que a tecnologia empregada ainda não atingiu um estágio técnico e economicamente satisfatório.⁴¹

A **NUCLEN**, que foi excluída do **PND**⁴², vem divulgando um plano de desenvolvimento tecnológico de centrais nucleares baseadas na tecnologia atualmente praticada, propugnando pela construção de 7 centrais nucleares - uma cabeça de série e mais 6 unidades, projetadas a partir da revisão dos projetos atuais de Angra 2 e 3, incorporando-se os avanços tecnológicos já disponíveis. Acredita que somente após estas implantações será possível, efetivamente, o domínio da tecnologia industrial da fissão nuclear, capacitando o corpo técnico para, no futuro, manipular as tecnologias de reatores regenerativos e, mais adiante, a fusão nuclear. ELETROBRÁS⁴⁷

O principal pressuposto que a **NUCLEN** colocou em seu projeto foi a realidade de que o Brasil detém expressivas reservas de urânio, $177,5 \times 10^3$ t de U_3O_8 *medidas* e $131,9 \times 10^3$ t de U_3O_8 *inferidas*; as reservas *medidas* dariam para mover 25 unidades semelhantes a Angra 2 durante toda sua vida útil. Outra constatação colocada, relaciona-se aos acordos existentes com a Alemanha, sendo possível se ter acesso aos mais novos aperfeiçoamentos existentes nos últimos projetos nesta área. ELETROBRÁS⁴⁷

⁴¹ Idem, mesma palestra anteriormente referenciada.

⁴² Ver item 3.4 deste relatório

Seu projeto contemplaria então uma série de 7 plantas baseadas no projeto **EPR**⁴³, em desenvolvimento pelo consórcio **EDF**⁴⁴, Siemens e Framatome, cujo início de implantação se dará em fins de 1999. O novo projeto da **NUCLEN** será uma evolução do projeto Angra 2, que foi baseado na central de Biblis, na Alemanha. A nova central teria a potência instalada de 1500 MW, num projeto simples, seguro, estandardizado, flexível, com inúmeros dispositivos de segurança passiva e menor geração de resíduos radioativos. O custo de operação será equivalente a uma central a carvão mineral de porte equivalente. ELETROBRÁS⁴⁷

Como colocado acima, o equacionamento da questão nuclear envolverá considerações que extravasam o escopo e o espírito do presente estudo. De qualquer forma, as centrais de Angra 2 e 3, de 1309 MW, têm uma grande probabilidade de entrar no Sistema, a primeira em julho de 1999 e a outra em janeiro de 2006. Ficaria a possibilidade, evidentemente mais remota, de se contar no horizonte quinquenal com duas unidades da nova série de 1500 MW, a primeira em julho de 2011 e a outra em julho de 2013, seguindo-se, a cada dois anos, uma nova incorporação, até o final da série de sete centrais. ELETROBRÁS⁴⁷

⁴³ **EPR** – “*European Pressurized Reactor*”

⁴⁴ **EDF** – “*Electricité de France*”

8.8 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

8.8.1 - Generalidades

Ao se elencar os empreendimentos energéticos candidatos a compor a oferta necessária à manutenção das condições de atendimento, conclui-se que a geração termoelétrica deverá ser uma alternativa imprescindível à expansão a médio e longo prazo.

ELETROBRÁS⁴⁸

O inventário preliminar dos combustíveis fósseis nacionais e importados disponíveis e da cogeração de biomassa, bem como a análise das alternativas termoelétricas consideradas, apresentam-se como um importante subsídio para a montagem das alternativas termoelétricas de referência. Estas análises certamente têm condições objetivas de avaliar os vários bipoles combustível/tecnologia e, principalmente, estimar as disponibilidades para geração de energia.

No presente capítulo e Anexos **B**, **C** e **D**, procurou-se definir de forma objetiva as potencialidades da biomassa e dos combustíveis fósseis através de análises de reservas, capacidades de produção, tendências de crescimento e potenciais de consumo dos combustíveis fósseis usuais do mercado. Essas análises cobriram desde o panorama mundial do abastecimento das nações economicamente mais desenvolvidas até o desempenho da oferta dos combustíveis no próximo século. As tecnologias mais significativas para geração a partir destes combustíveis estão caracterizadas nos Apêndices de **1** a **3**, desde as tradicionais até as mais exequíveis a médio prazo.

A avaliação do mercado brasileiro de combustíveis constituiu uma das principais análises conduzidas neste capítulo. De fato, o conhecimento dos padrões de

comportamento dos energéticos que abastecem o mercado brasileiro de energia colocou-se como tarefa das mais relevantes para a montagem dos cenários e modelos de simulação do comportamento do Sistema Elétrico Interligado, a médio e longo prazo.

De maneira geral, não se detetou limitações que não possam ser contornadas através de escolhas mais adequadas de bipolos combustível/tecnologia. Verifica-se, por outro lado, uma forte influência regional, com a componente transporte onerando sensivelmente o custo final de suprimento, consequência das distâncias continentais entre os recursos e os centros de consumo.

Na determinação dos potenciais regionais de geração termoelétrica, identificaram-se os montantes de energéticos fósseis disponíveis para constituir a oferta regional, procurando-se combinar os meios mais adequados à implementação desta geração, na região e no período considerados. Exemplificando: carvão mineral nacional e gás natural importado compõem a oferta da região Sul; gás nacional e importado e óleos ultraviscosos, compõem a da região Sudeste; energéticos importados são preponderantes na região Nordeste e assim sucessivamente.

Na Tabela 8.36 a seguir, listou-se uma amostra significativa de módulos de geração a partir de combustíveis fósseis. Foi obtida de documento do **GTQG**, que a obteve de variadas compilações de projetos, especificações significativas e revistas especializadas. As opções tecnológicas selecionadas e apresentadas na Tabela 8.36 foram selecionadas sob o critério de representatividade e modularidade, de forma a poder compor um elenco de alternativas para a construção de um programa de referência. ELETROBRÁS⁴⁸

As opções de geração com biomassa, cogeração no setor sucroalcooleiro principalmente, não foram incluídas na Tabela, em função de constituírem soluções específicas para cada instalação, uma característica dos projetos de cogeração.

TABELA 8.36
INFORMAÇÕES BÁSICAS PARA UTE's MODULARES

MÓDULO N°.	TECNOLOGIA	MÓDULO (MW)	COMBUSTÍVEL	INVESTIMENTO SEM JDC FOB (US\$/kW)	CUSTO GER. (US\$/MWh)	EFICIÊNCIA (%)
1	Turbina a Gás	85	Gás Natural	408,00	44,72	28,4
2	Turbina a Gás	168	Gás Natural	349,00	39,94	30,8
3	Ciclo Combinado	442	Gás Natural	458,00	29,83	48,6
4	Ciclo Rankine - Carvão Pulverizado	400	Carvão Importado - Colômbia	1.087,00	41,60	35,7
5	Ciclo Rankine - Carvão Pulverizado	750	Carvão Nacional - Candiota	1.400,00	44,45	26,1
6	Ciclo Rankine - Leito Fluidizado Atmosférico	375	Carvão Nacional - Candiota	1.600,00	48,24	26,1
7	Ciclo Rankine - Leito Fluidizado Pressurizado	340	Carvão Mineral Betuminoso USA	1.240,00	41,51	41,6
8	Ciclo Rankine - Óleo	400	Óleo Ultraviscoso (Óleo nº 7A)	907,00	39,63	35,3
9	Ciclo Diesel	55	Óleo Combustível nº. 6	713,00	39,64	45,4
10	Gaseificação de Carvão com IGCC	500	Carvão Mineral Betuminoso USA	1.781,00	52,29	39,3

Fontes:

1. ELETROBRÁS 48
2. CESP/PROMON 31
3. BHP/BLACK&VEATCH 19
4. BECHTEL 13
5. GAS WORLD TURBINE 56
6. OCDE/IEA 83
7. BUDWANI 22
8. SPG 101
9. ELETROBRÁS 43

Em relação aos investimentos indicados na Tabela 8.36 é preciso considerar que referem-se a dados de 1994, em função das fontes disponíveis; poderão ser revistos assim que dados com grau de detalhamento mais relevantes estejam disponíveis. Nesse período os preços de equipamentos têm apresentado sensível redução, especialmente as turbinas a gás e os ciclos combinados.

O objetivo das análises foi identificar, para cada tecnologia/combustível, o potencial que poderia ser considerado disponível, a nível regional, até 2010, compondo um conjunto de ações a serem utilizadas no planejamento da expansão. ELETROBRÁS⁴⁸

Os potenciais considerados para cada região elétrica brasileira encontram-se na Tabela 8.37, apresentada a seguir. Nestas compilações procedeu-se a uma confrontação das disponibilidades com as estimativas de demanda no horizonte quinquenal, listando-se, porém, apenas as ofertas, sem ordenamento de prioridades de implantação.

Como o propósito principal do trabalho era definir o conjunto de “candidatas” para utilizar no processo de planejamento da expansão, nesta etapa não foram considerados de forma completa os seguintes aspectos, essenciais de serem detalhadamente analisados na estratégia de expansão que venha a ser sugerida:

- Incerteza em relação aos preços;
- Exposição à importação de combustíveis para geração térmica;
- Otimização da Operação versus flexibilidade na compra de combustíveis.

Entre as principais conclusões destaca-se a inexistência de problemas de abastecimento de petróleo e derivados, haja vista a expressiva produção nacional e a condição superavitária de oferta mundial a curto e médio prazos, notadamente da **OPEP**. Em termos nacionais pode-se acrescentar que a **PETROBRÁS** pratica em suas transações

internacionais condições comerciais semelhantes às existentes nas contratações das empresas mais expressivas deste mercado, concluindo-se que o abastecimento se processará em bases confiáveis e previsíveis. ELETROBRÁS⁴⁸

Da mesma maneira, o gás natural, apesar de estar num estágio inicial de desenvolvimento e implantação no mercado nacional, tem asseguradas todas as condições para sua disseminação, tanto do lado de crescimento da oferta como na consolidação de sua demanda. Inclusive são promissoras as perspectivas de suprimento do mercado pelas nações limítrofes, destacando-se o projeto Gasoduto Bolívia-Brasil. Em verdade até as possibilidades de suprimento por GNL são viáveis, notadamente sob a condição de complementação térmica, modalidade de geração adequada ao Sistema Interligado. ELETROBRÁS⁴⁸

Por fim pode-se sublinhar as potencialidades do suprimento energético proveniente do carvão mineral, recursos abundantes no país, mormente através das novas tecnologias em validação. Também os novos combustíveis do futuro, como o óleo e gases da retortagem do xisto devem ser lembrados, certamente tendo lugar no mercado futuro de energia. ELETROBRÁS⁴⁸

TABELA 8.37
OFERTA ENERGÉTICA PARA GERAÇÃO TERMOELÉTRICA

Região Sudeste/Centro - Oeste			
COMBUSTÍVEL		POTENCIAL	
Discriminação	Quantidade Estimada	Explorável até 2010 (MWmed)	Longo Prazo (MWmed)
Ultraviscosos	3,9x10 ³ t/dia	700	1050
Coque de Petróleo	2,2x10 ³ t/dia	350	500
Carvão Importado (1)	24,0x10 ³ t/dia	2000	IRRESTRITO
Gás Natural Nacional/Importado (2)	10,7 a 17,8x10 ⁶ m ³ /dia	2700 a 4500	IRRESTRITO
Óleo Combustível Nacional/Importado (3)	11,1x10 ³ t/dia	2000	IRRESTRITO
Cogeração Gás/Óleo (4)	----	1000 a 2000	3000
TOTAL		8750 a 11550	----
CAPACIDADE DOS PROJETOS TÉRMICOS PLANEJADOS (1999 - 2010)			5400
Região Nordeste			
GNL	5,3x10 ³ t/dia	2000	IRRESTRITO
Gás Natural Recôncavo/SE/AL	1,8x10 ⁶ m ³ /dia	450	900
Carvão Importado	9,6x10 ³ t/dia	800	IRRESTRITO
Óleo Combustível BA/SE/AL/RGN/CE	2,0x10 ⁶ t/dia	350	IRRESTRITO
TOTAL		3600	----
CAPACIDADE DOS PROJETOS TÉRMICOS PLANEJADOS (1999 - 2010)			2400
Região Sul			
Carvão Mineral (5)			
Céu Aberto	3,04x10 ⁹ t	2100	18.424
Subterrâneo	1,5x10 ⁹ t	2200	10.800
Carvão Importado (1)	12,0 x 10 ³ t/dia	1000	IRRESTRITO
Gás Natural Argentino (6)	1,8 a 7,2x10 ⁶ m ³ /dia	450 a 1800	3000
TOTAL		5750 a 7100	----
CAPACIDADE DOS PROJETOS TÉRMICOS PLANEJADOS (1999 - 2010)			1950
TOTAL GERAL		19100 a 22250	----
CAPACIDADE TOTAL DAS TÉRMICAS PLANEJADAS (1999 - 2010)			9750

Fonte: ELETROBRÁS⁴⁸

NOTAS:

- (1) - Os limites colocados referem-se à capacidade da infra-estrutura portuária.
- (2) - O limite superior indicado - 4500 MW - dependerá da viabilização de novas reservas de gás natural e da ampliação da capacidade de transporte. A unidade m³, indicada na tabela, significa Nm³.
- (3) - O limite foi estabelecido em função das prováveis restrições ambientais e da limitação do risco.
- (4) - Estes valores foram compilados de informações de intenção de investimento em cogeração existentes.
- (5) - As estimativas referem-se a reservas medidas e indicadas. Os limites colocados decorrem das possíveis restrições ambientais.
- (6) - O limite superior indica potenciais inferidos das reservas argentinas adjacentes.

8.8.2 - Condicionantes na Localização das Expansões

Na análise dos locais para instalação de empreendimentos termoeletricos, os seguintes condicionantes devem ser considerados: CESP²⁹

- Disponibilidade de água;
- Transporte do combustível;
- Integração ao sistema elétrico de potência;
- Condições de Dissipação dos Efluentes.

O principal condicionante nas instalações que operam com carvão mineral e Orimulsion, por exemplo, é o abastecimento de combustível às Usinas Termoeletricas. Sua disponibilidade abundante, condições de suprimento e preço de aquisição deverão compatibilizar-se com o custo do MWh a ser incorporado ao Sistema. Deve-se então analisar locações junto ao litoral, com seu suprimento processando-se por via marítima. O abastecimento marítimo, por outro lado, impõe restrições adicionais à estas instalações; estas restrições ligam-se aos condicionantes na seleção dos sítios viáveis à implantação destes empreendimentos. Dentre estas destacam-se: profundidade reduzida da lâmina d'água em todo litoral do estado, existência de áreas de proteção ambiental, ocorrência de condições insatisfatórias temporárias de dissipação de poluentes, etc. CESP²⁹

As unidades termoeletricas a gás natural, por outro lado, deverão preferencialmente ser instaladas ao longo do gasoduto Bolívia-Brasil. Três regiões se colocam como de maior potencial: Jupiá, Ibitinga e Itirapina, escolhas estas condicionadas pelo fator disponibilidade de água. Derivando a análise para locações de abastecimento

privilegiado, cita-se a região de Paulínia e Guararema, em função da proximidade de instalações da **PETROBRÁS**. CESP ²⁹

O uso de bagaço de cana em usinas termoelétricas autônomas, isto é, desvinculadas das usinas de açúcar e álcool, poderá ocorrer se houver expressivos ganhos tecnológicos e melhoria no rendimento térmico do processo industrial destas instalações. Desta forma, os excedentes de bagaço poderão viabilizar unidades termoelétricas nas regiões de Ribeirão Preto, Jaú e Piracicaba. CESP ²⁹

8.8.3 - Conclusões

A análise da viabilidade de novas gerações termoelétricas comporta duas abordagens: médio e longo prazo. No médio prazo, até 2010, a contribuição da geração a gás natural, ao lado do término das obras em implantação na região Sul/Sudeste, será significativa ao suprimento do Estado.

No longo prazo, ao lado da possível chegada da eletricidade da Amazônia, a análise dos dados aqui apresentados aponta na direção da oportunidade e viabilidade da geração a carvão mineral nacional, importado e Orimulsion no Sistema Sul-Sudeste.

Esta possibilidade concreta de oferta de longo prazo decorre das limitações das demais alternativas. Estas limitações referem-se a restrições de oferta de energéticos, de demanda de vapor em processos de cogeração, duração de períodos de safra, etc.

CAPÍTULO 9 - ANÁLISE DA EXPANSÃO DA OFERTA

9.1 - METODOLOGIA DE ANÁLISE EMPREGADA PELO SETOR ELÉTRICO

9.1.1 - Expansão dos Sistemas de Geração

Como já referenciado anteriormente no item 6.3 desta dissertação, adotava-se na análise da expansão dos sistemas de geração o critério da energia firme e do período hidrológico crítico; a qualidade do serviço era delineada pela adoção do padrão da não ocorrência de déficits na hipótese de repetição das sequências de vazões do histórico disponível. De forma a contornar os problemas e distorções causadas por este critério, pois afinal trata-se de uma abordagem determinística de um fenômeno nitidamente aleatório, passou-se a adotar uma análise probabilística da garantia de suprimento, estabelecida a partir de simulações dinâmicas do Sistema Interligado, operado a partir de séries sintéticas de vazões; estas séries são geradas por modelos estocásticos, mantendo as características estatísticas do histórico de vazões. VENTURA Fo 109

A análise da expansão da geração passou então a se desenvolver através da procura do equilíbrio entre recursos e qualidade de serviço, avaliando-se economicamente os custos e benefícios da energia elétrica na sociedade, análises estas baseadas no custo do déficit; neste critério de análise, busca-se minimizar o custo de expansão, traduzido pela somatória dos custos de investimento, operação e déficit. Para se aquilatar então o valor social da energia elétrica na economia, estabelece-se previamente o custo deste déficit em função de sua profundidade, localização entre as diversas regiões do país e período de tempo em que venha a ocorrer. VENTURA Fo 109

A grande dificuldade desta análise reside na avaliação precisa dos valores do custo do déficit e de sua evolução no tempo, uma vez que o comportamento dinâmico da sociedade imprime valores diversos e crescentes para as necessidades de eletricidade. Caso se fixe no tempo e no espaço o valor deste déficit, certamente os níveis de risco serão diferenciados entre as diversas regiões em função do desempenho de sua geração e transmissão, haja vista o custo crescente de expansão do Sistema. VENTURA Fo 109

9.1.2 - Risco de Déficit

Uma outra maneira de se estabelecer o equilíbrio entre recursos e qualidade de serviço pode ser empreendida. Nesta nova abordagem, busca-se fixar um estimador da qualidade de serviço adequada para o país, adotando-se o mesmo valor entre as diversas regiões, subsistemas e empresas e mantendo-o estático ou variável no tempo. VENTURA Fo 109

O critério então fica baseado no cálculo, para cada região, do risco anual de déficit, ou probabilidade anual de déficit; este cálculo é efetuado por modelos de simulação da expansão e da operação, utilizando séries sintéticas de afluições (da ordem de 2000 anos) geradas a partir do histórico de vazões, preservando-se as características estatísticas observadas. Para cada ano, o risco de déficit é estimado pela relação entre o número de sequências em que ocorreu déficit neste ano e o total de sequências simuladas; é importante destacar que o critério não faz distinção em relação à profundidade do déficit ocorrido. Aplicando-se este critério na análise do comportamento de um sistema de geração, num conjunto de anos consecutivos, pode-se então apurar sua energia garantida a um determinado nível de risco. VENTURA Fo 109

A partir da fixação do nível de risco, é possível calcular o “custo implícito do déficit”, igualando-se os custos marginais de expansão e operação do sistema. Este custo implícito de déficit é utilizado na política de operação das térmicas e nos intercâmbios a custos marginais entre subsistemas, nas simulações energéticas da avaliação das condições de suprimento ao mercado. VENTURA ^{Fo 109}

Estudos desenvolvidos conjuntamente pelo **GCPS** e **GCOI** mostraram que o critério determinístico de período crítico implica num risco que oscila no entorno de 3%, isto é, para diversos sistemas de geração submetidos a uma carga igual à sua energia firme, através das séries sintéticas de afluições, apura-se este valor como probabilidade anual de déficit. O valor atualmente adotado pelo **GCPS** é de 5% para a probabilidade anual de déficit. VENTURA ^{Fo 109}

9.1.3 - Análise Marginal

A continuidade do atendimento de um mercado, na maioria dos casos com demanda crescente, por um sistema supridor de energia, pressupõe uma variação em sua capacidade operacional intrínseca, constituindo um estado de comportamento susceptível de tratamento marginalista. A evolução desta abordagem implicou na revisão de critérios de planejamento da expansão dos sistemas como também nas formas de remuneração dos investimentos e transferência de recursos entre concessionárias. ALBUQUERQUE ⁰⁶

Na análise marginalista do atendimento do crescimento de uma demanda elétrica, dois critérios de avaliação são, a priori, considerados: o atendimento se fará com os recursos existentes no atual parque de geração, ou uma inevitável expansão se fará necessária.

Desta forma, numa análise sob o prisma de custos, por exemplo, o custo marginal de operação considerará somente as variações de custo das unidades que compõem o sistema de geração no primeiro caso. Quando ocorrer a impossibilidade de atendimento pelo atual sistema, no custo marginal de atendimento estarão presentes componentes do custo marginal de expansão deste mesmo sistema. ALBUQUERQUE⁶⁶

O custo marginal de operação de um sistema gerador hidrotérmico, num dado período de tempo, corresponde ao acréscimo de custo para suprir uma unidade adicional de energia neste período, sem alterar o programa de obras; a evolução do sistema para atender a esta unidade adicional pode se dar a partir da maior utilização dos seus recursos hidráulicos e térmicos. Este custo marginal é utilizado nas várias etapas do planejamento da expansão e da operação, tais como: avaliação das condições de atendimento de uma alternativa de expansão, ajuste do programa de obras de geração, obtenção de energia garantida de uma configuração, determinação da disponibilidade de energia das concessionárias para fins de intercâmbio e estruturação das tarifas de suprimento. LIMA⁶⁴

Na ocorrência de um aumento na demanda de energia, o parque hidrotérmico existente poderá responder através de um deplecionamento adicional dos reservatórios, ou pela elevação do nível de geração de uma classe térmica. Neste último caso, o custo marginal de operação corresponde ao custo de geração desta classe. LIMA⁶⁴

Quando se supre o aumento da carga através do maior deplecionamento do estoque de água, não há, num primeiro momento, acréscimos imediatos de custo no período; este desestoque de água pode, no entanto, significar mudanças no estado dos reservatórios no

futuro, que implicarão em custos mais elevados de geração. Este desestoque poderá acarretar em determinados períodos subsequentes as seguintes variações: LIMA⁶⁴

1. Redução de vertimentos em ocasiões de grande hidraulicidade;
2. Necessidade de elevação da geração térmica em ocasiões de baixas afluências naturais;
3. Aumento do total de energia não suprida em algum período de ocorrência de déficit.

No primeiro caso o custo marginal é nulo. No segundo este custo corresponderá ao custo atualizado do aumento da geração da classe térmica mobilizada. Finalmente, no terceiro caso, o custo marginal de operação corresponderá ao custo atualizado devido à elevação do déficit; evidentemente, torna-se necessário conhecer-se o custo marginal da energia não suprida. LIMA⁶⁴

No cálculo então do custo marginal de operação, deve-se ponderar todas estas variações nas condições de atendimento, em função de suas probabilidades de ocorrência, compondo o acréscimo situacional que o novo estado do sistema acarreta. O custo marginal de operação constitui portanto um valor esperado, consequência de uma estratégia ótima de operação da energia acumulada do sistema. LIMA⁶⁴

O custo marginal de expansão, como o próprio nome o diz, pressupõe o custo adicional que o sistema deve incorrer para efetuar o atendimento de uma demanda unitária adicional de energia elétrica, quando a variável investimento pode ser utilizada - em verdade é definido como o custo unitário da próxima obra. A expansão de parques de geração se desenvolve por ondas, isto é, começa-se um ciclo de atendimento, com uma determinada configuração a custos operacionais crescentes em função do aumento da disponibilidade; após a ultrapassagem, pelo custo operacional, de um limite

preestabelecido, impõe-se a busca de uma nova configuração para o sistema, que voltará a praticar custos de operação mais reduzidos num primeiro momento, porém, a maiores níveis de investimento. Uma envoltória tangenciando as curvas de custo unitário operacional mantém uma tendência crescente. ALBUQUERQUE⁰⁶

De maneira geral, na evolução da geração sempre ocorre aumento de custos, em função do crescimento da imobilização de recursos nesta atividade e do caráter ascendente da envoltória traçada pelos pontos mínimos de custo operacional unitário para cada configuração. Mais formalmente, define-se custo marginal de expansão como sendo o custo unitário da próxima obra, acrescido da variação esperada nos custos de combustíveis e na variação esperada no custo do déficit. ALBUQUERQUE⁰⁶

O custo marginal de expansão divide-se em duas abordagens: longo prazo (10 a 30 anos) e médio prazo (6 a 10 anos). Na de longo prazo o custo marginal de expansão é definido como sendo o resultado da adição do custo unitário da “próxima obra” (investimento) com a variação esperada nos custos de combustível e do déficit. Para a determinação de médio prazo, deve-se empreender uma avaliação energética mais sofisticada, levando em conta as incertezas hidrológicas e de operação. ALBUQUERQUE⁰⁶

A análise marginalista é muito útil para o cálculo de tarifas, abordando a remuneração dos investimentos e a sinalização para o consumidor; especificamente, destaca-se seu uso no cálculo de tarifas de suprimento entre empresas. Neste último caso, deve-se centrar as análises na otimização da expansão e da operação, como também na alocação de custos e benefícios. Também é muito útil para a análise de novos projetos, principalmente nos quesitos produção e consumo. ALBUQUERQUE⁰⁶

9.2 - METODOLOGIA UTILIZADA NA ANÁLISE DOS BENEFÍCIOS DA COMPLEMENTAÇÃO TÉRMICA NO SISTEMA INTERLIGADO

9.2.1 - Modelos de Simulação

9.2.1.1 - Simulação da Expansão

O planejamento da expansão da geração no Sistema Interligado evoluiu consideravelmente nestes últimos 20 anos. Da visão determinística, onde se buscava proteção contra os eventos mais desfavoráveis registrados no passado, passou-se para a probabilística, que procura adequar melhor as previsões da expansão do mercado de energia elétrica às limitações conjunturais do setor. GORENSTIN⁵⁹

Nesta abordagem, o problema do planejamento passa a ser formulado como uma determinação de uma expansão que minimize o custo atualizado de investimento mais o valor esperado dos custos de operação. As restrições a se observar nesta determinação referem-se às de probabilidade de falha de atendimento à ponta e de risco anual de déficit de energia elétrica. GORENSTIN⁵⁹

As dificuldades experimentadas pelo Setor Elétrico Brasileiro em passado recente, por outro lado, indicam que existem outras incertezas mais relevantes do que as contidas na hidrologia e na probabilidade de falhas de equipamento. De fato, as incertezas nas determinações da demanda futura, custos de combustível, tempo de implantação dos empreendimentos, taxas de juros, restrições financeiras, comportamentos da economia, restrições sócio-econômicas e ambientais, podem impor desvios significativos nas

realizações das expansões, comprometendo todo o trabalho de planejamento.

GORENSTIN⁵⁹

As incertezas acima colocadas são fortemente ligadas a aspectos econômicos, políticos e de organização social, exigindo portanto tratamento diferenciado em relação aos aspectos tradicionais de hidrologia e perda de capacidade. O conceito de *plano de expansão* passa a ser inadequado, sendo desejável estabelecer antes *estratégias de expansão*. GORENSTIN⁵⁹

Da mesma forma, a função objetivo utilizada no planejamento precisa ser complementada de maneira a poder espelhar as variâncias dos custos no desenrolar das expansões, evitando-se escolhas em que o valor médio satisfatório não considera as distorções dos vários cenários de planejamento considerados plausíveis. Também existem dificuldades na busca de custos mínimos quando os objetivos contidos na expansão tornam-se conflitantes, como, por exemplo, na resolução de um aproveitamento envolvendo usos múltiplos da água. GORENSTIN⁵⁹

A idéia central do modelo é a de proporcionar, ao usuário, uma indicação de uma estratégia de expansão que permita adaptação contínua às nuances conjunturais, sendo “robusta” em relação ao conjunto de cenários em consideração.

Desta forma, o Módulo de Planejamento em Ambiente de Incerteza - **MODPIN**, do modelo **SUPER/OLADE** procura dar um tratamento sistemático e coerente às diversas fontes de incerteza. Resumindo, trata-se de uma metodologia que se baseia em conceitos de programação estocástica e análise de decisão, permitindo representar de maneira explícita as incertezas dos diversos fatores que afetam um plano de expansão, como

demanda, custo de combustível, atraso de obras, dentre outros. Suas características formais apresentam-se nos tópicos a seguir:

Representação da Incerteza na Demanda

Devido a quase impossibilidade de se associar uma função de probabilidades à evolução do comportamento do consumo, optou-se pelo tratamento da incerteza da demanda sob a forma de cenários, definidos pelo usuário. De acordo com estes conceitos, deve-se procurar representar nestes cenários as trajetórias mais prováveis da evolução do mercado, tanto os aspectos conjunturais do curto prazo, como os de desenvolvimento econômico associados ao longo prazo. Adicionalmente, emprega-se a técnica de cenários às restrições ambientais, modelo de gestão do Setor e outras variáveis de difícil tratamento estatístico rigoroso. GORENSTIN⁶⁰

Estratégias de Expansão

As estratégias de expansão representam a adaptação das decisões de investimento na medida em que se definam as incertezas. Melhor explicando, estas decisões pontuais de comprometimento de investimento podem mover-se no tempo conforme a estratégia de expansão escolhida. GORENSTIN⁶⁰

Função Objetivo

O uso do valor esperado como critério de decisão em problemas estocásticos é bastante adequado quando os fenômenos representados são de alta frequência, isto é, quando uma amostra significativa de todos os cenários ocorre ao longo do período de planejamento. GORENSTIN⁶⁰

Devido à grande incerteza nas taxas de crescimento da demanda, é de se esperar que haja uma grande variância nos custos de investimento e operação associados às estratégias de expansão para cada cenário. Como apenas um cenário irá ocorrer, deve-se questionar as decisões que são ótimas “em média” para todos os cenários.

GORENSTIN⁶⁰

Em verdade decisões em cenários improváveis, porém plausíveis, são extremamente vulneráveis. Uma maneira de representar, no custo de expansão, os efeitos de fenômenos estocásticos de baixa frequência, consiste em se calcular o prejuízo, ou *arrependimento*, associado a cada combinação decisão/cenário. Define-se então *arrependimento* como a diferença entre o custo real e o custo que se teria caso houvesse certeza que aquele cenário ocorra. GORENSTIN⁶⁰

O critério de *SAVAGE*, utilizado como função objetivo no modelo **MODPIN**, é um dos possíveis critérios de resolução baseados em técnicas de análise de decisão. Este critério tem como objetivo a minimização do *máximo arrependimento* associado a cada cenário. Em outras palavras, o critério de *SAVAGE* limita o maior prejuízo associado ao conjunto decisões/cenários. GORENSTIN⁵⁹ e GORENSTIN⁶⁰

Processamento Utilizado no Modelo

O modelo, em resumo, tem as seguintes características principais:⁴⁵

- A incerteza na demanda é representada de maneira explícita, através de cenários. Além disso, o modelo não produz um *cronograma de expansão* e sim *estratégias de expansão*, que representam a adaptação das decisões de investimento na medida em que se definem as incertezas. Também são representadas incertezas nos custos de investimento, custos de combustível e no tempo de construção dos aproveitamentos;
- O objetivo não é simplesmente minimizar o valor esperado dos custos de investimento e operação, mas determinar estratégias robustas, isto é, que levem a um desempenho aceitável com relação a todos os cenários operativos futuros;
- A operação cronológica dos reservatórios e os limites de transmissão entre os subsistemas são representados no cálculo dos custos operativos.

O processo de execução do **MODPIN** está ilustrado na Figura 9, a seguir.

O problema de planejamento é decomposto em dois subproblemas:

1. *Subproblema de Investimento*, que define uma estratégia candidata;
2. *Subproblemas de operação*, que estimam os custos operativos associados à estratégia definida em 1.

A realimentação dos subproblemas operativos para o subproblema de investimento é feita através de restrições lineares, conhecidas como *cortes de Benders*. Estes cortes incluem o custo operativo médio resultante da estratégia candidata e os *custos marginais de capacidade*, isto é, o benefício operativo associado a reforços incrementais de cada

⁴⁵ Informações Compiladas de Manuais de Operação do Modelo Instalado na **CESP**

equipamento candidato. A partir desta informação, o módulo de investimento formula uma nova estratégia candidata e o processo se repete até a obtenção da estratégia ótima.

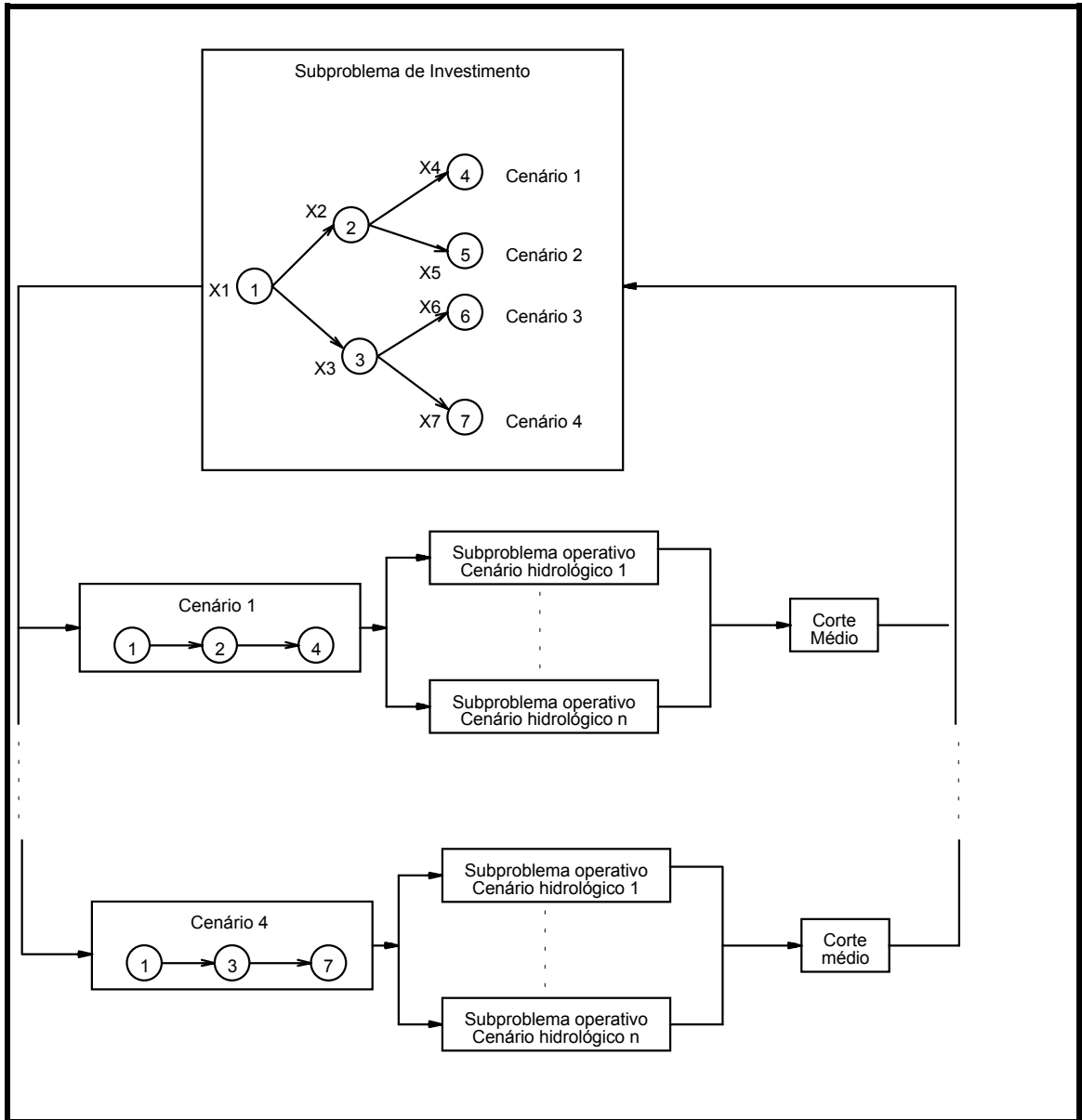


Figura 9 - Processo de Execução do MODPIN

Vantagens e Limitações do MODPIN

A Figura 9 ilustra uma característica básica do planejamento da expansão: uma usina candidata *não pode* ser avaliada *isoladamente*, mas sim *em termos do sistema*. Em outras palavras, o benefício de uma usina depende das outras usinas existentes ou planejadas, da demanda, da política operativa, das condições hidrológicas, etc.

Uma das características mais atraentes do **MODPIN** é justamente formular e analisar estratégias de expansão como um todo, levando em conta as influências mútuas entre os diversos componentes do plano de expansão. Além disto, o **MODPIN** representa de maneira adequada as particularidades de sistemas hidrotérmicos (operação cronológica, representação dos limites dos reservatórios, modelagem estocástica de afluências, etc.), que tem sido uma limitação reconhecida de outros modelos.

Devido a estes aspectos, o **MODPIN** vem sendo considerado como uma ferramenta adequada para o planejamento da expansão do Sistema Brasileiro, já tendo sido utilizado a nível de **GCPS**. No âmbito **CESP**, o modelo já foi aplicado em estudos e investigações com relação ao Gasoduto Bolívia-Brasil.

Nestes estudos, foram também observadas algumas *limitações* do modelo, especialmente no que se refere à representação de usinas térmicas. Embora o MODPIN represente de maneira adequada o despacho hidrotérmico para uma determinada estratégia de expansão, o número de equipamentos candidatos representados no módulo de investimento é limitado por razões de esforço computacional.

Com isto é necessário eliminar a priori alternativas de geração que, numa análise mais abrangente, poderiam se revelar antieconômicas. Além disto, o **MODPIN** não considera

o custo de aquisição e transporte do combustível, que é um componente importante para a localização das usinas térmicas, nem tampouco fatores não quantitativos, como impactos ambientais ou políticas de desenvolvimento regional.

O modelo não consegue, por outro lado, estabelecer um programa de expansão obedecendo ao critério de atendimento do setor; as expansões obtidas tendem a deteriorar as condições de atendimento ao final do período de análise, uma vez que no período inicial estas são influenciadas pelas obras em final de construção. A explicação decorre da sua concepção, pois em seu processamento utilizam-se um número limitado de cenários propostos de vazões e não um conjunto de aproximadamente 2000 séries sintéticas geradas por modelos estocásticos como no **MODDHT**; caso se utilize a série histórica de vazões, por exemplo, o modelo ajustará uma expansão que fatalmente exibirá riscos de déficit elevados no final, pois o período crítico compreende aproximadamente 11 anos, num universo de 60 anos de observações.

Não se deve considerar o fato acima como uma imperfeição do modelo, apenas deve-se considerar que ele não é o instrumento adequado para a verificação das condições de atendimento usuais do Setor Elétrico, servindo apenas, como já observado, para definir e estabelecer *cenários de expansão*.

9.2.1.2 - Simulação da Complementação Térmica do Sistema

Conceituação da Modelagem

Posteriormente à determinação dos planos e cenários de expansão da geração, serão verificadas as condições de atendimento do mercado segundo estas avaliações. O Setor Elétrico operacionaliza esta avaliação através do emprego do Módulo de Despacho Hidrotérmico - **MODDHT**, também do modelo **SUPER/OLADE**.

O Módulo **MODDHT** simula o despacho otimizado do complexo formado por UTE's e UHE's, estas últimas subdivididas em hidroelétricas com reservatório e à fio d'água. As seguintes operações são conduzidas pelo modelo:⁴⁶

- Cálculo das configurações hidráulicas e térmicas equivalentes;
- Estabelecimento da estratégia ótima de operação térmica;
- Simulação da operação do Sistema Interligado;
- Cálculo dos custos marginais de operação;
- Estabelecimento dos benefícios marginais das interligações;
- Cálculo dos benefícios marginais dos projetos, incluindo as interligações.

O funcionamento do modelo está calcado em *Programação Dinâmica Estocástica*. Este tipo de formulação minimiza o valor esperado do custo atualizado de *combustível* e de *déficit* incorrido ao longo do período considerado. É possível calcular-se o valor marginal do estoque de energia (também denominado valor marginal da água) e o custo marginal da energia. ROSENBLATT⁹⁴

O parque gerador hidrotérmico é representado por subsistemas ou regiões (no máximo 6), interligados por linhas de transmissão com capacidade máxima preestabelecida. A

⁴⁶ Informações Compiladas de Manuais de Operação do Modelo Instalado na **CESP**

estratégia ótima de operação dos reservatórios é estabelecida em função de suas acumulações e hidrologias, utilizando o modelo de programação dinâmica estocástica acima referido. Para cada subsistema definido, representa-se seus reservatórios por um único *reservatório equivalente de energia* e as vazões afluentes às UHE's são representadas por uma única *energia afluente*. ROSENBLATT⁹⁴

Da mesma maneira, as UTE's são agrupadas em classes térmicas, cada uma caracterizada por um ou mais custos de combustível e uma capacidade de geração; seu acionamento se processa na ocorrência do não atendimento da demanda pelas UHE's. Caso a soma das energias supridas pelas UHE's e UTE's não seja suficiente, a igualdade é fechada pelo custo do déficit. Os fluxos de energia se concentram em um único ponto, não existindo restrições de transmissão dentro de cada região. ROSENBLATT⁹⁴

Os intercâmbios entre subsistemas (não são permitidos “*loops*”) são acionados mediante algoritmos heurísticos baseados em custos marginais de operação e respectivos equilíbrios entre as diferentes regiões. Para tal fim, o modelo utiliza, segundo opção do usuário, afluências históricas naturais ou séries hidrológicas sintéticas, geradas pelo próprio **MODDHT**.

Esse modelo permite a simulação *dinâmica*, ou seja, pode-se variar no tempo tanto o mercado como a configuração do sistema. Caso se deseje operar a alternativa *estática*, basta manter-se estes parâmetros constantes nos anos que antecedem e sucedem a data em análise.

Geração das Representações Hidráulica e Térmica Equivalentes⁴⁷

A representação hidráulica equivalente consiste em se agregar um conjunto de usinas hidroelétricas, de uma mesma região ou subsistema, numa única usina com seu respectivo reservatório, sendo seu desempenho equivalente à soma das capacidades das usinas formadoras. É importante que as regiões eleitas para análise tenham comportamento fisicamente independentes, sendo as linhas de interligações as únicas relações existentes entre os subsistemas. A equivalência das usinas é estabelecida, respeitando os seguintes vínculos:

- A energia armazenada máxima é a energia produzida pelos reservatórios componentes, supondo um esvaziamento dos mesmos num intervalo de tempo correspondente ao passo utilizado (em geral, mês) na simulação e obedecendo as relações entre as curvas guias existentes entre elas.
- As afluências incrementais às usinas a fio d'água do sistema real estão devidamente representadas nas afluências a fio d'água no sistema equivalente.
- Outros parâmetros dos reservatórios/usinas, tais como energia evaporada, energia mínima de afluência, volume morto, submotorização, energia armazenada, energia controlada, quedas de referência, potência nominal, máxima, média, etc., são adequadamente traduzidas para o sistema equivalente

As usinas termoelétricas de uma mesma região são agregadas em *classes*, em função dos custos de combustível e características operativas semelhantes, tais como capacidade nominal, disponibilidade máxima, fator de capacidade mínimo obrigatório, etc.

⁴⁷ **Idem**

Estratégia de Operação Térmica e Valor Marginal da Água ⁴⁸

Para se iniciar a simulação do sistema, necessita-se definir, como parâmetros de funcionamento do modelo, as políticas de operação térmica e de intercâmbios entre regiões, de tal forma que as seguintes informações estejam disponíveis como dados de entrada, para qualquer combinação de energia armazenada, a saber:

- Conjunto de termoelétricas de despacho mínimo obrigatório.
- Política de racionamentos preventivos, explicitadas em termos de subsistemas e profundidades de implantação.
- Políticas de intercâmbio de energia entre subsistemas.

A estratégia de operação térmica se baseia no critério do mínimo custo de operação, referenciado ao valor marginal da energia armazenada ou da água; define-se esta variável como a derivada parcial do custo esperado de operação em relação à energia armazenada, para cada subsistema no horizonte em estudo. Dessa forma a operação térmica é feita da seguinte maneira:

1. Comparação, para cada região, do valor marginal da água com os custos de geração térmica e de racionamento preventivo, ordenando-se e decidindo-se pelo atendimento ao menor custo.
2. Orientação dos intercâmbios entre regiões de forma a igualar os custos marginais de operação, obviamente respeitando os limites de capacidade das linhas.

Os valores marginais da água são obtidos utilizando-se o algoritmo de programação dinâmica estocástica com duas variáveis de estado: nível de armazenamento e tendência hidrológica, representado pelas afluências.

⁴⁸ **Idem**

Simulação do Sistema⁴⁹

Após o estabelecimento da política de operação térmica, passa-se à etapa de simulação do sistema hidrotérmico. Na sua primeira etapa, utiliza-se como dado de entrada o período histórico de afluições. Em seguida, passa-se para a *simulação probabilística*, empregando-se as séries sintéticas de afluições geradas previamente.

São basicamente as seguintes as opções de simulação da operação do sistema:

- *Sem racionamentos preventivos*, no qual se opera o sistema de forma otimizada, limitado ao custo de déficit de energia não atendida;
- *Com racionamentos preventivos*, na qual se admite cortes de carga, mesmo com energia armazenada, com a finalidade de evitar déficits mais graves no futuro;
- *Com racionamentos preventivos retardados*, na qual admite-se que os cortes de carga apresentam custos mais elevados do que a situação anterior, em função dos custos políticos de uma decisão de racionamento.

A simulação do sistema consiste em se examinar, no horizonte considerado, para cada uma das sequências hidrológicas e para cada mês, o chamado *Balanço Mensal*, que contempla três elementos fundamentais: fontes de energia, interligações e cargas.

Realiza-se este *Balanço Mensal* na seguinte sequência:

1. Carregamento da configuração a ser examinada e inicialização do funcionamento do Sistema Hidrotérmico;
2. Execução do *Algoritmo de Atendimento da Demanda*;
3. Contabilização dos resultados, a nível de subsistemas e de linhas de transmissão.

⁴⁹ **Idem**

O *Algoritmo de Atendimento* compreende as seguintes etapas:

1. Seleção da transmissão de maior lucro (alternativamente pode-se estabelecer um valor mínimo, que, caso não atendido, encerra a operação do Algoritmo);
2. Atualização da fonte de energia atendente da carga;
3. Atualização das linhas de transmissão afetadas;
4. Atualização da carga afetada;
5. Atualização dos subsistemas afetados;
6. Atualização das transmissões afetadas.

A contabilização dos resultados se efetua a nível de subsistemas e de linhas de transmissão, compilando-se e consolidando-se cada fonte de energia e carga.

Análise Marginal da Operação do Sistema⁵⁰

O *custo marginal de operação de curto prazo*, como já definido anteriormente, é o custo incorrido, por unidade de energia produzida, para se atender a um acréscimo de carga no sistema; este atendimento se efetivará através dos meios já existentes no sistema, isto é, sem a implantação de novas fontes geradoras no mesmo. Esse acréscimo de carga será suprido ou através da diminuição do vertimento nas usinas hidroelétricas, ou através de maior geração térmica, ou mesmo ainda através de um aumento do valor esperado do déficit.

Por outro lado, define-se *benefício marginal da capacidade de intercâmbio* de uma dada interligação, como sendo a derivada parcial do custo de operação do sistema pela capacidade de intercâmbio dessa interligação. O cálculo do benefício contempla basicamente duas situações da linha de transmissão:

⁵⁰ **Idem**

- Parcialmente utilizada, conseqüentemente sem alteração da operação do sistema e seu respectivo custo, indicando um valor nulo para o benefício marginal da capacidade de intercâmbio;
- Totalmente utilizada, no qual o benefício marginal é portanto diferente de zero.

Define-se ainda como *gradiente de gestão* da térmica equivalente k , no subsistema S , como sendo a derivada parcial do custo de operação do sistema, pela capacidade da categoria térmica k , no subsistema S . A capacidade de geração da térmica equivalente k pode estar, em função do mês, horário e seqüência hidrológica nas seguintes situações:

- Completamente utilizada, na qual a necessidade de gerações térmicas adicionais implicarão em custos adicionais ao Sistema, visto ter-se que recorrer ao despacho de plantas menos econômicas;
- Parcialmente utilizada, com geração maior que a obrigatória e menor que a máxima, situação em que uma capacidade adicional não terá conseqüências sobre os custos do sistema;
- Não utilizada, com geração mínima obrigatória, situação em que esta condição implica em custos adicionais constantes ao sistema.

Define-se finalmente *benefício marginal da energia armazenada* em um subsistema, mês e seqüência hidrológica, como sendo a redução de custo obtida na situação de existência de uma unidade adicional de energia armazenada no início do mês à disposição do subsistema. O subsistema em estudo pode ter o reservatório equivalente no mês e na seqüência hidrológica considerada, numa das seguintes situações:

- Reservatório completamente cheio, com vertimento, situação em que o benefício de uma energia armazenada no início do mês é nulo;
- Reservatório parcialmente cheio, sem vertimento, situação que deve ser analisada, em termos de disponibilidade de potência instalada ou de armazenamento. No primeiro caso o benefício seria o próprio custo marginal do subsistema, enquanto que no último seria o valor marginal de energia armazenada.

O **MODDHT** calcula o custo marginal de operação, como também calcula os benefícios marginais das interligações e os gradientes de gestão, para cada sequência hidrológica, tendo portanto, como saída, valores médios para o conjunto de sequências simuladas.

Saídas do **MODDHT**⁵¹

O modelo pode emitir diversos *relatórios de saída*, dependendo da opção desejada, contendo os seguintes dados:

- Informações sobre as configurações hidráulicas;
- Informações sobre as configurações térmicas;
- Valores marginais da água;
- Informe anual dos resultados da simulação, incluindo custos de operação;
- Custos marginais de energia;
- Gradientes de Gestão;
- Benefícios marginais das interligações;
- Informações sobre o comportamento hidrológico durante as simulações, com o registro histórico de energia afluentes;
- Consumo esperado dos diversos combustíveis.

⁵¹ **Idem**

O modelo gera ainda diversos arquivos na forma adequada à elaboração de gráficos, tais como:

- Balanço de energia (baseada na simulação histórica);
- Custos de geração térmica e déficit de energia (baseada na simulação histórica);
- Consumo esperado de combustíveis (baseada na simulação histórica);
- Riscos de déficit de energia (baseada na simulação probabilística).

Os exercícios efetuados pelo **MODHT** serão de extrema valia para a avaliação da *Complementação Térmica* dos Sistemas Hidrotérmicos Interligados.

9.2.2 - Parâmetros de Análise das Expansões

9.2.2.1 - Horizontes de Análise

O tratamento dos dados e informações levantados foi conduzido de maneira uniforme e sistematizada. As simulações da operação do Sistema Interligado foram inicialmente processadas pelo módulo **MODPIN** do modelo **SUPER/OLADE**, ajustado com novos arquivos e subrotinas mais adequados ao trabalho. Considerou-se a Interligação dos Sistemas Interligados **S/SE/CO** e **N/NE**.

Para a construção de um cronograma de novos empreendimentos necessita-se de modelos que introduzam um procedimento decisório sistemático e coerente das diversas fontes de incertezas. O módulo **MODPIN** do modelo **SUPER/OLADE**, baseado em programação estocástica e análise de decisão, permite representar explicitamente as incertezas dos diversos fatores que afetam um plano de expansão da geração.

Na busca de um menor custo de geração no horizonte escolhido para análise, de 2006 a 2015, o presente trabalho desenvolveu expansões obedecendo aos critérios de atendimento do Setor; este período de análise foi escolhido de maneira a se evitar associações com o *Plano Decenal*, já em franco desenvolvimento. A partir de um elenco de combustíveis factíveis, consolidou-se várias fontes de geração de energia elétrica, tanto hidráulicas, como térmicas.

9.2.2.2 - Demanda Representada

A construção de séries de demanda obedeceu várias estratégias de simulação. Em todas as séries construídas empregou-se os critérios contidos no *Plano 2015*, alternando-se taxas e cenários. O ponto de partida para a definição de todas as séries consideradas, foi a série contida no *Decenal*, ajustando-se taxas conforme a alternativa de expansão que se deseja explorar.

Estas providências foram colocadas para as simulações com o módulo **MODPIN**, modelo ideal para análises das consequências das políticas de expansão. As análises com o módulo **MODDHT**, pelo vulto de seu processamento, foram conduzidas com séries de demanda construídas e amplamente empregadas pela **ELETRÓBRÁS**, não invalidando, com certeza, os resultados das simulações.

9.2.2.3 - Alternativas de Geração

A análise da viabilidade de novas gerações termoelétricas comporta duas abordagens: médio e longo prazo. No *médio prazo*, até 2010, a contribuição da geração a gás natural, ao lado do término das obras em implantação nos Sistemas Interligados e sua Interligação será significativa ao suprimento das regiões abrangidas.

No *longo prazo*, ao lado da possível chegada da eletricidade da Amazônia, a análise dos dados aqui apresentados podem apontar também na direção da oportunidade e viabilidade da geração a carvão mineral e gás natural Sistema *Sul/Sudeste*, ao lado da entrada de uma complementação a carvão mineral importado na região *Norte* e gás natural e carvão mineral importado no *Nordeste*. Estes combustíveis têm como característica principal uma oferta relativamente abundante, função das reservas de porte existentes no exterior e a capacitação dos meios de transporte, transbordo e armazenagem.

As alternativas de cogeração, a gás natural, biomassa e óleo combustível convencional, têm possibilidade concreta de oferta somente a um prazo intermediário, em decorrência das limitações intrínsecas de suas implantações. As dificuldades enfrentadas por esta modalidade de geração referem-se às restrições na demanda de vapor nos processos acoplados a jusante, duração de períodos de safra, providências para a viabilização de ofertas substanciais de gás natural, etc.

A cogeração necessita ainda de estímulos normativos no início de sua implantação, de maior confiabilidade no processo de aquisição da energia, de maior responsabilidade dos agentes geradores, reservas de geração adequadas e a custos satisfatórios, etc. Os casos atuais em implantação, como os praticados nas zonas de concessão da **CPFL** e **ELETROPAULO** se viabilizaram porque se apresentaram como um negócio de

interesse para as empresas e concessionária. Este deve ser o caminho, negociações para complementação dos agentes energéticos e não Programas Governamentais de grande interesse para a coletividade, porém de difícil implantação consolidada.

9.3 - OPERACIONALIZAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO

Como acima discriminado, efetuou-se simulações com o módulo **MODPIN**, chegando-se a conjuntos estratégicos de empreendimentos a se implantar. Optou-se por duas tendências de crescimento do mercado, uma mais conservadora e outra de taxas mais vigorosas; estas alternativas de mercado geraram, por conseguinte, dois elencos de usinas.

Além destas alternativas de demanda, carregou-se o modelo com duas séries de vazões: a *série histórica* e uma *série sintética* construída a partir de ciclos de períodos críticos que se repetem numa periodicidade de 11 anos, utilizando como padrão as vazões do período 1949 até 1960.

Os resultados destes exercícios encontram-se no Anexo G, divididos conforme o cenário de vazões escolhido: *vazões históricas* ou *vazões sintéticas sistematicamente críticas*. Para cada uma destas abordagens de cenários de vazões, aplicou-se duas alternativas de demanda:

- *Cenário 1* - Crescimento Conservador;
- *Cenário 2* - Crescimento Acelerado.

Para cada cenário de vazões e demanda, efetuou-se então a expansão pelo critério determinístico, ou ao mínimo custo, compreendendo a *Fase I* do módulo **MODPIN**.

Posteriormente, seguindo-se a prática do modelo, passou-se à *Fase 2*, quando então se processam as simulações da expansão do parque de geração pelo critério de *SAVAGE*, isto é, escolhe-se o caminho que reflita o menor dos maiores arrependimentos de cada cenário. Um sumário desta expansão está apresentado no final.

Avaliando o resultado destes exercícios, percebe-se que é extremamente difícil garantir a condição de atendimento apenas com a utilização deste módulo de simulação. Chegasse a esta conclusão pela análise da sua concepção - o módulo espelha tendências, não constrói uma expansão ao critério de atendimento de 5% de taxa de risco de ocorrência de déficit.

As expansões aqui conduzidas são construídas utilizando-se do arquivo de vazões carregado na simulação, constituindo cada um deles um cenário de expansão. No limite, seria necessário a simulação do conjunto das 2000 séries sintéticas para se obter uma expansão segundo o critério de atendimento, o que é praticamente impossível de se operacionalizar.

Conclui-se portanto que o **MODPIN** é um modelo importante e de extrema utilidade, porém dentro de sua área de eficácia, que é a de balizador de tendências. Sua utilização como construtor de planos de expansões introduz um viés que é o da formação do arquivo de vazões utilizado.

Foi o que se estabeleceu no presente trabalho. Conduziu-se planos de expansões com o **MODPIN**; posteriormente, ajustou-se a composição destes parques de geração com o módulo **MODDHT**, colocando-se as obras segundo um critério de custos crescentes.

9.4 - ESTRATÉGIAS DE EXPANSÃO

9.4.1 - Generalidades

Como observado no item anterior, a expansão pelo módulo **MODPIN** carregado com vazões da *série histórica*, tende a apresentar riscos de déficit extremamente severos ao fim do período de análise. Uma expansão construída desta forma, em primeiro lugar, fica contaminada pelo Plano de Obras estabelecido no Decenal no início de seu estudo. Ao final, por não colocar obras na velocidade devida, enfrenta riscos de déficit elevados. Estas ocorrências são consequência da série de vazões colocada: o modelo interpreta a série como valores médios de vazões, com pequena participação de condições críticas em seu interior.

A expansão conduzida com a *série sintética*, que repete sistematicamente o período crítico, consegue colocar na expansão um conjunto satisfatório de empreendimentos necessários ao desenvolvimento. Este conjunto, no entanto, contém distorções decorrentes das condições de sua geração; estas distorções referem-se ao despacho exagerado das térmicas, uma vez que o caráter crítico das vazões adotadas solicita expressiva oferta para seu atendimento.

Ainda na *série sintética*, o vulto da energia demandada acarretou a implantação de um conjunto expressivo de UTE's que, ao serem intensamente solicitadas tiveram seus despachos deslocados para o final do período de simulação. Este deslocamento ocorreu pelos maiores custos finais de operação, em função do grande número de despachos, introduzindo, afinal, distorções nos resultados obtidos. A modalidade *complementação térmica* fica pouco evidenciada nesta alternativa.

Este deslocamento da data mais adequada de implantação das UTE's torna então inoportuna a aplicação do modelo, pelo menos na forma como se está aqui procedendo. Os custos de geração no regime de UTE's excessivamente despachadas são diversos daqueles obtidos na condição de operação em *complementação térmica*, resultando, ao final, num custo médio de geração térmica distorcido e mais elevado, em função do longo tempo de operação.

Para contornar estes inconvenientes, optou-se pelo estabelecimento de planos de expansão utilizando-se de outras formas de ajuste. Examinando-se o elenco de obras selecionadas pelo **MODPIN**, decidiu-se pela construção de duas alternativas de expansão pelo critério usual do Setor Elétrico, isto é, pelo atendimento do risco de déficit constante de 5% neste período de análise.

A primeira alternativa seria a de expansão *hidráulica* e a outra seria a *térmica*; estas alternativas seriam construídas por tentativas, utilizando-se do módulo **MODDHT**. Por comparações entre os custos de MWh gerados chegar-se-ia a uma terceira alternativa, a de *referência* do Setor Elétrico, que espelharia a alternativa mais adequada e, secundariamente, a de menor custo para atendimento das condições de expansão do mercado de energia elétrica. Esta alternativa também seria obtida por tentativas com o módulo **MODDHT**.

Os estudos utilizaram o módulo com a configuração final do decenal e crescimento do mercado segundo cenário de mercado II do Plano 2015. Os critérios de convergência dos processamentos foram os usuais, risco de déficit de 5%, convergido, tentativamente, um a um. Como se trata de um exercício, optou-se pela aceitação de riscos de déficit no intervalo de 4,0 a 6,0%.

Após a construção destas expansões, passa-se à análise dos benefícios da complementação térmica. Estes benefícios ficam explícitos na repetição das simulações anteriores com o **MODDHT**, porém, ajustando-se para zero o fator de capacidade mínimo obrigatório das UTE's simuladas.

Nesta condição, cada usina, por força da concepção do módulo **MODDHT**, somente será despachada na condição de melhor utilização do sistema hidrotérmico, certamente privilegiando a hidroeletricidade. Em ordem crescente de custo de geração, cada classe térmica será então chamada a contribuir na oferta de energia, à medida que o custo marginal da água, ou energia hidráulica acumulada, tornar-se mais elevado.

9.4.2 - Expansão com Ênfase em Hidroeletricidade

Esta alternativa de expansão foi construída no pressuposto de que a oferta de eletricidade, por força do crescimento da demanda, fosse obtida de aproveitamentos hidroelétricos remanescentes das bacias nacionais. A alternativa deverá também conter robusta estrutura de transferência destes blocos de energia das regiões produtoras para o grande centro consumidor, leia-se região Sudeste, uma vez que estas gerações se darão na periferia do Sistema Elétrico Brasileiro.

A principal dificuldade de construção reside na carência de aproveitamentos hidroelétricos suficientes ao montante demandado. Contribui para a seleção de projetos viáveis, seu comportamento face a eventuais agressões ao meio ambiente, as necessidade de penosas remoções de populações ribeirinhas, inundação de terras de indígenas, etc. Em verdade, existem potenciais expressivos, principalmente na região

amazônica; as dificuldades existentes nestes aproveitamentos, no entanto, faz com que sua implementação seja encarada com desconfiança.

Nesta mobilização de hidroelétricas, considerou-se até projetos a nível de estudos de viabilidade, ainda não suficientemente dimensionados; da mesma forma, principalmente no Sul, arrolou-se usinas que dificilmente seriam construídas, por pressão das comunidades locais. Para complementar a alternativa, no fim do período de análise, lançou-se mão até de usinas termoelétricas, haja vista a inexistência de ofertas hídricas viáveis. Para a construção da alternativa foi imprescindível a colaboração da **ELETRONORTE**, que forneceu dados, exercícios e simulações de despachos hidrotérmicos de seus arquivos. As Tabelas 9.1 e 9.2 listam as UHE's consideradas.

Os resultados das simulações da expansão com despacho hidrotérmico otimizado, conduzidas no módulo **MODDHT**, encontram-se no Anexo **H**. Para análises posteriores, já se encontram divididas nas abordagens: Fator de capacidade mínimo obrigatório das termoelétricas *normal e zerado*.

9.4.3 - Expansão com Ênfase em Termoeletricidade

9.4.3.1 - Construção da Alternativa

A alternativa termoelétrica espelha com realidade o futuro do Setor Elétrico, haja vista sua proximidade da realidade presente, quando um grande número de interessados em investir em geração têm elegido a termoeletricidade como opção prioritária de implantação. De fato, são empreendimentos que detém uma probabilidade elevada de se realizar, em função do investimento mais reduzido, como também, pela oferta significativa de combustível, principalmente gás natural.

Ajustou-se, para cada região, ofertas de termoeletricidade compatíveis com a vocação e os recursos energéticos locais. Adotou-se os parâmetros considerados em estudos do Setor, como capacidades, combustíveis utilizados, fatores de capacidade mínimo e máximo, custos de investimento e custos de operação, implantando-se os projetos de maneira crescente com o custo de geração. ELETROBRÁS⁴⁸

Tabela 9.1
Expansão Predominantemente Hidráulica
Aproveitamentos Considerados - Período 2007–2015

Aproveitamento	Rio	Subsistema	Potência (MW)
Foz do Chapecó	Uruguai	Sul	1.228
Foz do Chapecozinho	Chapecó	Sul	184
Fundão	Jordão	Sul	154
São Jerônimo	Tibagi	Sul	284
Santa Branca	Tibagi	Sul	67
Salto Ariranha	Ivaí	Sul	168
São Roque	Canoas	Sul	360
São Domingos	Chapecó	Sul	55
Curucaca	Jordão	Sul	52
Xanxerê	Chapecozinho	Sul	17
Abelardo Luz	Chapecó	Sul	84
Mauá	Tibagi	Sul	388
Foz do Alonzo	Ivaí	Sul	138
Barra Grande	Pelotas	Sul	690
Telêmaco Borba	Tibagi	Sul	112
Ivatuva	Ivaí	Sul	144
Ubaúna	Ivaí	Sul	122
14 de Julho	Antas	Sul	98
Serra dos Cavalinhos	Antas	Sul	45
Castro Alves	Antas	Sul	120
São Marcos	Antas	Sul	57
Jararaca	Prata	Sul	41
Primavera	Turvo	Sul	36
São Manuel	Antas	Sul	51
Ilha	Prata	Sul	36
Espigão Preto	Antas	Sul	34
Muçum	Antas	Sul	112

Tabela 9.2
Expansão Predominantemente Hidráulica
Aproveitamentos Considerados - Período 2007–2015

Aproveitamento	Rio	Subsistema	Potência (MW)
Resplendor II	Doce	Sudeste	363
Batatal	Ribeira do Iguape	Sudeste	75
Formoso	São Francisco	Sudeste	300
Peixe	Tocantins	Sudeste	1.106
Serra do Facão	São Marcos	Sudeste	210
Jaborandi	Pardo	Sudeste	51
Viradouro	Pardo	Sudeste	45
Baguari I	Doce	Sudeste	169
Manhuaçu	Manhuaçu	Sudeste	110
Quartel	Paraúna	Sudeste	100
Buriti Queimado	Almas	Sudeste	137
Barra do Peixe	Araguaia	Sudeste	450
Mirador	Tocantinzinho	Sudeste	140
Candongá	Doce	Sudeste	108
Cotegipe	Peixe	Sudeste	40
Mundo Novo	São Marcos	Sudeste	67
Paulistas	São Marcos	Sudeste	60
Caldeirão	Paraibuna	Sudeste	76
Corumbá 2	Corumbá	Sudeste	235
Cataguases	Pomba	Sudeste	27
Fazenda Cachoeira	Grande	Sudeste	35
Foz	Paraibuna	Sudeste	76
Foz do Bezerra	Paraná	Sudeste	300
Torixoréu	Araguaia	Sudeste	323
São Domingos	Paraná	Sudeste	200
Maranhão	Maranhão	Sudeste	229
São Fidélis	Paraíba do Sul	Sudeste	123
Santa Rita	Araçuai	Sudeste	75
Santa Rosa	Grande	Sudeste	26
Monte Cristo	Pomba	Sudeste	30
Estreito	Tocantins	Norte	1.200
Tupiratins	Tocantins	Norte	1.000
Belo Monte	Xingu	Norte	11.000
Santa Isabel	Araguaia	Norte	2.200
Altamira	Xingu	Norte	6.588
Araçá	Parnaíba	Nordeste	120
Pedra do Cavalo	Paraguaçu	Nordeste	300
Pão de Açúcar	São Francisco	Nordeste	330

A primeira providência na construção da alternativa foi a retirada das UHE's constantes do horizonte do presente estudo, de 2006 até 2015, do "deck" de análise; concentrando-se o exercício na identificação de usinas térmicas equivalentes à oferta hidroelétrica retirada. As capacidades de intercâmbio, em princípio, não deveriam ser modificadas, haja vista que UTE's devem ser implantadas junto ao seu mercado, não se justificando a transferência de grandes blocos de termoeletricidade a longas distâncias.

As Tabelas 9.3, 9.4 e 9.5, a seguir, listam as obras consideradas.

9.4.3.2 - Oferta na Região Sul

Para a região Sul, conduziu-se uma expansão baseada em carvão mineral, como tem sido usual em todos os estudos de planejamento da geração desta região. A opção escolhida foi a utilização de módulos de 350 MW baseados na tecnologia *Leito Fluidizado*, operando a partir do carvão de Candiota ou similar; as duas primeiras da série, eventualmente, poderiam ser construídas na tecnologia *Carvão Pulverizado*. Para efeito das simulações do modelo, impôs-se que toda a série se comporte de maneira semelhante, apesar de poderem adotar projetos de engenharia diversos.

Levando-se em consideração a decisão de se injetar energia importada da Argentina nesta região, os vários processamentos indicaram a necessidade de se rearranjar a oferta. Por conseguinte, adiantou-se a oferta importada e atrasou-se a implantação das térmicas a carvão que constavam do Plano Decenal. ELETROBRÁS³⁹

Apesar de todas as providências adotadas, as condições de atendimento do Sul permaneceram sob grande estabilidade, com riscos inferiores ao preestabelecido.

Levando-se em consideração o porte do mercado Sulino e sua complementaridade com

o Sudeste e adotando-se ainda uma política de incentivo do consumo destas ofertas de interesse nacional, optou-se pela convivência com estes riscos de déficit menores.

Tabela 9.3
Expansão Predominantemente Térmica
Projetos Selecionados Subsistema Sul (1)

nºUsina	Nome Usina	data	Classe	SSist	Potência	DisponibilF.	Cap.mini
109	J,LACERDA-IV	jan/97	14	1	350	80	40
110	JACUI	jan/01	11	1	350	80	47
111	CANDIOTAI11	jan/03	10	1	350	80	40
112	URUGUAIANAICC	out/98	17	1	456	90	40
113	ARGENTINA	jun/99	16	1	1000	90	0
114	ARGENTINA	jan/01	16	1	500	90	0
117	SEIVAL I-1	ago/01	10	1	200	80	40
118	SEIVAL I-2	ago/02	10	1	200	80	40
119	CARVAO PIE-1	jul/06	10	1	350	84	40
120	CARVAO PIE-2	jul/07	10	1	350	84	40
121	CARVAO PIE-3	jul/08	10	1	350	84	40
122	CARVAO PIE-4	jul/09	10	1	350	84	40
123	CARVAO PIE-5	jul/10	10	1	350	84	40
124	CARVAO PIE-6	jul/11	10	1	350	84	40
213	CORUMBAI-10D	abr/98	18	1	75	90	10
216	CORUMBA I CC	ago/99	19	1	150	90	40
220	C,GRANDE I-CC	ago/99	19	1	300	90	80

9.4.3.3 - Oferta na Região Sudeste

A região Sudeste foi inicialmente carregada com uma significativa série de UTE's a gás natural, sem se especificar sua ligação com o gasoduto Bolívia-Brasil, ou Argentina. Este aparente desinteresse está ligado às expressivas possibilidades de abastecimento de gás importado que se desenham no contexto da América Latina; não se pode ignorar o vulto de propostas firmes de abastecimento energético, principalmente da Argentina, que diuturnamente aparecem junto ao Setor Elétrico.

Focalizando a análise na direção do gasoduto, também deve-se levar em consideração as possibilidades que se desenham pelo provável crescimento das reservas bolivianas, como também o potencial argentino que pode ser revertido do gasoduto Bolívia-Argentina. Em verdade existe até a possibilidade de interconexão dos campos de Camisea do Peru à rede boliviana, vindo aportar ao mercado do Sudeste através do gasoduto.

Raciocinando na direção de um lento crescimento da oferta boliviana, optou-se por inverter a ordem de entrada das ofertas da Bolívia e Argentina. Nesta alternativa, a oferta argentina já entraria no horizonte do decenal, deslocando as duas últimas UTE's aprovadas no decenal, as *GAS BOLI III e IV*, para 2005 e 2007.

Todas estas considerações não devem deixar de lado as amplas possibilidades que se materializam a partir do potencial das reservas brasileiras. Estas certamente poderão proporcionar excedentes para consumo a partir de campos situados na plataforma continental, principalmente nas costas dos estados do Paraná, Santa Catarina, São Paulo e Rio de Janeiro. Pode-se ainda considerar o potencial das reservas amazônicas do Rio Juruá, que, caso sejam drenadas por um gasoduto Norte-Sul, poderiam até incorporar os fluxos peruanos destinados à região sudeste, estabilizando fortemente esta transferência.

Apesar da vigorosa participação do gás natural nacional e importado, ficou patente o efeito da falta da oferta nuclear na expansão no horizonte quinquenal. Certamente, no horizonte do estudo, a expansão desenvolvida do parque de geração do Sudeste comportaria no mínimo 4 unidades nucleoeletricas de 1500 MW.

Buscou-se compensar esta falta, por uma oferta complementar proveniente de térmicas a carvão importado. Como foram programadas para fins da primeira década e início da segunda do próximo século, achou-se razoável projetá-las na tecnologia *gaseificação-turbina a gás*. Neste sentido seriam contornados eventuais restrições ambientais que poderiam ser antepostas a estas UTE's.

Tendo em vista as limitações de precisão do exercício, não se criou nas simulações outras classes térmicas para o carvão importado. Utilizou-se o padrão Candiota, que, se por um lado tem reduzido poder calorífico, por outro detém menor preço.

Grande esforço foi colocado na definição de um programa de expansão, segundo os limites colocados, conduzindo-se inúmeros processamentos, haja vista a importância e o porte desta região no contexto nacional. Ficou, no entanto, um pequeno surto de déficit, entre 2007 e 2011, de difícil resolução. Talvez com um maior esforço computacional seja possível este ajuste; para efeito de análise do efeito da complementação, entretanto, o surto é irrelevante.

9.4.3.4 - Oferta na Região Norte

É conhecida a sensibilidade ao ajuste da região norte. Esta sensibilidade se revela pelas contínuas mudanças de tendência que ocorrem no processo de ajuste fino, decorrentes do porte do subsistema e de seus poucos aproveitamentos. Além desta aparente situação de desequilíbrio na convergência, a retirada de empreendimentos de geração hidráulica de grande porte desta região, geraram, já no início da expansão, fortes déficits de geração.

Este aparente desequilíbrio foi neutralizado pela oferta de termoeletricidade gerada na região nordeste, solicitada através da forte interligação e complementaridade destas regiões. Também programou-se a entrada de três UTE's a *carvão mineral importado* de 350 MW, na ocasião em que a *UHE Serra Quebrada* entraria no período de análise. Adicionalmente, acrescentou-se uma UTE semelhante ao fim do ciclo quinquenal.

Em função da dimensão reduzida do mercado dessa região, da complementaridade com a região nordeste e da vocação hídrica da região, optou-se pela tolerância à variação dos riscos no entorno dos limites adotados.

9.4.3.5 - Oferta na Região Nordeste

Na região Nordeste optou-se, inicialmente, por uma oferta baseada em gás natural, apesar da inexistência de reservas provadas deste combustível capazes de suprir o parque gerador proposto. Imagina-se que possa ser possível o crescimento da produção local após a abertura do monopólio de exploração de hidrocarbonetos; no limite, pode-se até considerar a importação de GNL, uma vez que já existe propostas de importação da Nigéria.

Para a segunda década do próximo século, previu-se a implantação de uma série de cinco UTE's a *carvão mineral importado*, da Colômbia e/ou EUA. Caso seja inexecutável esta oferta, seria possível substituí-la, pelo menos parcialmente, por UTE's a óleo, nacional, ou mesmo importado.

O ajuste da convergência dos riscos de déficit da região ficaram dentro do intervalo estabelecido, consequência da importância da região e de sua influência nas demais limitrofes.

Tabela 9.4
Expansão Predominantemente Térmica
Projetos Selecionados Subsistema Sudeste (2)

n°Usina	Nome Usina	data	Classe	SSist	Potência	Disponibil	F.Cap.minim
115	ARGENTINA	jan/02	16	2	1000	90	0
211	ANGRA-II	jul/99	2	2	1309	75	50
212	ANGRA-III	jan/06	2	2	1309	75	50
221	CUIABA I-10D	abr/98	18	2	110	90	10
224	CUIABA ICCGN	ago/99	19	2	450	90	40
226	CAMPOS-GN	ago/99	20	2	300	90	40
233	GAS BOLI-CC	ago/99	21	2	450	90	40
234	GAS BOLII-CC	ago/99	21	2	450	90	40
238	GAS BOIII-CC	ago/05	21	2	450	90	40
242	GAS BOLIV-CC	ago/07	21	2	450	90	40
243	R,SILVEIRAGN	fev/97	25	2	32	70	0
244	S,CRUZ-1/7A	jan/01	24	2	84	72	7
245	S,CRUZ-2/7A	mar/01	24	2	84	72	7
246	S,CRUZ-3/7A	jun/01	24	2	220	76	7
247	S,CRUZ-4/7A	ago/01	24	2	220	76	7
248	GAS-SE-5	jul/08	26	2	900	90	40
249	GAS-SE-6	jan/09	26	2	900	90	40
250	GAS-SE-7	jul/09	26	2	900	90	40
251	GAS-SE-8	jan/10	26	2	900	90	40
252	GAS-SE-9	jan/11	26	2	900	90	40
253	GAS-SE-10	jan/12	26	2	900	90	40
254	GAS-SE-11	out/13	26	2	900	90	40
255	GAS-SE-12	out/14	26	2	900	90	40
256	GAS-SE-13	jul/15	26	2	900	90	40
271	CARVAO IMP-1	jan/09	10	2	800	84	40
272	CARVAO IMP-2	jul/09	10	2	800	84	40
273	CARVAO IMP-3	set/10	10	2	800	84	40
274	CARVAO IMP-4	set/11	10	2	800	84	40
275	CARVAO IMP-5	set/12	10	2	800	84	40
276	CARVAO IMP-6	nov/13	10	2	800	84	40

Tabela 9.5
Expansão Predominantemente Térmica
Projetos Selecionados Subsistemas Norte (3) e Nordeste (4)

nºUsina	Nome Usina	data	Classe	SSist	Potência	Disponibil	F.Cap.mini
302	CARVAO IMP-1	jul/07	10	3	350	84	40
303	CARVAO IMP-2	jul/09	10	3	350	84	40
304	CARVAO IMP-3	jul/11	10	3	350	84	40
305	CARVAO IMP-4	jul/14	10	3	350	84	40
306	CARVAO IMP-5	out/15	10	3	350	84	40
402	TERMICA-NE-1	jan/02	26	4	400	90	40
403	TERMICA-NE-2	jan/04	26	4	200	90	40
404	TERMICA-NE-3	jan/05	26	4	200	90	40
405	TERMICA-NE-4	jul/07	26	4	400	90	40
406	TERMICA-NE-5	jan/09	26	4	400	90	40
407	TERMICA-NE-6	set/09	26	4	400	90	40
408	TERMICA-NE-7	set/10	26	4	400	90	40
409	TERMICA-NE-8	jul/13	26	4	400	90	40
501	CARVAO IMP-1	abr/11	10	4	800	84	40
502	CARVAO IMP-2	abr/12	10	4	800	84	40
503	CARVAO IMP-3	jul/13	10	4	800	84	40
504	CARVAO IMP-4	jul/14	10	4	800	84	40
505	CARVAO IMP-5	jul/15	10	4	800	84	40

9.4.3.5 - Final

De início optou-se pela imutabilidade da capacidade de transmissão das interligações regionais. No transcorrer dos vários processamentos, todavia, verificou-se a necessidade de se ampliar a capacidade de interligação entre as regiões S/SE. Optou-se então por uma ampliação do limite superior desta interligação para 6000 MW, a partir de 01/01/2007, melhorando-se desta forma sensivelmente o desempenho da transferência de energia entre estas duas regiões, que mantém um grau elevado de complementaridade.

Esta necessidade de levantamento da restrição de transferência energética entre S/SE, decorre do expressivo potencial dos recursos carboníferos da região Sul. Da mesma forma, existe o potencial também expressivo de oferta de termoeletricidade gerada a partir de gás natural na Argentina, que está na iminência de ser conectado à rede brasileira.

Em verdade seria até interessante considerar a entrada deste montante importado na região Sudeste. A entrada por *Foz do Iguaçu*, porta de entrada de energia em 50 Hz na região SE, por outro lado, incorpora um grau razoável de dificuldades para sua materialização, aumentando substancialmente o grau de incerteza da solução, uma vez que sua consecução importará na postergação da entrada em operação das unidades 19 e 20 desta usina. Por esta razão insiste-se na ampliação da transferência S/SE. No primeiro caso elaborado optou-se por avaliar a entrada de 1000 MW provindos da *Argentina em Foz do Iguaçu* e postergar as ampliações a gás da Região Sudeste.

A oferta argentina, ademais, suscita ainda outras considerações. Por seu custo de geração e iminência de se disponibilizar, em função da dinâmica das transações comerciais no âmbito do Mercosul, seria exequível considerá-la comissionada ainda no horizonte decenal, deslocando a implantação das UTE's de Seival I e II, bem como as PIE - 1 e 2, todas estas baseadas em carvão mineral nacional.

Os resultados das simulações da expansão com despacho hidrotérmico otimizado, conduzidas no módulo **MODDHT**, encontram-se no Anexo I. Para análises posteriores, já se encontram divididas nas abordagens: Fator de capacidade mínimo obrigatório das termoelétricas *normal e zerado*.

9.4.4 - Consolidação dos Casos Apresentados - Expansão de Referência

O *Grupo de Planejamento no Horizonte Quinquenal -GTQG*, órgão consultivo da **ELETROBRÁS**, construiu uma *Alternativa de Referência* que servirá para balizar a expansão no horizonte 2007/2015. A análise foi conduzida neste período uma vez que empreendimentos anteriores são analisados no âmbito do grupo que trata de projetos no *horizonte decenal*.

Os projetos que constituem a alternativa estão listados nas Tabelas 9.6 a 9.10, compreendendo empreendimentos hidráulicos e térmicos das alternativas anteriores. Adicionalmente, foram acrescentadas duas centrais nucleares, de 1500 MW de potência cada uma, que seriam as duas primeiras unidades do programa de consolidação da tecnologia nuclear brasileira, que compreenderia a implantação de pelo menos sete unidades até seu final.

Tabela 9.6
Expansão de Referência
Aproveitamentos Considerados - Período 2007–2015

Aproveitamento	Rio	Subsistema	Potência (MW)
Foz do Chapecozinho	Chapecó	Sul	184
Fundão	Jordão	Sul	154
São Jerônimo	Tibagi	Sul	284
Curucaca	Jordão	Sul	52
Xanxerê	Chapecozinho	Sul	17
Abelardo Luz	Chapecó	Sul	84
Mauá	Tibagi	Sul	388
Foz do Alonzo	Ivaí	Sul	138
Barra Grande	Pelotas	Sul	690
Telêmaco Borba	Tibagi	Sul	112
Ivatuva	Ivaí	Sul	144
Ubaúna	Ivaí	Sul	122

Tabela 9.7
Expansão de Referência
Aproveitamentos Considerados - Período 2007–2015

Aproveitamento	Rio	Subsistema	Potência (MW)
Resplendor II	Doce	Sudeste	363
Batatal	Ribeira do Iguape	Sudeste	75
Formoso	São Francisco	Sudeste	300
Peixe	Tocantins	Sudeste	1.106
Serra do Facão	São Marcos	Sudeste	210
Jaborandi	Pardo	Sudeste	51
Viradouro	Pardo	Sudeste	45
Baguari I	Doce	Sudeste	169
Manhuaçu	Manhuaçu	Sudeste	110
Barra do Peixe	Araguaia	Sudeste	450
Mirador	Tocantinzinho	Sudeste	140
Foz do Bezerra	Paraná	Sudeste	300
Estreito	Tocantins	Norte	1.200
Tupiratins	Tocantins	Norte	1.000
Belo Monte	Xingu	Norte	11.000
Araçá	Parnaíba	Nordeste	120
Pedra do Cavalo	Paraguaçu	Nordeste	300

Tabela 9.8
Expansão de Referência
Projetos Selecionados Subsistema Sul (1)

nºUsina	Nome Usina	data	Classe	SSist	Potência	Disponibil	F.Cap.mini
109	J,LACERDA-IV	jan/97	14	1	350	80	40
110	JACUI	jan/01	11	1	350	80	47
111	CANDIOTAIII1	jan/03	10	1	350	80	40
112	URUGUAIANAICC	out/98	17	1	456	90	40
113	ARGENTINA	jun/99	16	1	1000	90	0
114	ARGENTINA	jan/01	16	1	500	90	0
117	SEIVAL I-1	ago/01	10	1	200	80	40
118	SEIVAL I-2	ago/02	10	1	200	80	40
119	CARVAO PIE-1	jul/06	10	1	350	84	40
120	CARVAO PIE-2	jul/07	10	1	350	84	40
121	CARVAO PIE-3	jul/08	10	1	350	84	40
122	CARVAO PIE-4	jul/09	10	1	350	84	40
123	CARVAO PIE-5	jul/10	10	1	350	84	40
124	CARVAO PIE-6	jul/11	10	1	350	84	40
213	CORUMBAI-10D	abr/98	18	1	75	90	10
216	CORUMBA I CC	ago/99	19	1	150	90	40
220	C,GRANDE I-CC	ago/99	19	1	300	90	80

Tabela 9.9
Expansão de Referência
Projetos Selecionados Subsistema Sudeste (2)

nºUsina	Nome Usina	data	Classe	SSist	Potência	Disponibil.	Cap.minim
211	ANGRA-II	jul/99	2	2	1309	75	50
212	ANGRA-III	jan/06	2	2	1309	75	50
221	CUIABA I-10D	abr/98	18	2	110	90	10
224	CUIABA ICCGN	ago/99	19	2	450	90	40
226	CAMPOS-GN	ago/99	20	2	300	90	40
233	GAS BOLI-CC	ago/99	21	2	450	90	40
234	GAS BOLII-CC	ago/99	21	2	450	90	40
238	GAS BOIII-CC	ago/05	21	2	450	90	40
242	GAS BOLIV-CC	ago/07	21	2	450	90	40
243	R,SILVEIRAGN	fev/97	25	2	32	70	0
244	S,CRUZ-1/7A	jan/01	24	2	84	72	7
245	S,CRUZ-2/7A	mar/01	24	2	84	72	7
246	S,CRUZ-3/7A	jun/01	24	2	220	76	7
247	S,CRUZ-4/7A	ago/01	24	2	220	76	7
248	GAS-SE-5	jan/07	26	2	900	90	40
249	GAS-SE-6	jan/08	26	2	900	90	40
250	GAS-SE-7	jan/12	26	2	900	90	40
251	GAS-SE-8	out/14	26	2	900	90	40
261	NUCL-SERIE-1	jul/07	1	2	1500	85	0
262	NUCL-SERIE-2	jul/13	1	2	1500	85	0

Tabela 9.10
Expansão de Referência
Projetos Selecionados Subsistemas Norte (3) e Nordeste (4)

nºUsina	Nome Usina	data	Classe	SSist	Potência	Disponibil.	F.Cap.mini
402	TERMICA-NE-1	jan/02	26	4	400	90	40
403	TERMICA-NE-2	jan/04	26	4	200	90	40
404	TERMICA-NE-3	jan/05	26	4	200	90	40
405	TERMICA-NE-4	jan/07	26	4	400	90	40
406	TERMICA-NE-5	jan/11	26	4	400	90	40
407	TERMICA-NE-6	jul/11	26	4	400	90	40
408	TERMICA-NE-7	jan/12	26	4	400	90	40
409	TERMICA-NE-8	jul/12	26	4	400	90	40
410	TERMICA-NE-9	jul/13	26	4	400	90	40
411	TERMICA-NE-10	jul/14	26	4	400	90	40
412	TERMICA-NE-11	jan/15	26	4	400	90	40

A alternativa final de referência, que deverá subsidiar os estudos do Programa Quinquenal de Geração, influenciando inclusive o Plano Decenal, é uma composição das alternativas estudadas, obtida após a determinação do menor custo de expansão, dentre outros critérios. Apresenta comportamento que se situa entre seus dois extremos, as alternativas *hidráulica* e *térmica*; não contém, todavia, os exageros destas configurações do parque gerador, não conseguindo, entretanto, incorporar todas suas qualidades.

Os resultados das simulações da expansão com despacho hidrotérmico otimizado, conduzidas no módulo **MODDHT**, encontram-se no Anexo **J**. Para análises posteriores, também já se encontram divididas nas abordagens: Fator de capacidade mínimo obrigatório das termoelétricas *normal* e *zerado*.

9.5 - AVALIAÇÃO DOS BENEFÍCIOS DA TERMOELETRICIDADE EM COMPLEMENTAÇÃO

9.5.1 - Apresentação da Situação

A análise das Figuras contidas nos Anexos **H** até **J** mostram os resultados das várias simulações efetuadas com os Sistemas Interligados Brasileiros expandido segundo três alternativas: *Hidráulica*, *Térmica* e *de Referência*. Dentro de cada alternativa, concomitantemente, simulou-se duas abordagens:

1. Usinas termoelétricas operando com fator de capacidade mínimo obrigatório normal;
2. Usinas termoelétricas operando com fator de capacidade mínimo obrigatório zerado.

O objetivo destas abordagens foi a avaliação do comportamento da complementação térmica nos sistemas hidrotérmicos. A análise do benefício da complementação é marginal, uma vez que as UTE's foram implantadas com fatores de capacidade mínimos variando de 7% até 90% e o fator de disponibilidade oscilando entre 84% e 90%; a grande maioria dos empreendimentos termoeletricos, no entanto, têm fatores de capacidade mínimos no entorno de 40% e disponibilidade de 90%, conforme atestam as Tabelas 9.3, 9.4, 9.5, 9.8, 9.9 e 9.10.

Desta forma, os despachos otimizados das UTE's conduzidos pelo **MODDHT**, que já contemplam o critério de complementação térmica, têm uma gama de análise mais reduzida, situando-se entre os fatores usuais de 40% e os fatores nulos impostos pela abordagem da análise. Os critérios utilizados nestas avaliações estão colocados a seguir.

9.5.2 - Critérios Adotados nas Análises

Os resultados das análises das simulações dos Sistemas Interligados utilizando o módulo **MODDHT** foram agrupadas em arquivos específicos. Selecionou-se depois as saídas mais importantes e significativas do modelo, transformando-as em planilhas e, posteriormente, nas Figuras que constam dos Anexos **H** até **J**.

Os seguintes critérios de análise das saídas das simulações foram empregados:

Condições de Atendimento

Nos Anexos **H** a **J** estão reunidas figuras que indicam os riscos de déficit experimentados pelas regiões dos Sistema Interligados. A construção de parques de geração que se expandem com intervalo reduzido de variação destes riscos é uma tarefa que implica num grande esforço, haja vista a necessidade de inúmeros processamentos

demorados - 3,5 horas cada um, para a efetivação da convergência segundo os critérios adotados.

Como se verifica dos anexos, ocorre um surto de consumo entre 2007 e 2011 que impôs um severo crescimento da oferta, com algum desequilíbrio em algumas regiões. Optou-se pelo encerramento das tentativas quando os resultados se mostraram satisfatórios, riscos de 4 a 6%.

Gerações Esperadas

Como era de se esperar ocorreu um sensível crescimento de todas as gerações tanto térmicas com hidráulicas. O aumento do parque térmico acarreta, inclusive, uma maior participação da complementação térmica, aumentando-se a eficácia do aproveitamento do par reservatório de acumulação-centrais térmicas. Não deixa de ser impressionante, no entanto, o crescimento da termoelectricidade nas alternativas *térmica* e *de referência*.

Vertimentos

Seguindo o mesmo raciocínio do item anterior, refluíu significativamente o vertimento pelos reservatórios equivalentes ao se conduzir simulações com fatores de capacidade termoelétricos mínimos zerados. Esta constatação mostra um melhor aproveitamento das afluências naturais e da capacidade de regularização do conjunto hidrotérmico instalado.

Análise da Energia Demandada

Não se coloca nenhum comentário adicional sobre as figuras referentes à energia demandada, uma vez que sua variação decorre diretamente das projeções de mercado consideradas.

Custos de Geração Termoelétrica

Como era de se esperar explodiu o dispêndio em geração calculado pelo modelo nas alternativas *térmica e de referência*, uma vez que o módulo **MODDHT** foi construído para indicar apenas o custo de operação, manutenção e de combustíveis, nada acrescentando sob a rubrica custo de capital. No item **9.5.4**, a seguir, avalia-se o custo de maneira completa.

Custo do Déficit

Este custo, no global, mostra variações interessantes. Em abordagens com os fatores de capacidade mínimos termoelétricos zerados, verificou-se sua elevação, a primeira vista, sem explicação aparente.

Análises mais demoradas, no entanto, mostram que as UTE's, ao operarem apenas o necessário, adentram nos períodos críticos das simulações na condição desligadas. Seu despacho só se efetivará quando o modelo avaliar que um período crítico se avizinha; ocorrendo, neste caso, uma demora que não será mais recuperada.

Pode-se avaliar, entretanto, que a rigor, o déficit não é um custo, principalmente na alternativa térmica.

Custo Total de Geração

Neste item somou-se o custo de geração termoelétrica, mais o custo do déficit e o acréscimo, durante o período de análise, do custo de investimento, compondo um custo total de operação.

No item **9.5.4**, a seguir, avalia-se este custo de maneira completa.

Análise do Balanço Geração/Mercado

Trata-se de uma figura interessante, que espelha razoavelmente as hipóteses de construção dos cenários de crescimento do parque gerador. Como já colocado no texto, a região Sul exibiu riscos menores em comparação com as demais, talvez por alguma incapacidade de transmissão de excedentes, ou pela expansão firmemente conduzida no Sudeste a riscos de 5%, pouco demandando transferências portanto.

Este fato decorre da construção da alternativa térmica, quando então procura-se atender a demanda energética por gerações próximas ao mercado. Não existe justificativa para a transferência de grandes blocos de termoeletricidade através de grandes distâncias.

Verifica-se, no entanto, um forte intercâmbio entre o Norte e Nordeste. Tem sido usual esta troca de potência, principalmente as de origem hidráulica. No caso aqui analisado, oferta térmica preferencial, deve ser proveniente dos ajustes das expansões e/ou complementação.

9.5.3 - Resultados das Avaliações do Desempenho da Complementação Térmica

A seguir exibem-se as Tabelas 9.11, 9.12 e 9.13, que explicitam, de maneira resumida, a influência da complementação térmica num sistema hidrotérmico interligado. Como era de se esperar a *Energia Demandada do Sistema* se mantém inalterada em todos os exercícios, função que é da solicitação de demanda.

O *Vertimento Esperado* e a *Geração Hídrica Esperada*, se apresentam elevados na alternativa *hidráulica*, aliás, como era de se esperar. De qualquer forma, reduzem-se ao se adotar fatores de capacidade zerados.

Também, de forma semelhante, a *Geração Térmica Esperada* apresenta-se mais elevada na alternativa *térmica*, também decrescendo com fatores mínimos zerados.

Nota-se de interessante ainda, que a diferença entre os custos de geração, quando se passa da modalidade normal para a de fator de capacidade mínimo zerado, tende a se reduzir entre as alternativas hidráulicas e térmicas, como se verifica na Tabela 9.14. Explica-se esta tendência pela redução da energia secundária, reduzindo-se o espaço da *complementação térmica*.

Tabela 9.11
INFLUÊNCIA DA COMPLEMENTAÇÃO TÉRMICA
COMPARAÇÃO ENTRE ALTERNATIVAS DE GERAÇÃO

ALTERNATIVA HIDRÁULICA

Discriminação (Valor Médio 1997-2015)	Unid.	Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Normal	Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Zerado
Energia Demandada do Sistema	MWm	55362	55362
Vertimento Esperado	MWm	8772	7885
Geração Hídrica Esperada	MWm	47426	48328
Geração Térmica Esperada	MWm	7040	6148
Geração Total Esperada	MWm	54466	54475
Participação Termoeletricidade	%	12,93	11,29
Acréscimo no Investimento (Período 2007-2015)	US\$10 ⁶	12214	12214
V.Presente Custo Oper.Térmica	US\$10 ⁶	6380	5338
V.Presente Custo do Déficit	US\$10 ⁶	8055	8106

Tabela 9.12
INFLUÊNCIA DA COMPLEMENTAÇÃO TÉRMICA
COMPARAÇÃO ENTRE ALTERNATIVAS DE GERAÇÃO

ALTERNATIVA TÉRMICA

Discriminação (Valor Médio 1997-2015)	Unid.	Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Normal	Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Zerado
Energia Demandada do Sistema	MWm	55362	55362
Vertimento Esperado	MWm	7034	6234
Geração Hídrica Esperada	MWm	43426	43694
Geração Térmica Esperada	MWm	11026	10714
Geração Total Esperada	MWm	54453	54408
Participação Termoeletricidade	%	20,25	19,69
Acréscimo no Investimento (Período 2007-2015)	US\$10 ⁶	8862	8862
V.Presente Custo Oper.Térmica	US\$10 ⁶	7979	7253
V.Presente Custo do Déficit	US\$10 ⁶	8102	8844

Tabela 9.13
INFLUÊNCIA DA COMPLEMENTAÇÃO TÉRMICA
COMPARAÇÃO ENTRE ALTERNATIVAS DE GERAÇÃO

ALTERNATIVA DE REFERÊNCIA

Discriminação (Valor Médio 1997-2015)	Unid.	Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Normal	Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Zerado
Energia Demandada do Sistema	MWm	55362	55362
Vertimento Esperado	MWm	8498	7596
Geração Hídrica Esperada	MWm	45961	46861
Geração Térmica Esperada	MWm	8542	7656
Geração Total Esperada	MWm	54503	54517
Participação Termoeletricidade	%	15,67	14,04
Acréscimo no Investimento (Período 2007-2015)	US\$10 ⁶	10762	10762
V.Presente Custo Oper.Térmica	US\$10 ⁶	6996	5956
V.Presente Custo do Déficit	US\$10 ⁶	8364	8435

A análise da participação da termoeletricidade na geração é uma questão mais delicada. Esta participação passa de um valor mínimo de 11,3%, na alternativa hidráulica, para 20,2% na térmica, quase dobrando num quadro de pouca variação da *Geração Total Esperada*, de 54475 MWmed para 54453 MWmed.

Uma análise na abordagem zerada pode ser conduzida: da alternativa *hidráulica* para a de referência, a *Geração Térmica Esperada* aumentou em 25%, crescendo em 24% sua participação na *Geração Total Esperada* e um decréscimo de 3,6% no *Vertimento Esperado*. Da alternativa de referência para a *térmica*, a *Geração Térmica Esperada* aumentou em 39,9%, crescendo em 40% sua participação na *Geração Total Esperada* e um decréscimo de 17,9% no *Vertimento Esperado*.

O exemplo mostrado, apesar de limitado, mostra uma face interessante para a complementação em sistemas com forte participação termoeletrica. Apesar do significativo decréscimo de vertimentos, é evidente que existe um limite para a participação da termoeletricidade; os montantes compromissados com a aquisição de energéticos importados, inclusive, podem pressionar o *Balanço de Pagamentos* a tal ponto que inviabilizariam alternativas baseadas neste recurso.

A título de exercício, apenas para avaliação de ordens de grandeza dos valores calculados, talvez com um crescimento de 200% na *Geração Térmica Esperada*, passando para um patamar de 23000 MWm, aproximadamente 40% do total possível de geração - 54500 MWm, seria possível levar o *Vertimento Esperado* para valores bastante reduzidos. Reitera-se que simples interpolações não podem, evidentemente, espelhar fenômenos de difícil equacionamento, mas fica registrado o resultado do exercício.

O detalhamento e a apuração de valores mais próximos da realidade e mais precisos, demandariam um esforço considerável que poderia ser empreendido em etapas posteriores da análise do fenômeno da complementação, talvez com o concurso de outros pesquisadores e ferramentais de cálculo mais apurados.

9.5.4 - Avaliação das Alternativas de Expansão

Para avaliar-se a expansão que implique num menor custo de geração, construiu-se a Tabela 9.14, a seguir, que procura comparar os custos totais de geração das três alternativas consideradas. Para manter-se a coerência da análise, também incluiu-se as simulações sob a abordagem *fator de capacidade mínimo obrigatório termoelétrico zerado*.

A parcela relativa ao investimento foi formada pelo valor presente dos desembolsos financeiros de um investimento perenizado, computados no período de análise - 2007 a 2015. O valor presente do custo esperado de operação térmica foi calculado num período mais ampliado de 1997 a 2015, fornecido pelo módulo **MODDHT**. O valor presente do custo do déficit foi computado de forma semelhante.

A comparação mostrou valores interessantes. As alternativas com fator de capacidade térmico mínimo zerado sempre mostraram custos mais reduzidos, apesar da forte influência do crescimento do custo do déficit. Como já comentado, este custo é proveniente do deslocamento do atendimento para a condição de risco de déficit padrão adotado, 5%; vertimentos mais elevados e a geração obrigatória implicavam em operação em condições melhores que a padrão. Este valor de déficit, em verdade, pode ser também contaminado por uma ajustagem imprecisa, acarretando valores distorcidos; isto pode ter ocorrido ao se passar da condição normal para zerada, na alternativa *térmica*.

A alternativa *térmica* foi a que se apresentou em melhores condições na expansão conduzida. Exibiu o menor valor presente do custo total de operação, mostrando que a adoção de projetos que propiciem condições mais equilibradas de expansão e menores custos de operação, podem levar os Sistemas Interligados a desempenhar com mais eficiência seu importante papel na economia nacional.

Tabela 9.14
AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO
Comparação dos Custos de Geração

(10⁶ US\$- jan 96)

Discriminação	Hidráulica	Térmica	Referência
Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Normal			
Acréscimo Investimento	12214	8862	10762
Valor Presente do Custo de Operação Térmica	6380	7979	6996
Valor Presente do Custo do Déficit	8055	8106	8364
VALOR PRESENTE DO CUSTO TOTAL	<u>26649</u>	<u>24947</u>	<u>26122</u>
Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Zerado			
Acréscimo Investimento	12214	8862	10762
Valor Presente do Custo de Operação Térmica	5338	7253	5956
Valor Presente do Custo do Déficit	8106	8844	8435
VALOR PRESENTE DO CUSTO TOTAL	<u>25658</u>	<u>24959</u>	<u>25154</u>

CAPÍTULO 10 - FINAL

10.1 - CONCLUSÕES DO TRABALHO

Os sistemas elétricos interligados comumente têm em sua composição centrais térmicas e hidráulicas, que se complementam no atendimento das cargas existentes. Em sistemas elétricos majoritariamente hidráulicos, caso brasileiro, o sinergismo entre as duas modalidades de geração é conhecido como complementação térmica do sistema elétrico.

O dimensionamento do potencial termoelétrico em complementação térmica não é trivial. As dificuldades ocorrem na otimização da operação do parque gerador, necessitando-se de uma infinidade de simulações, com ferramental de processamento sofisticado, do comportamento do Sistema Interligado; o critério empregado tem sido o de atendimento ao menor custo, sem vertimentos desnecessários.

Como os aproveitamentos hidráulicos são dimensionados a partir de condições hidrológicas críticas, com uma sobrecapacidade para atendimento à ponta, a entrada da geração termoelétrica permite melhorar a eficiência, ou melhor ainda, a eficácia da geração, proporcionando condições de se assumir cargas anteriormente não atendidas em época de seca. A consequência desta entrada será um aumento líquido na energia firme do sistema e um consumo de combustível inferior àquele correspondente ao atendimento de tal acréscimo de carga por um sistema predominantemente termoelétrico, obtendo-se então um menor custo médio de geração.

A explicação reside no fato de que *energia secundária* está sendo firmada no Sistema. Em outras palavras, as centrais termoelétricas exercem um efeito semelhante ao de reservatórios, acrescentando energia firme ao sistema.

O combustível mais adequado à complementação térmica seria aquele desvinculado de processos e/ou sistemas autônomos a montante das unidades geradoras. A razão desta preferência vem do fato que os benefícios da complementação só se viabilizam na operação associada de sistemas termoelétricos ao Sistema Interligado, devendo-se então sempre operá-los nas condições de perspectiva de déficit hídrico e desligá-los na situação inversa. Esta independência fica prejudicada quando seu funcionamento segue o planejamento da operação de outros empreendimentos, como gasodutos no regime “Take or Pay”, ou refinarias produzindo óleo combustível dentro de processos industriais integrados, ou ainda se subordinam a cláusulas contratuais que visam preservar a infra-estrutura necessária, como é o exemplo das minas de carvão.

A condução de uma política de expansão da geração com ênfase na termoeletricidade implica também numa busca de consistência com decisões do Setor Petróleo, que costuma atar seu planejamento às peculiaridades de seu mercado e dos seus meios de produção. Suas refinarias, além de consumir quantidades expressivas de eletricidade, têm ainda condições efetivas de gerar também excedentes importantes; os processos existentes detêm condições de abastecimento que possibilitam a adoção da cogeração em alta escala, melhorando portanto sua eficiência.

Avaliou-se ainda como positiva a participação da cogeração na expansão do Sistema Elétrico num horizonte de médio a longo prazo, como já ocorreu em vários países. Esta alternativa, assim como a conservação, tem como principal característica a preocupação com o emprego mais eficiente dos recursos energéticos à disposição dos usuários, atenuando portanto agressões ao meio ambiente, requisito ultimamente de grande peso na avaliação de projetos.

Verifica-se a participação expressiva da biomassa na expansão da geração de excedentes de eletricidade em cogeração. Esta modalidade, bastante praticada pelo setor sucroalcooleiro, tem condições de contribuir para o crescimento da oferta a custos competitivos. Neste aspecto, inclusive, deverá existir uma consolidação mais forte com o Setor Elétrico, que somente adquirirá eletricidade a preços competitivos com suas fontes tradicionais.

A participação do gás natural na matriz energética brasileira merece uma abordagem em paralelo. Apesar de estar num estágio inicial de desenvolvimento e implantação no mercado nacional, tem asseguradas todas as condições para sua disseminação, tanto do lado de crescimento da oferta como no da consolidação da demanda; até as possibilidades de suprimento por **GNL** (Gás Liquefeito de Petróleo) são viáveis, notadamente sob a condição de complementação térmica.

O fornecimento na modalidade “Take or Pay”, por outro lado, pode impor uma faixa de variação do volume transacionado mais estreita. Esta aparente dificuldade tende a decrescer, conforme se firmem as demandas do mercado e se consiga colocar num mercado interruptível volumes da quota para geração, quando não utilizadas.

A operação em complementação das termoelétricas a gás natural implicará em uma demanda de combustível aleatória. Apesar do sistema de suprimento de gás natural necessitar de demandas regulares e de alto fator de carga, a participação destas termoelétricas será expressiva no mercado brasileiro, função do baixo custo de geração.

Em verdade, a operação do parque térmico com fatores de capacidade mínimos elevados poderá implicar em vultosos custos adicionais, cuja distribuição entre os Setores Elétrico e de Gás precisa ser melhor avaliada. A operação integrada desses setores deverá se processar segundo regimes que homogeneizem a remuneração do capital investido no empreendimento Gasoduto - Usinas Termoelétricas como um todo.

Finalmente, deve-se evidenciar que a entrada de gás natural no mercado paulista de energéticos certamente provocará impactos no consumo dos demais combustíveis, principalmente nos derivados de Petróleo. Avalia-se, no entanto, que no global este impacto tenha desdobramentos positivos.

10.2 - RECOMENDAÇÕES DO ESTUDO

A análise da viabilidade de novas gerações termoelétricas comporta duas abordagens: médio e longo prazo. No médio prazo, até 2010, a contribuição da geração a gás natural nas Regiões Sudeste e Sul, carvão mineral na Região Sul e término das obras em implantação na região Sul/Sudeste, será significativa ao suprimento das regiões selecionadas.

No longo prazo, ao lado da possível chegada da eletricidade da Amazônia, a análise dos dados aqui apresentados podem apontar também na direção da oportunidade e viabilidade do aumento significativo da geração termoelétrica, com gás natural nacional, boliviano ou argentino, carvão nacional ou importado e mesmo derivados de petróleo.

As alternativas de cogeração, a gás natural, biomassa e óleo combustível convencional, têm possibilidade concreta de oferta somente a um prazo intermediário, em decorrência das limitações intrínsecas de suas implantações. Estas alternativas exibem condições atraentes de fornecimento.

A recomendação que se coloca é no sentido de aprofundamento dos estudos de avaliação da contribuição da complementação térmica dos Sistemas Interligados. Como se verificou, são ganhos significativos acrescentados ao custo de geração, não se devendo negligenciar sua implementação. Especial cuidado deve ser colocado na organização das futuras estruturas de gestão do Setor; disposições devem ser previstas para que haja efetivo controle do despacho das termoelétricas, garantindo-se mecanismos para a correta distribuição dos encargos e ganhos realizados entre os empreendedores térmicos e os hidráulicos eventualmente favorecidos.

As alternativas de expansão avaliadas direcionam-se para um aumento importante da participação da termoeletricidade na geração. Este parque deverá ser acionado por gás natural, derivados de petróleo e carvão, todos estes combustíveis de procedência nacional e estrangeira. Neste sentido, recomenda-se também o aprofundamento dos estudos de avaliação das condições de suprimento destes energéticos, analisando-se a conveniência do comprometimento da geração de um recurso tão estratégico a um suprimento estrangeiro.

Nesta mesma direção, deve-se verificar o montante a ser despendido na aquisição de energéticos, principalmente os importados. São quantias vultosas, compromissadas com um setor de base da economia, que não podem sofrer qualquer interrupção em função de eventuais desequilíbrios no fluxo de divisas. Deve-se avaliar continuamente o balanço de pagamentos dos recursos empregados na geração com combustíveis importados, sob pena de se inviabilizar as expansões com estes recursos.

O caminho a ser trilhado é bastante complexo, não existindo, porém, outras alternativas para a condução destes projetos. A nova legislação e o surgimento das legítimas pressões das comunidades dos locais de construção, constituem elementos que dificultam a implantação de novos empreendimentos. Acredita-se, todavia, que os bons projetos terão condições de administrar estas pressões.

Neste contexto, o **PIP** - Planejamento Integrado de Recursos desponta como ferramenta fundamental para possibilitar a integração entre os projetos necessários ao atendimento da demanda por energia da sociedade, com outras necessidades sociais, facilitando sua aceitação pelas comunidades impactadas e, portanto, viabilização para o benefício do País como um todo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bibliografia Consultada

- [01] ABB - “Notas do Seminário Tecnológico de Turbinas a Gás e Ciclos Combinados” - 1995 - S.P. - Brasil.
- [02] ABREU, A.T. - “Vision Global Sudamericana Sobre el Gas”. In: Reunión de Altos Ejecutivos de la **CIER**, XXXa, Set., 1996. Peru **Annales**.
- [03] ACORD, H.K. - “LNG Ventures Raise Economic, Technical, Partnership Issues”. **Oil & Gas Journal** - Jul.03,1995 - PennWell Publishing - Okla. USA.
- [04] ADELMAN, M.A. & HOUGHJON, J.C. - Energy Resources in Uncertain Future - 1983.
- [05] AIDAR, H.C. - **Boletim Memória CESP** - ano 5, no 9, dezembro 1996.
- [06] ALBUQUERQUE, J.C.R. - Palestras durante Curso de Planejamento Estratégico - Unidade VIII - “Critérios e Procedimentos para o Planejamento Energético” - Centro de Treinamento **CESP** - Botucatu/SP - 11/1989.
- [07] ALMANÇA, R. - Sistema de geração elétrica solar no Estado de São Paulo: Concepção, Programa de Implantação e Operação. In: **SNPTEE**, XIV, Belém, 1997 - **ANAIS**.
- [08] ALQUÉRES, J.L. - Reestruturação do Setor Elétrico sob a Ótica do Setor Privado - Palestra no **IEE** em maio 1996.
- [09] AOKI, I.& Al. - “Technical Efforts Focus on Cutting LNG Plant Costs”. **Oil & Gas Journal** - Jul.03, 1995 - PennWell Publishing - Okla. USA.
- [10] B.E. SPECIAL - “Reserves Are Sufficient to Produce 1 M BOPD”. **Brazil Energy** - Apr., 1996 - Ed. Brasil Energia Ltda - R.J. Brasil.
- [11] B.E. SPECIAL - “Proven Gas Reserves Stand at 154 Bm³”. **Brazil Energy** - Apr., 1996 - Ed. Brasil Energia Ltda - R.J. Brasil.
- [12] BAJAY, S et al. - Competitividade e Impactos da UTE de Paulínia - **Revista Brasileira de Energia** - Vol.2 nº1/92.
- [13] BECHTEL - “Thermal Power Screening Report” 1994 - S.P.- Brasil.
- [14] BECK, R.J. - “Strong Demand Growth Seen for Oil and Gas in 1997-99”. **Oil & Gas Journal** - Apr.22, 1996 - PennWell Publishing - Okla. USA.
- [15] BECK, R.J. - “Worldwide Use of Natural Gas to Climb 8% in Next 3 Years”. **Oil & Gas Journal** - Apr.22, 1996 - PennWell Publishing - Okla. USA.
- [16] BECKER, B. - “The New Siemens 3A Gas Turbine Family”, In: **KWU Technical Press Conference** - 1994 - Berlin - Alemanha.
- [17] BERMANN, C. - **Os Limites dos Aproveitamentos Energéticos para Fins Elétricos: Uma Análise Política da Questão Energética e de suas**

Repercussões Sócio-Ambientais no Brasil - Tese de Doutorado - UNICAMP - 1991.

- [18] BERNINI, E.J. - Impacto da Cogeração na Matriz Energética Brasileira - 1o Simpósio Nacional ECOLUZ para Eficiência Energética - Salvador/Ba - julho 1996.
- [19] BHP e BLACK & VEATCH - “BHP New Ventures Southeast Brazil Project - Capital and Operating Cost Data for Power Generation Options: Final Report” 1994 -S.P.- Brasil.
- [20] BITOR- **PDVSA** - Petroleos de Venezuela S.A. - “Relatórios de Produção” - 1995 - Venezuela.
- [21] BOA NOVA, A.C. - Energia e Classes Sociais no Brasil, Ed. Loyola - 1985.
- [22] BUDWANI, R.N. “Power Plant Capital Cost Analysis” - **Power Engineering**, May 1980.
- [23] BURGER (1984); Matveev (1975), “Depósitos de Xisto Betuminoso”. In: Dostrovsky, L. - **Energy and the Missing Resource** - Cambridge University Press (1981).
- [24] CARVALHO, J.F. - Reestruturação do Setor Energético - Palestra no **IEE** em junho 1996.
- [25] CESP/ENERCONSULT - Usina Termoelétrica de Paulínia Estudo de Viabilidade Técnico - Econômica - São Paulo - Setembro de 1989.
- [26] CESP/ENERCONSULT - “Estrutura Organizacional Típica para uma Usina Termoelétrica de 2x350 MW a Óleos Ultraviscosos - v.1 Sala de Controle” 1989 - S.P.- Brasil.
- [27] CESP - Usina Termoelétrica de Paulínia - EIA/RIMA. Relatório de Impacto Ambiental São Paulo Setembro de 1992.
- [28] CESP - “Usina Termoelétrica a Gás Natural - Estudos de Pré - Viabilidade (versão preliminar)” 1994 - S.P. - Brasil.
- [29] CESP - Plano de Obras de Geração - 1994.
- [30] CESP/Grupo de Planejamento Estratégico - Relatório Final - Janeiro de 1996.
- [31] CESP/PROMON - “SAEGET Sistema de Análise da Expansão da Geração Termoelétrica - Tecnologias de Geração Termoelétrica” - 1996 - S.P. - Brasil.
- [32] CESP - Obras de Porto Primavera e Jupiá - Engenharia Financeira - Publicação **Linha Direta CESP** - 16/07/1997.
- [33] DNAEE/ELETOBRÁS - Boletim Trimestral **SIESE** - Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica - Sínteses 1991/1994/1996 - Brasília.
- [34] DOE/IEA, Coal Information - 1993.
- [35] DOE/EIA - 0484(96) International Energy Outlook 1996- D.C. USA.

- [36] DOSTROVSKY, L. - Energy and the Missing Resource - Cambridge University Press (1981).
- [37] ELETROBRÁS - Plano 2015 - Projeto 3 - “Perspectivas do Mercado e da Conservação de Energia Elétrica” - Relatório Final - Rio de Janeiro - Outubro 1992.
- [38] ELETROBRÁS/GCOI - Informe Estatístico - Sínteses 1994/1995/1996. Diretoria de Operação de Sistemas/Centro Nacional de Operação de Sistemas - Brasília.
- [39] ELETROBRÁS - GCPS - “Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos” - “Plano Decenal de Expansão 1996/2005” - Rio de Janeiro - Dezembro 1996.
- [40] ELETROBRÁS - GCOI/SCEN/GTPL - “Grupo de Trabalho de Planejamento da Operação” - “Plano de Operação para 1997 - S/SE e N/NE” - Rio de Janeiro - Dezembro 1996.
- [41] ELETROBRÁS - GCPS/CTEE/GTGAS - “GRUPO DE TRABALHO PARA ANÁLISE DO GÁS NATURAL COMO OPÇÃO PARA EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE” - (RAMOS, D.S. Coordenador/ENNES, S.A.W. Relator) - “Gasoduto Bolívia-Brasil: Análise da Competitividade Econômica e Oportunidade da Inserção de Termoelétricas a Gás Natural no Programa de Expansão do Parque Gerador Interligado S/SE/CO” - Relatório 1 - S.Paulo, Jan./1995.
- [42] ELETROBRÁS - GCPS/CTEE/GTGAS - “GRUPO DE TRABALHO PARA ANÁLISE DO GÁS NATURAL COMO OPÇÃO PARA EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE” - (RAMOS, D.S. Coordenador/ENNES, S.A.W.; PAULA, C.P. Relatores) “Aspectos Práticos e Conceituais Relativos à Inserção de Termoelétricas a Gás Natural no Parque Gerador Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste” - Relatório Final do Grupo de Trabalho - S.Paulo, Set./1996.
- [43] ELETROBRÁS - “Proposta para Uniformizações de Parâmetros Técnicos e Econômicos das Opções Térmicas - IT no DPE - 053/96 1996 - R.J.- Brasil.
- [44] ELETROBRÁS - “O Carvão Mineral na Oferta de Energia Elétrica” - Plano Nacional de Energia Elétrica - Dez. 1996 - R.J. Brasil.
- [45] ELETROBRÁS/COOPERS & LIBRAND - Working Paper A1 - “Industry Trading Model” - Rio de Janeiro, outubro 1996.
- [46] ELETROBRÁS/COOPERS & LIBRAND - Working Paper A6 - “Wholesale Market Design” - Rio de Janeiro, abril 1997.
- [47] ELETROBRÁS - GCPS/CTEE/GTQG - “Grupo de Trabalho de Estudo de Alternativas de Geração no Horizonte Quinquenal” - “Proposta para um Programa

- de Centrais Nucleares Pós - Angra 3” - Relatório de Grupo Preparado pela NUCLEN - Rio de Janeiro - Março 1997.
- [48] ELETROBRÁS - **GCPS/CTEE/GTQG** - “Grupo de Trabalho de Estudo de Alternativas de Geração no Horizonte Quinquenal” - “Geração Termoelétrica a partir de Combustíveis Fósseis - Avaliação dos Recursos Energéticos e Tecnológicos” - Relatório de Grupo - Rio de Janeiro - Março 1997.
- [49] ELETROBRÁS - **GCPS/CTEM** - “Comitê Técnico para Estudos de Mercado” - “Mercado de Energia Elétrica - Ciclo 1996 - Brasil, Regiões e Concessionárias” - Relatório Analítico - Rio de Janeiro - Março 1997.
- [50] ELETROSUL - “Análise Prospectiva de Reservas e Preços de Carvão” - Agosto de 1996 - S.C. Brasil.
- [51] ENNES, S.A.W. et al.- Uma Avaliação do Alcance da Alternativa Cogeração como Opção para Produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Brasileiro. **BRASCIER**, Foz do Iguaçu, 1990 - **ANAIS**.
- [52] ENNES, S.A.W. et al. - Análise da Expansão Elétrica - (2001-2010)-Uma Abordagem Multi Objetivo dos Parâmetros Ambientais. XXV. In: Seminário da SBPO - Sociedade Brasileira de Pesquisa Operacional - UNICAMP, Campinas, Nov.93 - **ANAIS**.
- [53] EPRI - “TAG - Technical Assesment Guide - Electricity Supply - 1993” - 1993 - Ca. USA.
- [54] FERNANDES, E.S.L. et al - Perspectivas do Álcool Combustível no Brasil - Compilação de Trabalhos Apresentados em Seminário Realizado em São Paulo, sob o patrocínio da Secretaria de Energia - junho 1995.
- [55] FRANCO, C.J. - Cogeração no Setor Sucroalcooleiro - Palestra no Seminário “Avaliando e Aproveitando Oportunidades de Autoprodução e Cogeração de Energia Elétrica” - Estudo de autoria da STAB - Sociedade dos Técnicos Açucareiros e Alcooleiros do Brasil - International Business Communications - São Paulo - Dezembro 1996.
- [56] GAS WORLD TURBINE - “The 1993 - 94 Handbook”, v.15, 1994.
- [57] GELLER, H.S. - Efficient Electricity Use - A Development Strategy for Brazil - American Council for an Energy-Efficient Economy - Washington - 1991
- [58] GOLDEMBERG, J. - O Futuro da CESP. **O ESTADO DE SÃO PAULO** de 23/04/1996.
- [59] GORENSTIN, B.G. et al. - Modelo de Planejamento da Expansão de Sistemas Hidrotérmicos sob Incertezas e Restrições Financeiras. In: **SNPTEE**, XII, Recife, 1993 - **ANAIS**.
- [60] GORENSTIN, B.G. et al. - Planejamento sob Incertezas. In: **SNPTEE**, XIII, Florianópolis, 1995 - **ANAIS**.
- [61] HAUN, R.R. - “Global Gas Processing Will Strengthen to Meet Expanding Markets”. **Oil & Gas Journal** - Jul.01,1996 - PennWell Publishing - Okla. USA.

- [62] LA ROVERE, E.L. et al. - The Use of Combined Cycle Systems for Excess Electricity Generation in the Sugar Cane Industry - **Revista Brasileira de Energia** - Ed. Especial 1992.
- [63] LAUDANNA, P.R. et al. - Avaliação dos Benefícios Energéticos da Interligação dos Sistemas Norte e Sul Brasileiros. In: **SNPTEE**, XIV, Belém, 1997 - **ANAIS**.
- [64] LIMA, W.M. et al. - O Custo Marginal de Operação: Um Parâmetro para a Avaliação e Ajuste do Programa de Obras de Geração. In: **SNPTEE**, X, Curitiba, 1989 - **ANAIS**.
- [65] LUNDEQVIST, C.G., et al. - Custo Marginal e Energia Garantida: Um Projeto de Conceituação Unificada. In: **SNPTEE**, IX, Belo Horizonte, Outubro 1987 - **ANAIS**.
- [66] LUNDEQVIST, C.G., et al. - Energia Garantida de Usinas por Critério Econômico e Simulação Probabilística Otimizada. In: **SNPTEE**, IX, Belo Horizonte, Outubro 1987 - **ANAIS**.
- [67] MASTERS, ROOT and DIETZMAN (1973), “Estimativa dos Recursos de Petróleo Recuperáveis”. In: Dostrovsky, L. - **Energy and the Missing Resource** - Cambridge University Press (1981).
- [68] MATARAZZO, A. - Necessidade de Economizar Energia. **O ESTADO DE SÃO PAULO** de 13/08/1997.
- [69] MEDEIROS FILHO, J.A. - “Brazil’s National Energy Conservation Program: Process of Renewal, Challenges, Strategies, and Main Results”. **Energy Magazine** - Sept-Dec.1996 - OLADE - Quito/Ecuador.
- [70] MEYER et al. (1974), “Estimativa das Reservas de Ultraviscosos e Areias Betuminosas”. In: Dostrovsky, L. - **Energy and the Missing Resource** - Cambridge University Press (1981).
- [71] MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA - Balanço Energético Nacional 1995 - **MME** - D.F. Brasil.
- [72] MOROZOWSKI FO, M.; RAMOS, D.S. E SILVA, B.L. - Influência da Estrutura Institucional na Metodologia de Planejamento do Setor Elétrico. In: **SNPTEE**, XIII, Florianópolis, 1995 - **ANAIS**.
- [73] NISSEN, D. & Al.- “Strategic Evaluation Central to LNG Project Formation”. **Oil & Gas Journal** - Jul.03,1995 - PennWell Publishing - Okla. USA.
- [74] NUTTI, M.R. et al. - Desafios para a Reflexão do Setor Elétrico: Políticas Públicas e Sociedade. In: **SNPTEE**, XII, Recife, 1993 - **ANAIS**.
- [75] O&G SPECIAL - “Bolivia-Brazil Gas Pipeline About to Take off; Seen as Litmus Test for Southern Cone Gas Grid”. **Oil & Gas Journal** - Aug.07,1995 - PennWell Publishing - Okla. USA.
- [76] O&G SPECIAL - “Bolivia Petroleum Privatization Taking Shape”. **Oil & Gas Journal** - Aug.07,1995 - PennWell Publishing - Okla. USA.

- [77] O&G SPECIAL - “Petrobras Eyes LNG Project in Amazon Region”. **Oil & Gas Journal** - Aug.07,1995 - PennWell Publishing - Okla. USA.
- [78] O&G SPECIAL - “Peru Action Simmering Despite Privatization Delays”. **Oil & Gas Journal** - Aug.07,1995 - PennWell Publishing - Okla. USA.
- [79] O&G SPECIAL - “U.S. Producers Scramble for Shares of Evolving Domestic Gas Markets”. **Oil & Gas Journal** - Oct.02,1995 - PennWell Publishing - Okla. USA.
- [80] O&G SPECIAL - “Construction Progressing on GasAndes Pipeline”. **Oil & Gas Journal** - Apr.08,1996 - PennWell Publishing - Okla. USA.
- [81] O&G SPECIAL - “Expanding Natural Gas Markets Top Industry Agenda in Latin America”. **Oil & Gas Journal** - Nov.13,1995 - PennWell Publishing - Okla. USA.
- [82] O&G SPECIAL - “LNG Shipments in 1994 Set Records”. **Oil & Gas Journal** - Jan.15,1996 - PennWell Publishing - Okla. USA.
- [83] **OCDE/IEA** - “Projected Costs of Generating Electricity - Update 1992”. 1993 - Paris França.
- [84] **OLADE** - Energy Statistics - **SIEE** - Equador - julho 1996.
- [85] OLIVEIRA, A. - O Setor Elétrico Paulista. **O ESTADO DE SÃO PAULO** de 01/05/1996.
- [86] PAULA, C.P. et al. - Expansão da Oferta de Energia no Parque Gerador do Estado de São Paulo. **Revista São Paulo Energia** - CESP - Julho 1990.
- [87] PAULA, C. P.; RAMOS, D.S. - “Suprimento de Energia Elétrica - A Viabilidade da Cogeração a Gás Natural” 3º Seminário Internacional Sobre Gás Natural - Instituto Brasileiro do Petróleo - São Paulo - 1992
- [88] PERCEBOIS, J. - “Economie de L’Energie” - Paris, França (1975)
- [89] PINTO Jr, H.Q. - Financiamento do Setor Energético Brasileiro: Identificação de Questões Essenciais. In: Iº - **Encontro de Economistas de Língua Portuguesa**, Rio de Janeiro, Setembro 1995 (Palestra no **IEE** 1996).
- [90] PRAIS, M. et al. - Interconexão Elétrica com Países Vizinhos. In: **SNPTEE**, XIII, Florianópolis, 1995 - **ANAIS**.
- [91] PRZEWORSKI, A. - O Futuro será Melhor. **VEJA** de 18/10/1995.
- [92] RAMOS, D.S.; ZAGATTO, A.J.A.G.e PIRES, F.B. - “A Opção Termoelétrica para o Estado de São Paulo - Aspectos de Planejamento e Viabilidade”. In: **SNPTEE** - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, X, Curitiba - PR - Outubro/1989 - **ANAIS**.
- [93] RAMOS, D.S.; PAULA, C.P. et al. - Aspectos Práticos e Conceituais Relativos à Inserção de Usinas Termoelétricas a Gás Natural no Parque Gerador Interligado

- Sul/Sudeste/Centro-Oeste Brasileiro. In: **SNPTEE**, XIV, Belém - 1997 - **ANAIS**.
- [94] ROSENBLATT, J. - Valor Marginal da Água e Custo do Déficit na Operação Ótima de Sistemas Hidrotérmicos. In: **SNPTEE**, VIII, São Paulo, Maio 1986 - **ANAIS**.
- [95] ROSENBLATT, J. et al. - Avaliação da Economicidade de Usinas de Menores Prazos de Implantação Face a Restrições Financeiras e Incertezas. In **Revista CIER** - Ano 1 no 2 - Dezembro de 1992.
- [96] SCHECHTMAN, R. et al. - Análise de Custos e Benefícios Econômicos de Programas de Gerência pelo Lado da Demanda. In: **SNPTEE**, X, Curitiba, 1989 - **ANAIS**.
- [97] SECRETARIA DE ENERGIA E SANEAMENTO DO ESTADO DE SÃO PAULO - Subcomissão “Aplicações Industriais e Comerciais da Cogeração na Indústria e no Comércio” - Relatório Final - São Paulo - 1992
- [98] SECRETARIA DE ENERGIA E SANEAMENTO DO ESTADO DE SÃO PAULO - Subcomissão “Geração Termelétrica a Carvão” - Relatório Final - São Paulo - 1992
- [99] SEVÁ, O; FERREIRA, L. et al. - O Projeto da Termoelétrica em Paulínia. A Questão Energética e a Degradação Sócio-Ambiental. In **Coletânea de Ensaio e Estudos UNICAMP-1989**.
- [100] SIMÕES NETO, J. - Cogeração pelo Setor Sucroalcooleiro no Estado de São Paulo - Encontro **BRASCIER** - São Paulo - 1993
- [101] SPG - Sociedade Privada de Gás - “Bolivia - Brazil Integrated Gas Project: Prospects for the Introduction of Gas - Fired Power Plants in S/SE/MW Brazil - Implementation of Gas Fired Anchor Power Plants” v.4/5, 1995 - S.P.- Brasil.
- [102] STRZELECKI, R. - “The Investor’s/Supplier’s Viewpoint” - General Electric Power Funding Corporation - Relatório Interno 1989 - Schenectady, USA.
- [103] SURECK, M.A.A. et al. - Análise Energética - Econômica da Interligação Brasil/Uruguai - Um enfoque de Risco Empresarial. In: **SNPTEE**, XIII, Florianópolis, 1995 - **ANAIS**.
- [104] SWAIN, E.J. - “US LNG Imports, Exports to Grow Steadily Through 2000”. **Oil & Gas Journal** - Feb.12,1996 - PennWell Publishing - Okla. USA.
- [105] TOURAINE, A. - A Hegemonia das Leis Econômicas Está em Processo de Dissolução. **FOLHA DE SÃO PAULO** de 16/06/1996.
- [106] TRUE, W.R. - “US Gas Processing Consolidates While World Tempo Increases”. **Oil & Gas Journal** - Jul.01,1996 - PennWell Publishing - Okla. USA.
- [107] UNICAMP - Iº Simpósio Brasileiro sobre Cogeração de Energia na Indústria - Trabalhos Apresentados pela Zanini Equipamentos e Indústrias Dedini - UNICAMP- Campinas, Fevereiro de 1989 - **ANAIS**.

- [108] UNITED STATES OF BRAZIL/UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAMME/CANAMBRA ENGINEERING CONSULTANTS LIMITED - "Power Study of South Central Brazil" - Vol.7 - Ap. XV - XVII - Rio de Janeiro - Dezembro 1966.
- [109] VENTURA Fo, A. et al. - Avaliação das Disponibilidades Energéticas em um Sistema Hidrotérmico - Energia Garantida/Energia Temporária. In: **SNPTEE** - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, VIII, São Paulo - Maio 1986 - **ANAIS**.
- [110] VENTURA Fo, et al. - A Complementação Térmica no Sistema Gerador Brasileiro Predominantemente Hidroelétrico - Conceituação, Economicidade, Dimensionamento e Adequação. In: **SNPTEE**, IX, Belo Horizonte, Outubro 1987 - **ANAIS**.
- [111] VENTURA Fo, A.; RAMOS, D.S. et al. - Competitividade de Fontes Primárias para Produção de Energia Elétrica. In: **Brascier** - Seção Brasileira da **CIER** - Comisión de Integración Eléctrica Regional, Rio de Janeiro, 1991 **Annales**.
- [112] WILLIAMSON, M. - "Worldwide Gas Processing - Capacities as of Jan 01, 1996, and Average Production". **Oil & Gas Journal** - Jul.01,1996 - PennWell Publishing - Okla. USA.
- [113] ZYLBERSZTAJN, D. - Cana de Açúcar e Energia - IV Simpósio Internacional de Alta Tecnologia Canavieira - Havana/Cuba - Dezembro 1996.

(IEE1R.doc/PPP - REV3 - 31/08/99)

CLAUDIO PAIVA DE PAULA

**EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA - ASPECTOS PRÁTICOS E
METODOLÓGICOS, COM ÊNFASE NA OPÇÃO TERMOELÉTRICA**

VOLUME II - ANEXOS

**Dissertação apresentada ao
Programa Interunidades de
Pós-Graduação em Energia
(Instituto de Eletrotécnica e Energia/
Escola Politécnica/ Instituto de Física/
Faculdade de Economia e Administração)
da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de
Mestre em Energia**

São Paulo

1997

INDICE

<i>ANEXO A - ALTERNATIVAS DE INTEGRAÇÃO DO GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL AO SISTEMA INTERLIGADO</i>	<i>1</i>
A.1 - 1ª Alternativa: Contrato “take-or-pay” Monômio com Consumidores Pulmão	1
A.2 - 2ª Alternativa: Contrato “take-or-pay” Binômio, com Consumidores Pulmão	6
A.3 - 3ª Alternativa: Contrato “take-or-pay” com Armazenamento de Gás Natural	13
A.4 - Conclusões	22
<i>ANEXO B - INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE DERIVADOS DE PETRÓLEO</i>	<i>23</i>
B.1 Previsões de Suprimento	23
B.1.1 Curto Prazo	23
B.1.2 Longo Prazo	26
B.2 Análise de Óleos Ultraviscosos	28
B.2.1 Produção e Consumo de Óleos Ultraviscosos	28
B.2.2 Oferta de Óleos Ultraviscosos	28
<i>ANEXO C - DADOS E INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE GÁS NATURAL</i>	<i>33</i>
C.1 Características do Gás Natural Liquefeito - GNL	33
C.2 Previsões de Suprimento de Gás Natural	35
C.2.1 Curto Prazo	35
C.2.2 Longo Prazo	39
C.3 Oferta de Gás Natural Liquefeito - GNL	48
<i>ANEXO D - PREVISÕES DE SUPRIMENTO DE CARVÃO MINERAL</i>	<i>50</i>
D.1 Curto Prazo	50
D.2 Longo Prazo	52
<i>ANEXO E - COGERAÇÃO NO SETOR SUCROALCOOLEIRO</i>	<i>56</i>
<i>ANEXO F - INFORMAÇÕES SOBRE COMBUSTÍVEIS DE MENOR PARTICIPAÇÃO NO MERCADO</i>	<i>65</i>
F.1 - Petróleo Não Convencional	65
F.2 - Orimulsion	67
F.3 - Xisto Betuminoso	70
F.4 - Solar	71
F.5 - Energia do Lixo	73
<i>ANEXO G - RESULTADOS DE SIMULAÇÕES COM O MODPIN</i>	<i>75</i>

G.1 - Simulações com Cenário Hidrológico Histórico	75
G.1.1 - Expansão Determinística - Cenário 1 de Demanda	76
G.1.2 - Expansão Determinística - Cenário 2 de Demanda	79
G.1.3 - Expansão Critério MINIMAX - Cenário 1 de Demanda	82
G.1.4 - Expansão Critério MINIMAX - Cenário 2 de Demanda	85
G.1.5 - Sumário da Expansão pelo Critério SAVAGE - MINIMAX	88
G.2 - Simulações com Cenário Hidrológico Sistemáticamente Crítico	91
G.2.1 - Expansão Determinística - Cenário 1 de Demanda	92
G.2.2 - Expansão Determinística - Cenário 2 de Demanda	95
G.2.3 - Expansão Critério MINIMAX - Cenário 1 de Demanda	98
G.2.4 - Expansão Critério MINIMAX - Cenário 2 de Demanda	101
G.2.5 - Sumário da Expansão pelo Critério SAVAGE - MINIMAX	104
<i>ANEXO H - EXPANSÃO COM DESPACHO HIDROTÉRMICO OTIMIZADO - ALTERNATIVA COM ÊNFASE EM HIDROELETRICIDADE</i>	107
H.1 - Resultados das Simulações - Usinas Termoelétricas Operadas com Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Normal	107
H.2 - Resultados das Simulações - Usinas Termoelétricas Operadas com Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Zero	111
<i>ANEXO I - EXPANSÃO COM DESPACHO HIDROTÉRMICO OTIMIZADO - ALTERNATIVA COM ÊNFASE EM TERMOELETRICIDADE</i>	115
I.1 - Resultados das Simulações - Usinas Termoelétricas Operadas com Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Normal	115
I.2 - Resultados das Simulações - Usinas Termoelétricas Operadas com Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Zero	119
<i>ANEXO J - EXPANSÃO COM DESPACHO HIDROTÉRMICO OTIMIZADO - ALTERNATIVA CONSOLIDADA DE REFERÊNCIA</i>	123
J.1 - Resultados das Simulações - Usinas Termoelétricas Operadas com Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Normal	123
J.2 - Resultados das Simulações - Usinas Termoelétricas Operadas com Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório Zero	127

LISTA DE TABELAS

TABELA A.1 - RESULTADOS DA ALTERNATIVA GÁS/ÓLEO

TABELA A.2 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA, RESERVA DE PONTA E ESTOQUE DE GÁS

TABELA B.1 - ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E FRAÇÕES LÍQUIDAS

TABELA B.2 - ESTIMATIVA DA DEMANDA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

TABELA B.3 - EUA - PRODUÇÃO E CONSUMO DE PETRÓLEO

TABELA B.4 - MERCADO NORTE AMERICANO DE PETRÓLEO - PREVISÕES PARA 2010

TABELA B.5 - MERCADO NORTE AMERICANO DE PETRÓLEO - PREVISÕES PARA 2015

TABELA C.1 - EXPEDIÇÃO DE GNL - PRINCIPAIS MERCADOS CONSUMIDORES - (1994)

TABELA C.2 - EVOLUÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DO GÁS NATURAL NAS MATRIZES ENERGÉTICAS

TABELA C.3 - ESTIMATIVA DA DEMANDA DE GÁS NATURAL

TABELA C.4 - ESTIMATIVA DA EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL

TABELA C.5 - ESTIMATIVA DA DEMANDA DE GÁS NATURAL EM 2015

TABELA C.6 - MERCADO NORTE AMERICANO DE GÁS NATURAL PREVISÕES PARA 2010

TABELA C.7 - ESTIMATIVA DA OFERTA DE GÁS NATURAL EM 2015

TABELA C.8 - MERCADO NORTE AMERICANO DE GÁS NATURAL PREVISÕES PARA 2015

TABELA C.9 - PROJETOS DE FÁBRICAS DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO - GNL

TABELA C.10 - DISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL - PRINCIPAIS PLANTAS EXISTENTES E PLANEJADAS

TABELA D1 - ESTIMATIVA DO COMÉRCIO INTERNACIONAL DE CARVÃO MINERAL - 2000 - REFERENCE CASE

TABELA D2 - ESTIMATIVA DO COMÉRCIO INTERNACIONAL DE CARVÃO MINERAL - 2015 - REFERENCE CASE

TABELA F1 - ESTIMATIVA DOS RECURSOS DE PETRÓLEO RECUPERÁVEIS - (1983)

TABELA F2 - ESTIMATIVA DAS RESERVAS DE ULTRAVISCOSOS E AREIAS BETUMINOSAS

TABELA F3 - ORIMULSION-PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

TABELA F4 - DEPÓSITOS DE XISTO BETUMINOSO

LISTA DE FIGURAS

Figura A1 - UTE Operando em Regime de Base (Consumidores Pulmão Supridos com Óleo)

Figura A2 - UTE Operando em Regime Parcial (Consumidores Pulmão Supridos com Gás Natural)

Figura A3 - Índices de Mérito

Figura A4 - Inter-Relacionamentos entre Participantes

Figura A5 - Custos de Geração em Diferentes Configurações

Figura A6 - Geração Período Normal

Figura A7 - Geração Período Crítico

Figura A8 - Inter-Relacionamentos dos Fluxos Energéticos

Figura A9 - Sensibilidade da Análise do Volume Armazenado

Figura A10 - Sensibilidade do Consumo em Função da Potência e Armazenagem

Figura A11 - Montante de Combustível Efetivamente Utilizado na UTE

Figura E.1 - Diagrama Típico de Destilaria Padrão - 240.000 l/dia

Figura E.2 - Diagrama Típico de Destilaria Auto-Suficiente - 240.000 l/dia

Figura E.3 - Expansões com Turbinas de Condensação - Diagramas Esquemáticos

Figura E.4 - Gaseificador de Bagaço Integrado a Turbina a Gás - BIG/GT

Figura E.5 - Gestão do Fluxo de Bagaço - Centrais de Geração Anexas ou Autônomas

Figuras H.1 - Alternativa Hídrica - Abordagem Fatores Mínimos Normais

Figuras H.2 - Alternativa Hídrica - Abordagem Fatores Mínimos Zerados

Figuras I.1 - Alternativa Térmica - Abordagem Fatores Mínimos Normais

Figuras I.2 - Alternativa Térmica - Abordagem Fatores Mínimos Zerados

Figuras J.1 - Alternativa de Referência - Abordagem Fatores Mínimos Normais

Figuras J.2 - Alternativa de referência - Abordagem Fatores Mínimos Zerados

ANEXO A - ALTERNATIVAS DE INTEGRAÇÃO DO GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL AO SISTEMA INTERLIGADO

A.1 - 1ª ALTERNATIVA: CONTRATO “TAKE-OR-PAY” MONÔMIO COM CONSUMIDORES PULMÃO

Nesta alternativa, a central termoelétrica operaria, independente dos custos marginais de curto prazo, com um consumo mínimo equivalente a 50% do volume contratado de 4×10^6 m³/dia, sendo o gás excedente vendido a consumidores pulmão por um preço equivalente ao do gás na “boca do poço”. Nos períodos hidrológicamente desfavoráveis, ou quando o custo marginal de curto prazo indicasse a necessidade de operação da central em regime de base, o gás seria direcionado para a termoelétrica. Para reduzir os custos de geração, construiu-se a alternativa de maneira híbrida, consumindo gás natural e óleo combustível, sendo que o tramo a gás tem potência instalada capaz de absorver o volume contratado de gás natural - cerca de 900 MW, enquanto o tramo a óleo combustível tem potência equivalente a 600 MW. Em ambos os casos seria utilizada a tecnologia de ciclo combinado. As Figuras A.1 e A.2 ilustram o arranjo desenhado.

RAMOS 93

Esse arranjo objetiva reduzir o consumo médio do conjunto, na medida que o tramo movido a óleo combustível poderia operar em complementação térmica, isto é, com fator de capacidade mínimo obrigatório zero. Além disso, o fato da central poder utilizar dois combustíveis proporciona flexibilidade e segurança operacional, embora com um custo associado ao tratamento do óleo combustível, visando adequá-lo à utilização em

turbinas a gás. Na formulação da alternativa, admitiu-se o fornecimento de óleo ao Setor Elétrico energeticamente equivalente ao gás natural. ELETROBRÁS⁴¹

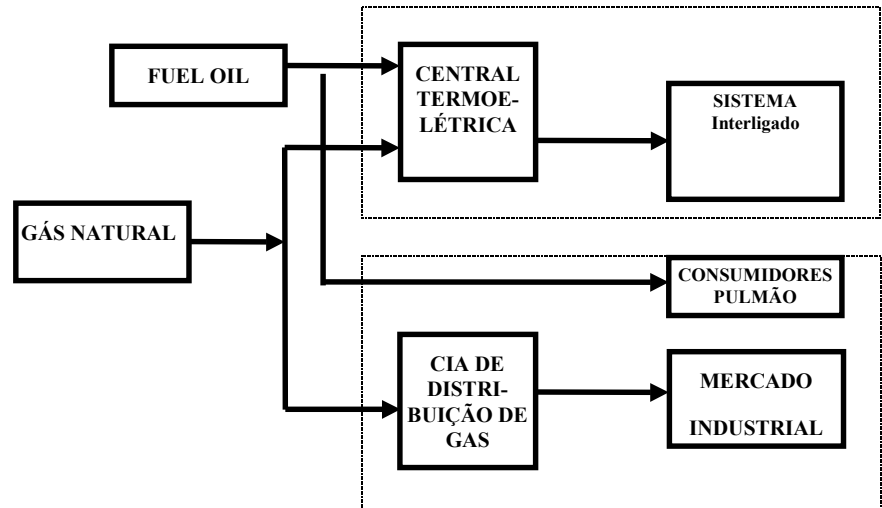


Figura A.1 - UTE Operando em Regime de Base (Consumidores Pulmão Supridos com Óleo).

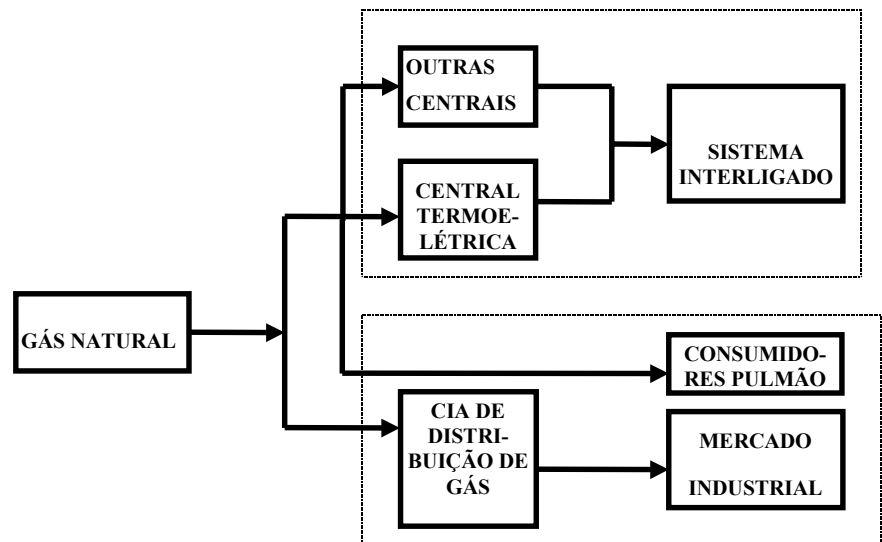


Figura A.2 - UTE Operando em Regime Parcial (Consumidores Pulmão Supridos com Gás Natural)

Esse arranjo objetiva reduzir o consumo médio do conjunto, na medida que o tramo movido a óleo combustível poderia operar em complementação térmica, isto é, com fator de capacidade mínimo obrigatório zero. Além disso, o fato da central poder utilizar dois combustíveis proporciona flexibilidade e segurança operacional, embora com um custo associado ao tratamento do óleo combustível, visando adequá-lo à utilização em turbinas a gás. O óleo seja fornecido ao Setor Elétrico energeticamente equivalente ao preço do gás natural. ELETROBRÁS⁴¹

Como se verifica pela figura, há duas situações básicas: (i) central térmica operando em regime de base, neste caso a central absorve o volume contratado de gás natural e um suplemento de óleo combustível equivalente a $2,6 \times 10^6$ m³/dia (~2400 t/d); e (ii) central térmica em regime de geração mínima, ocasião em que consome o mínimo obrigatório ($2,0 \times 10^6$ m³/dia) e revende os restantes $2,0 \times 10^6$ m³/dia para consumidores pulmão.

A desvantagem desse sistema para o setor elétrico - ou para a empresa proprietária da central, é que o custo médio do gás efetivamente utilizado para geração térmica é muito elevado; no caso estudado o custo do gás natural subiu de US\$ 3/MMBtu para cerca de US\$ 4,5/MMBtu¹, e também pelo fato do consumo médio esperado apresentar-se sensivelmente superior ao consumo ótimo. Essas desvantagens reduzem bastante a atratividade da central térmica.

¹O valor US\$ 4,5/MMBtu foi determinado considerando o gás efetivamente consumido pela central e o custo total efetivamente pago, que incorpora o prejuízo na revenda aos consumidores pulmão.

A análise da sensibilidade desses custos em relação ao preço do gás é ilustrada na Figura A.3 a seguir, onde apresenta-se a variação do índice de mérito em função do investimento específico para diferentes preços de gás.

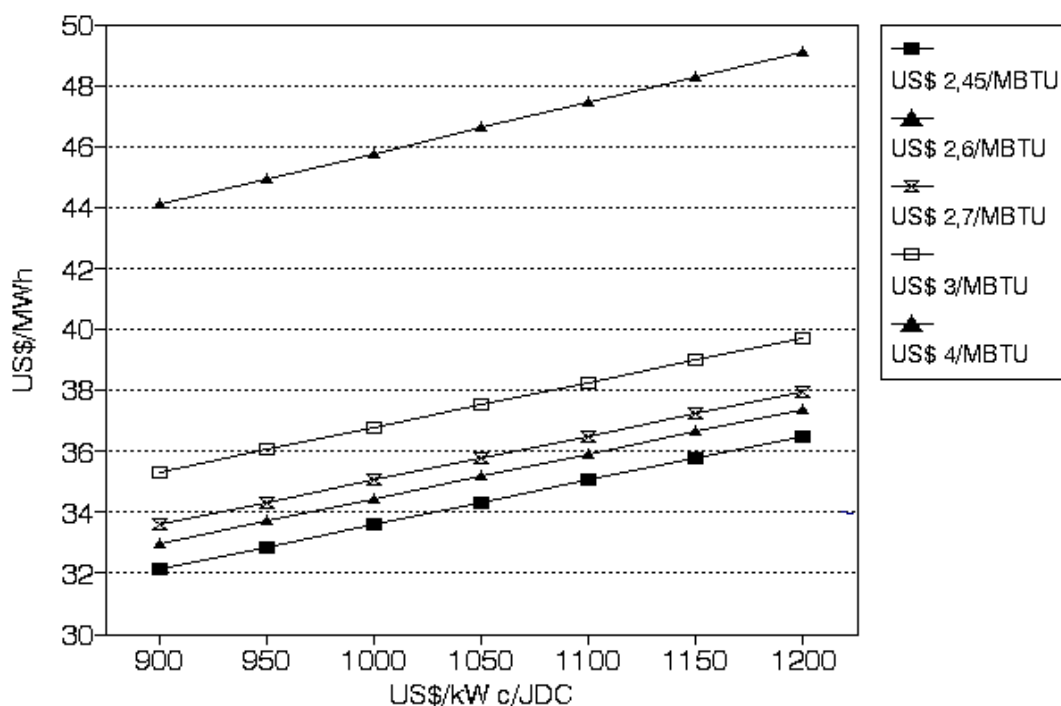


Figura A.3 - Índices de Mérito

Na Tabela A.1 mostra-se um resumo dos principais resultados do desempenho financeiro da primeira alternativa, onde verifica-se o ônus ocasionado pela inflexibilidade. O consumo mínimo elevado provoca um custo adicional de até US\$ 840 milhões, considerando o valor presente desses custos ao longo da vida útil da central, valor suficiente para financiar investimentos adicionais nos sistemas de produção e transporte de gás natural. ELETROBRÁS 41

Além disso, o prejuízo com a revenda indica que os consumidores pulmão do sistema devem pagar mais pelo gás - um valor de custo, pois não se trata de “gás interruptível”² no sentido clássico do termo, mas, ao contrário, gás disponível com razoável regularidade e segurança de contratos renovados anualmente, como se pode concluir das inferências estatísticas extraídas de simulações enfocando a operação futura da central.

ELETROBRÁS⁴¹

A alternativa híbrida é uma opção à inflexibilidade de fornecimento de gás e pode ser aperfeiçoada com a ampliação da parcela a óleo, mas cabe destacar que a opção ciclo combinado a óleo combustível, a despeito dos riscos envolvidos, é uma atraente alternativa de expansão para 1000 ou 2000 MW. Com efeito, a alternativa referente ao primeiro modelo significa um ônus pesado para a Central Térmica. A questão básica é a assunção de que a otimização dos subsistemas de produção e transporte de gás deva ter prioridade sobre os demais componentes do sistema. ELETROBRÁS⁴¹

²A garantia de suprimento desse gás é de 65% do tempo, mas com programação anual. Essas características são de um insumo com um valor muito maior do que o tradicional “gás interruptível”.

TABELA A.1
RESULTADOS DA ALTERNATIVA GÁS/ÓLEO
(US\$ $\times 10^6$)

ITENS	US\$ 3/MBTU	US\$ 2,45/MBTU
DESPESA ANUAL	136	106
REVENDA DO GÁS	27,2	27,2
PREJUÍZO COM A REVENDA	54,5	39,5
CUSTO ÓTIMO	49	40
VP³¹ CUSTO ADICIONAL	838	637
VP CUSTO COMBUSTÍVEL TOTAL	1558	1257
VP PREJUÍZO COM A REVENDA	513	372

A.2 - 2^A ALTERNATIVA: CONTRATO “TAKE-OR-PAY” BINÔMIO, COM CONSUMIDORES PULMÃO

A concepção desta alternativa derivou das características intrínsecas do contrato “take or pay”, cuja natureza é a mesma dos contratos de demanda praticados pelas concessionárias de energia elétrica, e coincidentemente, com os contratos de aquisição de energia das centrais de geração, sejam térmicas ou hidroelétricas. Em todos esses contratos o valor a ser pago pelo consumidor é a “capacidade” que o sistema alocou para o seu uso específico, ou a oferta disponível em uma central de geração, adicionado a uma parcela que representa o efetivo consumo do energético em consideração.

RAMOS ⁹³

³ Valor Presente ao longo da vida útil de 30 anos, com 10% a.a. de taxa de desconto.

Essa abordagem, que abre novas e promissoras possibilidades para a inserção racional de centrais térmicas a gás natural no sistema interligado Sul/Sudeste, como será abordado mais adiante, considera o contrato de aquisição de gás subdivido em dois contratos distintos:

- (i) prestação de serviço de transporte de gás;
- (ii) venda da “commodity” gás.

Esse tipo de contrato é particularmente interessante ao se verificar a estrutura dos empreendimentos envolvidos. Provavelmente, por um lado, a central térmica “âncora” do projeto de importação de gás da Bolívia será privada, por outro, é conveniente que a operação da central seja de responsabilidade pública pelas possibilidades de otimização operacional que isso poderá proporcionar. Por outro lado, esta abordagem reduz o custo que teria que ser assumido pela CCC, viabilizando o rateio dos custos do gás entre todos os beneficiários.

Neste caso, a “reserva” de capacidade do gasoduto para atender ao consumo da central quando operando em regime de base - 4×10^6 m³/dia, é considerada como custo de capital. Esse é efetivamente a parcela “take or pay” do contrato, até porque trata-se de um contrato específico com a empresa de transporte de gás, enquanto o fornecimento de combustível propriamente dito deve ser efetuado pela empresa distribuidora de gás estadual, concessionária local desse serviço. ELETROBRÁS⁴¹

A Figura A.4 a seguir sugere então uma estrutura a ser estabelecida para o empreendimento, destacam-se as seguintes interfaces:

(i) contrato de aquisição de “capacidade de potência⁴” entre o “Setor Elétrico” e a empresa proprietária da central térmica, (que seria escolhido através de uma licitação pública), ao qual estaria incorporado o contrato de transporte de gás. Esse contrato poderia ser do tipo **BLT** - Build Lease and Transfer ou **BOOT** - Build Own and Transfer, sendo que em qualquer dos casos a central térmica deveria ser operada pelo sistema interligado.

(ii) Contrato entre a Central Térmica e a empresa de transporte de gás natural. Nesta estrutura não haveria contrato de suprimento de combustível entre a central e o supridor de gás natural, pois seria realizado através do Setor Elétrico.

(iii) Contrato entre o Supridor de Gás e o Setor Elétrico, que seria uma espécie de “contrato coletivo” no qual participariam as empresas proprietárias das térmicas participantes da “âncora”, as empresas de distribuição de gás e a **PETROBRÁS**.

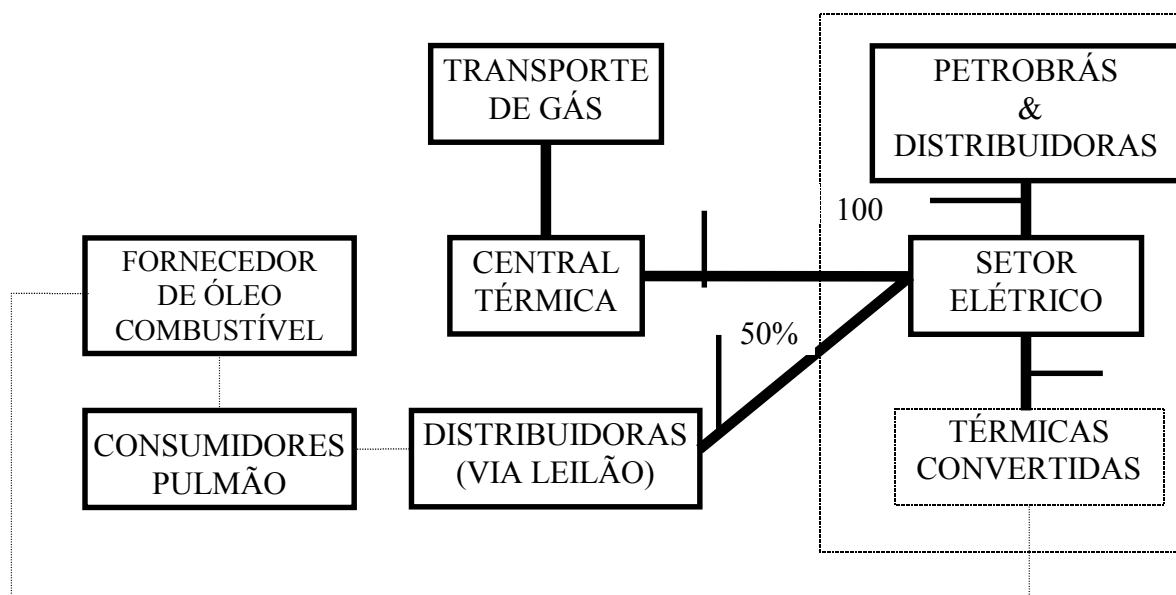


Figura A.4 - Inter-relacionamentos entre Participantes

⁴O termo “capacidade de potência” deve ser entendido como equivalente à energia garantida das centrais a gás. Cabe redefinir o critério para calcular a “energia garantida” das térmicas, pois o atual, que utiliza a ponderação econômica não parece apropriado.

Essa estrutura só se viabiliza se houver vantagens para todos os agentes envolvidos; desta forma é fundamental compreender que o Setor Elétrico, ao firmar um contrato de aquisição de gás, terá as obrigações correspondentes, mas também os direitos da quota de gás associada. Como o preço do gás será o da “boca-do-poço”, torna-se viável a conversão de todas as termoeletricas a óleo combustível localizadas em regiões passíveis de serem supridas por gás natural, o que aumenta a atratividade da expansão a gás, por permitir a redução do consumo mínimo obrigatório de 50% para cerca de 25%, patamar possivelmente aceitável de ser incluído na CCC, pelos benefícios que proporcionará em economia de combustíveis⁵. ELETROBRÁS⁴¹

A parcela do custo de capital do gasoduto alocada à central equivale a US\$ 400 milhões, que no caso de uma central com potência de 1120 MW, equivale apenas às turbinas a gás do caso anterior, implicando em um acréscimo de custo de US\$ 360/kW. Cabe destacar que há perspectivas muito promissoras na medida que há mercado para vender gás a preços próximos de US\$ 2,0/MMBtu, valor que pode propiciar uma boa remuneração às distribuidoras e ao próprio setor elétrico. Neste enfoque é óbvio que o gás que for consumido atendendo aos despachos autorizados será sempre vantajoso para o setor pois será mais barato do que o óleo. ELETROBRÁS⁴¹

Nessa abordagem a “âncora” do projeto de importação de gás da Bolívia seria formada por todas as térmicas a óleo que possam ser atendidas por gás, além das térmicas novas.

Entre as centrais a serem consideradas, destacam-se:

⁵Se for considerada a despesa líquida da CCC poderá ocorrer algum ganho, pois, sob sua ótica, se o gás revendido alcançar preços melhores do que os estimados, haverá resultado positivo.

- Piratininga ELETROPAULO;
- Carioba CPFL;
- Santa Cruz FURNAS;
- Igarapé I CEMIG;
- Centrais a GN da ENERSUL; e
- Centrais a GN do Sudeste

Nesta alternativa, ocorrem algumas interpretações diferentes nos resultados obtidos no primeiro modelo. Apesar do custo de geração total ser muito próximo do caso anterior. A primeira transformação relevante é que a estrutura proposta na Figura A.4 altera profundamente as conclusões atuais a respeito da conversão das centrais térmicas existentes para gás natural. A análise atual considera, corretamente, que os ganhos modestos de energia garantida não justificam os investimentos para mudar de combustível, devido ao diferencial de preços entre o óleo combustível e o gás ser insuficiente para remunerá-los. ELETROBRÁS 41

Nas considerações aqui apresentadas, entretanto, o preço do gás para essas centrais passa a ser de apenas US\$ 1/MMBtu, equivalente a US\$ 40/t de óleo, enquanto o preço do óleo combustível varia de US\$ 1,8 a 3,2/MMBtu, dependendo do tipo. Considerando apenas o consumo de óleo para atender ao despacho obrigatório nas térmicas de Santa Cruz, Piratininga e Carioba, que alcançou em média 100×10^3 toneladas de óleo por ano, equivalente a 300×10^3 m³/dia de gás natural, poderia ser obtida uma economia anual de cerca de US\$ 6 milhões, capaz de financiar os investimentos para a troca de combustível, estimados em US\$ 12 milhões. ELETROBRÁS 41

A segunda alteração importante refere-se a tecnologia da central, onde, nesse caso, a opção mais econômica é a instalação de turbinas a gás em ciclo simples, pois devido ao baixo custo do combustível não é remunerado o investimento adicional para instalação do circuito de vapor, transformando a central em ciclo combinado. Entretanto, considerações relativas à conservação de recursos fósseis exauríveis e a observação do custo de oportunidade do gás natural para geração de energia elétrica podem recomendar a instalação de ciclos combinados mais tarde. ELETROBRÁS⁴¹

Com efeito, na Figura A.5 demonstra-se que com o gás custando US\$ 1/MMBtu não é atraente implantar uma central ciclo combinado, para operar com fatores de capacidade menores do que 90%. No caso anterior, como o preço do gás era US\$ 2,5/MMBtu, para fatores de capacidade menores do que 35% também a solução mais adequada seria a implantação de centrais ciclo simples. Esta constatação é fundamental, pois possibilita, ressalvado o interesse na preservação dos recursos fósseis escassos, a implantação, inicial de 8 turbinas a gás ciclo simples com 136 MW de potência, suficientes para atender ao contrato “take or pay” e acrescentando 70% da potência prevista, com apenas 50% do investimento. ELETROBRÁS⁴¹

Para finalizar é importante mencionar que a implementação desta alternativa depende de amplo entendimento entre as empresas do Setor, pois há necessidade de serem efetuados procedimentos não previstos atualmente, como o “contrato coletivo” e a apropriação do custo de capital referente ao transporte de gás em conjunto com a central térmica. Outra questão levantada diz respeito a um dos assuntos mais complexos e pouco estudados do setor, que é a influência do preço do combustível na energia garantida das centrais

térmicas. Este aspecto, embora deva ser aprofundado, tem sua importância minimizada pela observação dos fatores de capacidade indicados nos estudos do Setor, que aumentam muito com a redução do preço de US\$ 3/MMBtu para US\$ 1/MMBtu. Esse aumento modesto, muito menor do que o esperado, provavelmente é devido ao parque térmico ter participação modesta - apenas 7,2% - na potência instalada das regiões Sul, Sudeste e C. Oeste. ELETROBRÁS 41

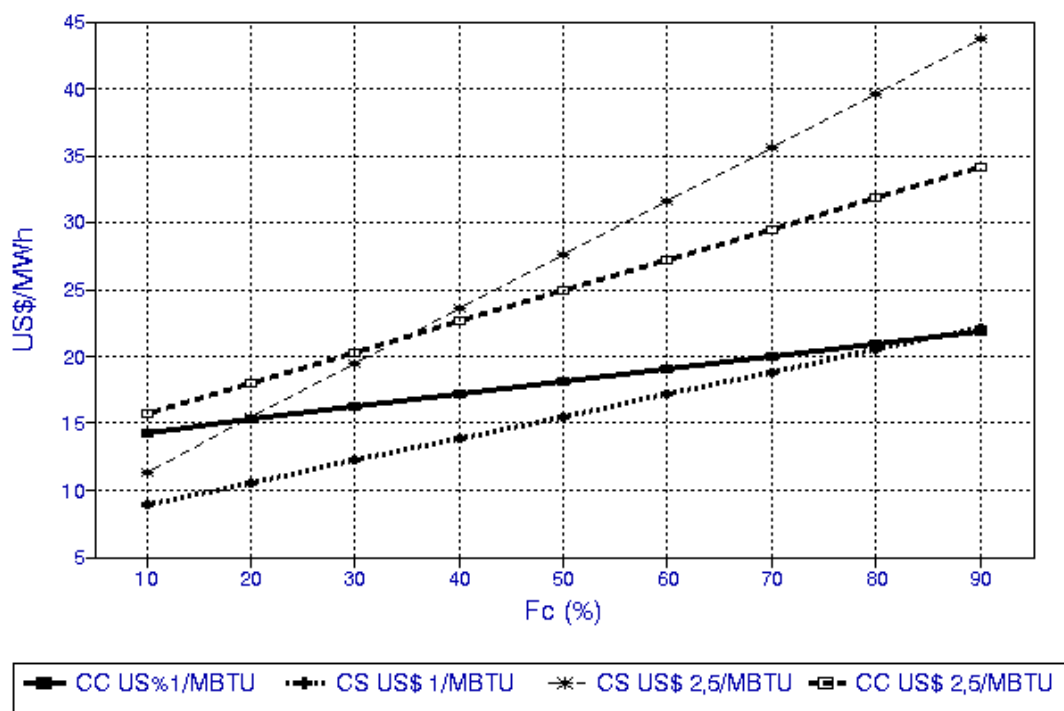


Figura A.5 - Custos de Geração em Diferentes Configurações

A.3 - 3ª ALTERNATIVA: CONTRATO “TAKE-OR-PAY” COM ARMAZENAMENTO DE GÁS NATURAL

Nesta alternativa identifica-se uma forma de, efetivamente, minimizar a queima de combustível nas UTE's, através do armazenamento do gás nas regiões de produção, em volumes a serem administrados em função das condições de contorno que se verificarem no sistema. Para este caso desenvolveu-se uma metodologia para definir o volume ótimo do estoque de gás, assim como a capacidade da central térmica. RAMOS⁹³

Esta alternativa foi concebida para identificar o ponto de equilíbrio entre os subsistemas, visando minimizar os investimentos globais mais os custos operacionais referentes ao consumo de combustível da central térmica. É evidente que o volume do estoque de gás que permite a operação em complementação é antieconômico, tal como no caso do reservatório hidroelétrico (na realidade o volume do estoque de gás é o problema complementar ao do reservatório). A base da alternativa é criar um estoque de gás que “regularize” o suprimento de gás de forma a coincidi-lo com os períodos de custos marginais mais elevados, devido a afluições hidrológicas críticas; crescimento do mercado maior do que o previsto; ou ainda atrasos irre recuperáveis na expansão da oferta.

RAMOS⁹³

O aumento de custo de investimento advindo desta alternativa, ao contrário das anteriores, localiza-se nos subsistemas de produção e transporte, pois há necessidade de organizar e equipar o sistema de armazenagem e de se manter uma reserva de ponta no gasoduto para suprir a demanda da central térmica quando esta entrar em regime de operação de base. Vale destacar que, mesmo nesta alternativa, o contrato continua “take or pay”, com a execução financeira sendo realizada em base mensal. O que de fato se altera é o despacho de gás, que passa a ser definido pelo consumidor - Central Térmica, com a manutenção da menor geração obrigatória possível. RAMOS ⁹³

Naturalmente, em função da ousadia da solução, cabem estudos detalhados sobre todos os aspectos envolvidos, tais como: custos de estocagem, riscos de armazenar grandes volumes em outro país, financeiros, entre outros. Entretanto vale mencionar que existem no mundo grandes sistemas de armazenamento para “regularizar” o fluxo de gás entre as regiões produtoras e consumidoras. Apenas nos EUA há uma capacidade de armazenamento de mais de 100 bilhões de m³, equivalente às reservas bolivianas. RAMOS ⁹³

Uma visão clara do funcionamento do modelo pode ser observada nas Figuras A.6 e A.7, que ilustram a operação nas situações extremas. RAMOS ⁹³

COMPLEMENTAÇÃO TÉRMICA
POTÊNCIA GERADA - PERÍODO NÃO CRÍTICO

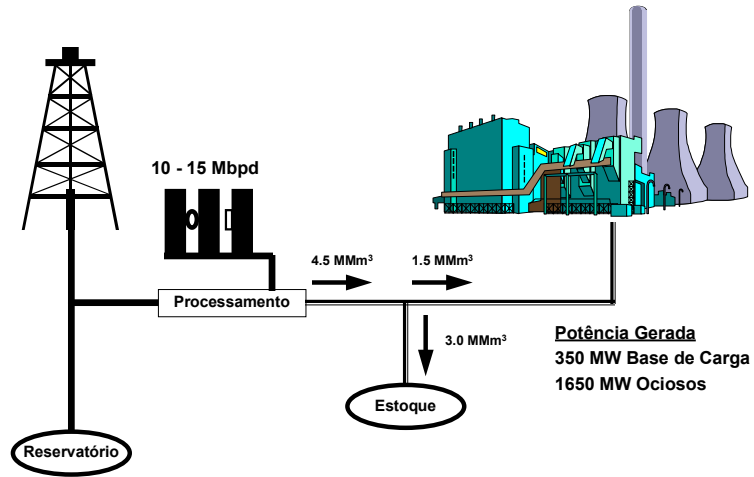


Figura A.6 - Geração Período Normal

COMPLEMENTAÇÃO TÉRMICA
POTÊNCIA GERADA - PERÍODO CRÍTICO

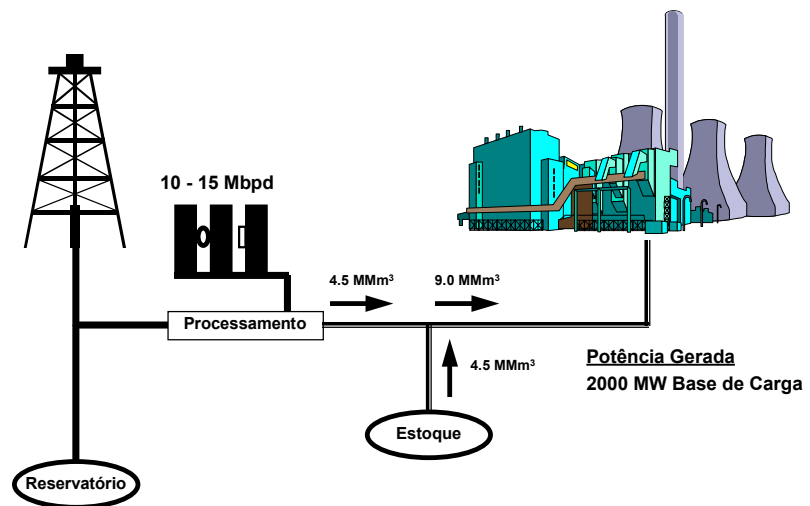


Figura A.7 - Geração Período Crítico

Neste modelo a central térmica pode, na realidade, assumir 4 (quatro) estados operacionais, conforme ilustra-se na Figura A.8. De forma resumida pode-se dizer que os estados são: ELETROBRÁS⁴¹

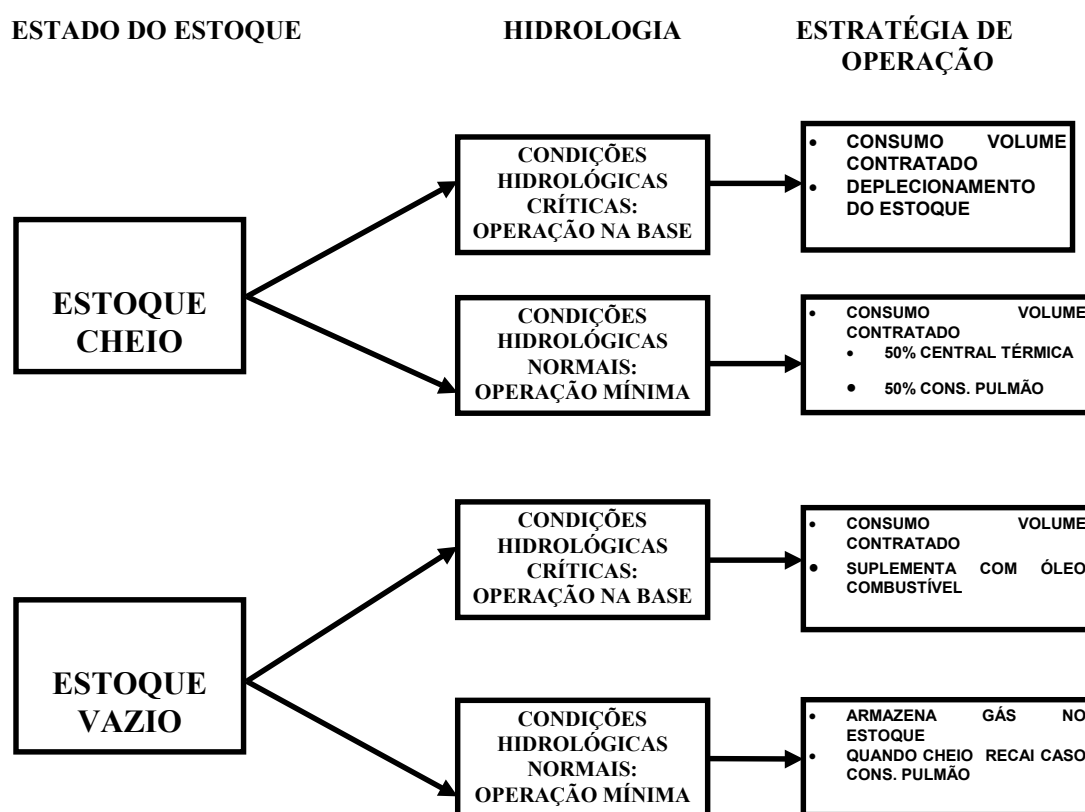


Figura A.8 - Inter-relacionamentos dos Fluxos Energéticos

Naturalmente, a frequência de cada estado não depende somente das condições hidrológicas, mas também, e talvez principalmente, de possíveis atrasos na construção das obras da expansão da oferta do sistema e do ritmo de crescimento do mercado. A alternativa ainda contempla a análise do problema do dimensionamento do estoque, que também interfere no dimensionamento da própria central. ELETROBRÁS⁴¹

As Figuras A.9, A.10 e A.11 ilustram alguns dos resultados obtidos. Na A.9, em particular, ilustra-se o comportamento do volume estocado em função da capacidade da central térmica, considerando o despacho ótimo para o histórico de vazões. O comportamento do volume estocado indica que é necessário instalar potências relativamente elevadas em relação à potência que se despachada em regime de base, resultaria em um consumo equivalente ao volume de gás contratado (respectivamente 900 MW e 4 milhões de m³/dia). ELETROBRÁS⁴¹

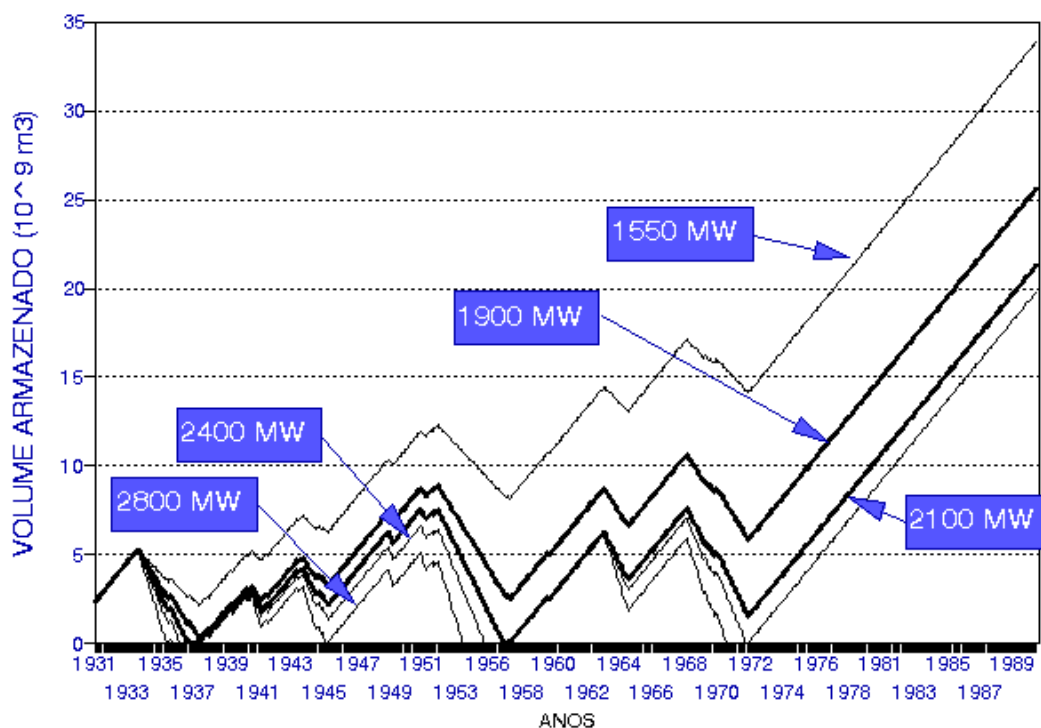


Figura A.9 - Sensibilidade da Análise do Volume Armazenado

Verifica-se que a potência instalada adequada deve ser tal que o consumo médio, para uma geração otimizada ao longo do histórico, seja aproximadamente equivalente ao volume de gás contratado, ou seja, algo entre 2000 a 2400 MW instalados. (O fator de

capacidade esperada ótimo oscila entre 35% e 45%). Potências instaladas inferiores apresentam nítido risco de que o estoque máximo, uma vez atingido durante algum período hidrológico favorável, não seria utilizado no período crítico subsequente, de forma que ao entrar em novo período hidrológico favorável não haveria volume de armazenamento disponível para absorver a produção de gás, trazendo como consequência a necessidade de pagar o gás e queimá-lo desnecessariamente nas térmicas ou direcioná-lo a consumidores pulmão, a preço reduzido. ELETROBRÁS⁴¹

Nas Figuras A.10 e A.11 informa-se, respectivamente, o consumo de combustível além do ótimo e o consumo de combustível efetivamente queimado na central térmica, sendo que o primeiro caso indica o benefício do estoque em relação ao combustível queimado desnecessariamente. Nota-se que apenas as potências maiores permitem benefícios relevantes para volumes menores de estoque. ELETROBRÁS⁴²

As análises efetuadas, indicaram que o estoque de gás natural deve ser grande, mas a sua definição final depende de informações detalhadas sobre o custo da estocagem. Os volumes de estoque desejáveis alcançam valores entre 3 e 6 bilhões de m³, conforme frisado há pouco. Outro aspecto investigado foi a capacidade da termoelétrica a gás natural. Em virtude dos volumes estocados, verificou-se que quanto maior a capacidade da termoelétrica, mais provável se torna o esvaziamento periódico do estoque. No entanto, para avaliar realmente esse aspecto é fundamental verificar o custo do estoque, tanto de capital quanto operacional e especialmente realizar simulações considerando os dados do despacho probabilístico da central e não apenas utilizando os dados do histórico. ELETROBRÁS⁴²

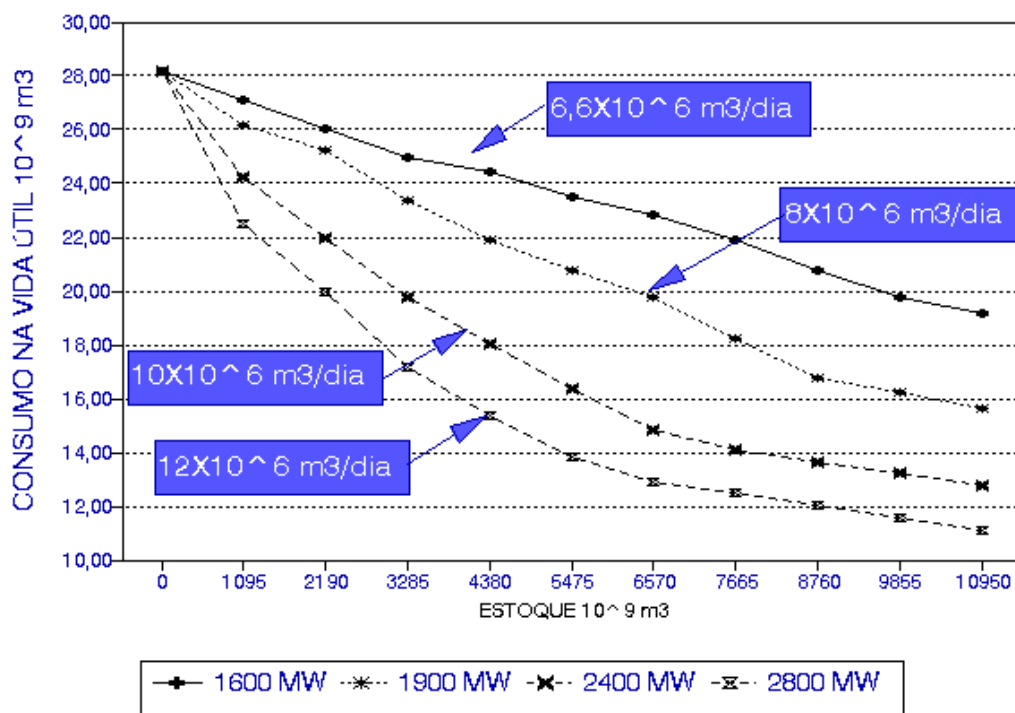


Figura A.10 - Sensibilidade do Consumo de Combustível em Função da Potência e Armazenagem

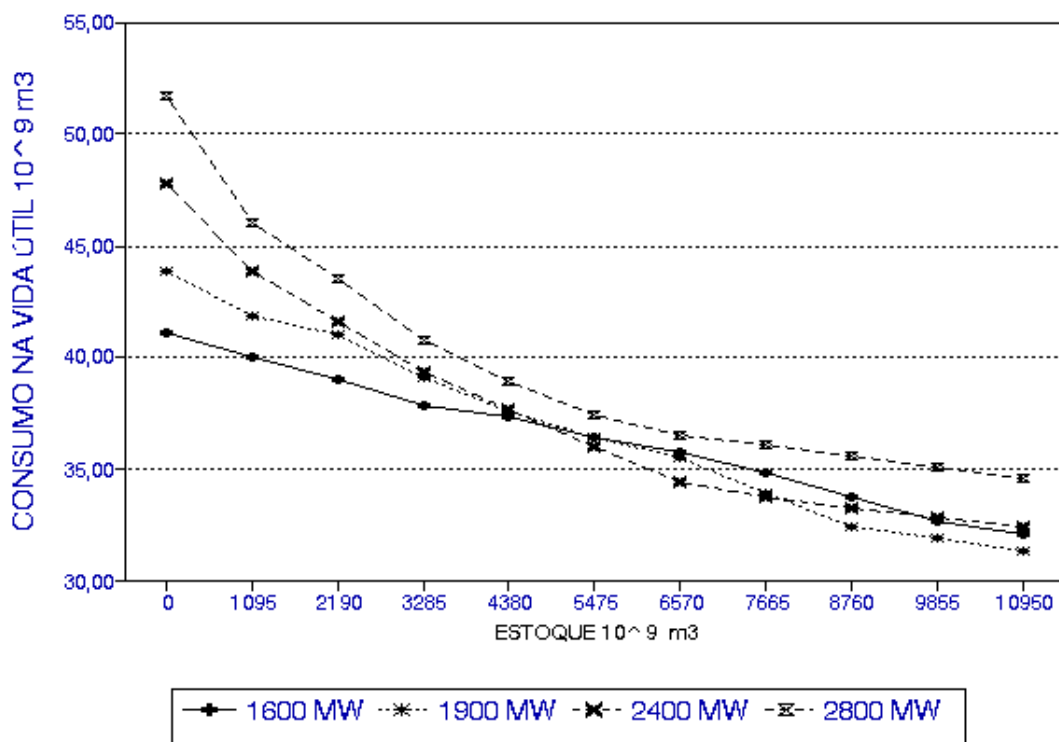


Figura A.11 - Montante de Combustível Efetivamente Utilizado na UTE

Note-se que a potência instalada da central deve ser significativamente superior à potência mínima que permitiria consumir o volume contratado em operação de base (900 MW), posto que nos períodos favoráveis se estará sempre estocando e, na ocorrência de um período crítico, seria necessário consumir o equivalente ao volume de gás produzido continuamente - 4×10^6 m³/dia, adicionado a um volume proveniente de desestoque do reservatório, que deveria ser significativo para que se tivesse um esvaziamento importante durante um período crítico. Não ocorrendo este esvaziamento, o estoque máximo, uma vez atingido, nunca seria utilizado integralmente e os períodos de queima desnecessária se sucederiam com frequência, por não haver capacidade de armazenamento livre para estocar o gás produzido. ELETROBRÁS 42

Naturalmente, quanto maior a capacidade da UTE maior a necessidade de reserva de ponta do gasoduto, em relação à capacidade já definida, de $16,8 \times 10^6$ m³/dia⁶.

ELETROBRÁS⁴²

É essencial conhecer o custo de capital adicional do gasoduto em relação ao de referência, para estimar o volume ótimo de estoque. Na Tabela A.2 a seguir, são indicadas as situações mais relevantes consideradas no caso brasileiro. Pela tabela verifica-se que o estoque pode alcançar até 6 bilhões de m³.

⁶Essa é a capacidade correspondente ao gasoduto de 28" de diâmetro. Na hipótese de se confirmar o dimensionamento de 32", a capacidade de transmissão pode alcançar 22 milhões de m³/dia, deixando de se constituir elemento restritivo à alternativa de estoque.

TABELA A.2
ANÁLISE DE SENSIBILIDADE EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA
RESERVA DE PONTA E ESTOQUE DE GÁS

CAPACIDADE (MW)	CONSUMO (10⁶ m³/dia) (1)	FLUXO MÁXIMO(2) (10⁶ m³/dia)	RESERVA DE PONTA (10⁶ m³/dia)(2)	ESTOQUE REQUERIDO (10⁹ m³)
1550	6,6	18,6	1,8	BAIXO
1900	8	20	3,2	4
2100	9	21	4,2	6

(1) Consumo da central térmica quando operando em regime de base.

(2) Vazão máxima no gasoduto quando a central operar com o consumo mínimo de 1 milhão de m³/dia.

(3) Reserva de ponta acima de 16,8 milhões de m³/dia.

A.4 - CONCLUSÕES

A principal conclusão do estudo das presentes alternativas está na constatação de que as UTE's baseadas em centrais com turbinas a gás justificam-se a curto prazo. Da mesma forma, sua entrada no Sistema poderá ser antecipada, caso haja interesse, devido à possibilidade de partida com óleo combustível tratado, em ciclo simples. Conclui-se ainda que são significativos os benefícios nas condições de atendimento quando se acrescenta a geração a gás natural no Programa de Expansão. ELETROBRÁS⁴²

A geração termoelétrica com turbinas a gás é interessante mesmo na ausência de gás importado da Bolívia, existindo alternativas, em condições especiais, viáveis com gás nacional. Também se verificou que a localização de cada projeto de UTE influencia significativamente no custo de geração, sendo expressiva a influência das condições de conexão ao Sistema Interligado no custo final de geração. ELETROBRÁS⁴²

ANEXO B - INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE DERIVADOS DE PETRÓLEO

B.1 PREVISÕES DE SUPRIMENTO

B.1.1 Curto Prazo

A tendência a curto prazo para a oferta de petróleo é a de acompanhar o crescimento discreto do consumo. Contribui para esta oferta abundante a possível reentrada do Iraque no mercado e a produção crescente tanto do mar do norte como de outras áreas não **OPEP**. Mesmo neste ritmo, a participação da **OPEP** na oferta global deve-se manter crescente, conforme atestam os dados na Tabela B.1 a seguir; neste Tabela adicionou-se ao petróleo as frações líquidas separadas do gás natural associado à produção deste petróleo. BECK ¹⁴

A questão do Iraque comporta algumas dúvidas, em função das recentes perturbações de fronteira. De qualquer forma os EUA já reiteraram que sempre intervirão para manter o abastecimento mundial de petróleo a níveis satisfatórios e controlados. BECK ¹⁴

A questão dos preços praticados torna-se corolário dos movimentos entre os vários produtores da **OPEP** e fora dela. Prevê-se desta forma um leve decréscimo para 1997, voltando a firmar-se à medida que a demanda mantém seu padrão de crescimento. Mesmo que se preveja um excesso de produção para o início do próximo século a **OPEP** envidará esforços para manter o nível vigente de preços; a inflação nos custos de produção também contribuirá para a manutenção de preços, a despeito dos possíveis avanços tecnológicos na direção de ganhos adicionais de eficiência. BECK ¹⁴

Conclui-se que poderá haver movimentos de causa e efeito nesta interação de preços e quantidades transacionadas. Preços declinantes induzem crescimento de demanda, que favorece a diminuição dos excessos de produção. A acirrada concorrência entre produtores da **OPEP** e fora dela, por outro lado, induz a continuidade da existência de estoques elevados. BECK¹⁴

A título informativo apresenta-se na Tabela B.2 abaixo as previsões da demanda de derivados de petróleo na **OCDE** e nos países em desenvolvimento. Verifica-se um discreto crescimento na demanda de gasolina, certamente oriundo das nações da **OCDE**. A fração que experimentou um crescimento mais significativo foi a dos destilados médios (diesel), ao passo que a de óleos combustíveis experimentou um crescimento inexpressivo. BECK¹⁴

Em verdade, a projeção da demanda de óleo combustível para países adiantados mostra valores estacionários, consequência de seu deslocamento pelo gás natural. Esta tendência de penetração do gás natural, inclusive através de **GNL**, caso do Japão, reflete mudanças comportamentais importantes nestas sociedades, com uma preocupação maior com o meio ambiente, além do aparecimento de tecnologias de geração termoelétrica que privilegiam este energético. BECK¹⁴

Seria prematuro concluir que existiria excesso de produção de óleo combustível no fim do século atual. Os grandes produtores e refinadores têm condições de se reprogramar e transferir as produções entre frações; o hidrotratamento de frações pesadas, por exemplo, é uma das várias operações que promovem este ajuste de produção. CESP²⁹

TABELA B.1
ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E FRAÇÕES LÍQUIDAS
 (10⁶ Bbl/dia)

	<i>1994</i>	<i>1995</i>	<i>1996</i>	<i>1997</i>	<i>1998</i>	<i>1999</i>	<i>Varição 96/99 (%)</i>
OPEP	27,3	27,7	27,8	29,0	30,2	31,3	12,6
Não OPEP	31,8	32,4	33,9	34,2	34,6	34,9	2,9
Ex-URSS e Leste Europeu	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,7	1,3
TOTAL MUNDO	66,7	67,7	69,3	70,8	72,4	73,9	6,6
% OPEP	41	41	40	41	42	42	-

Fonte: Oil & Gas Journal 22 abr.96

TABELA B.2
ESTIMATIVA DA DEMANDA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO
 (10⁶ Bbl/d)

	<i>1994</i>	<i>1995</i>	<i>1996</i>	<i>1997</i>	<i>1998</i>	<i>1999</i>	<i>Varição 96/99 (%)</i>
Gasolinas	19,0	17,6	17,9	18,3	18,6	19,0	5,9
Destilados Médios	21,6	22,2	22,9	23,7	24,4	25,1	9,5
Óleo Combustível	9,5	10,8	10,8	10,8	10,9	10,9	0,8
Outros	10,3	11,0	11,3	11,7	12,0	12,3	8,6
TOTAL	60,4	61,6	62,9	64,5	65,9	67,3	7,0

Fonte: Oil & Gas Journal 22 abr.96

B.1.2 Longo Prazo

Os dados constantes nas Tabelas a seguir atestam que os EUA é o principal país importador de petróleo. Da mesma forma, é a economia que mais consome este energético. Pelos dados da capacidade de refino, em 1994, os EUA tinham capacidade para processar em suas refinarias $18,6 \times 10^6$ Bbl/dia, contra uma produção interna de petróleo de $8,4 \times 10^6$ Bbl/dia (Oil & Gas Journal, 22 abr.96), indicando um consumo representando 2,2 vezes a produção interna. DOE/EIA ³⁵

Pode-se então nortear as análises da evolução a longo prazo do mercado internacional de petróleo pelas avaliações do comportamento do suprimento do mercado energético norte-americano. Na Tabela B.3 a seguir, estima-se sua dependência externa. As conclusões contidas neste Tabela podem ainda ser ampliadas pelos dados apresentados nas Tabelas B.4 e B.5, que incorporam previsões de outras entidades de pesquisa. Adicionalmente aos dados de preços, listam-se informações de produção e consumo para os anos 2010 e 2015. DOE/EIA ³⁵

TABELA B.3
EUA - PRODUÇÃO E CONSUMO DE PETRÓLEO
 (10^6 Bbl/dia)

<i>Ano/Cenário</i>	<i>Produção</i>	<i>Consumo</i>	<i>Importação</i>
1995	9,5	17,5	8,0
2005/LowPrice	7,0	20,5	13,5
2005/Reference	8,5	19,5	11,0
2005/HighPrice	10,0	18,5	8,0
2015/LowPrice	6,5	22,5	16,0
2015/Reference	9,0	21,5	12,5
2015/HighPrice	11,8	21,2	9,4

Fonte: DOE/EIA Annual Energy Outlook 1996

TABELA B.4
MERCADO NORTE AMERICANO DE PETRÓLEO
Previsões para 2010 (US\$ - 1994)

DISCRIMINAÇÃO	AEO96	DRI	GRI	WEFA	IPAA
Preço Internacional (US\$/Bbl)	23,70	22,03	16,17	22,11	n.d.
Produção de Petróleo (10 ⁶ Bbl/dia)	7,55	7,38	8,24	6,50	6,62
Importações (10 ⁶ Bbl/dia)	11,84	12,73	11,78	12,59	13,50
Consumo de Petróleo (10 ⁶ Bbl/dia)	20,67	21,18	21,19	20,49	21,18

Fonte: DOE/EIA Annual Energy Outlook 1996

Nota: Eventuais diferenças no Balanço Anual podem ser decorrente de acertos e variações de estoques existentes.

TABELA B.5
MERCADO NORTE AMERICANO DE PETRÓLEO
Previsões para 2015 (US\$ - 1994)

DISCRIMINAÇÃO	AEO96	DRI	GRI	WEFA	IPAA
Preço Internacional (US\$/Bbl)	25,43	23,58	16,17	n.d.	n.d.
Produção de Petróleo (10 ⁶ Bbl/dia)	8,08	7,21	8,89	n.d.	n.d.
Importações (10 ⁶ Bbl/dia)	11,79	13,74	11,92	n.d.	n.d.
Consumo de Petróleo (10 ⁶ Bbl/dia)	21,18	22,06	21,95	n.d.	n.d.

Fonte: DOE/EIA Annual Energy Outlook 1996

Nota: Eventuais diferenças no Balanço Anual podem ser decorrente de acertos e variações de estoques existentes.

Dos dados apresentados, conclui-se pela existência de oferta suficiente de petróleo até 2015 e anos subsequentes. Os preços a serem praticados variariam entre US\$ 16,17/Bbl

e US\$ 25,43/Bbl, todos referenciados a 1994, conforme indicariam as projeções dos vários estudos conduzidos.

B.2 ANÁLISE DE ÓLEOS ULTRAVISCOSOS

B.2.1 Produção e Consumo de Óleos Ultraviscosos

A produção de óleos ultraviscosos iniciou-se com a implantação do Programa Fundo de Barril da **PETROBRÁS**. O volume de óleo ultraviscoso não aproveitado no refino seria comercializado diretamente, ou então processado em plantas de separação de asfaltenos por solubilização, chegando-se ao **RASF**⁷. Também seria possível a instalação de unidades de coqueificação retardada, aumentando-se a produção de leves e obtendo-se coque verde de petróleo, produto de boa aceitação no mercado. CESP²⁹

Com o aumento da produção de ultraviscosos, a **PETROBRÁS**, juntamente a um conjunto expressivo de usuários buscou novas tecnologias comprovadas de queima destes derivados. As consultas a fabricantes foram satisfatórias, conseguindo-se propostas firmes que garantiam a queima eficiente e confiável deste produto, encorajando então o lançamento de um programa de geração a partir de óleos ultraviscosos, em ciclo **Rankine**, com turbinas a vapor. CESP²⁹

B.2.2 Oferta de Óleos Ultraviscosos

Em São Paulo, por exemplo, condicionou-se a oferta de óleos ultraviscosos à disponibilidade de processamento das refinarias paulistas. A seguir estão reunidas

⁷ **RASF** - Resíduo Asfáltico - Carga residual de coluna de desasfaltação de RESVAC

compilações das características dos vários projetos que teriam, preliminarmente, condições de serem implantados nas áreas de influência destas refinarias. CESP²⁹

REPLAN

As características do planejamento da produção desta refinaria são:

Produção de **RESVAC** em 1995: 7.000 m³/dia

Colocação do **RESVAC**:

5.500 m³/dia => Pool OC (óleos 1 a 8)

400 m³/dia => Consumo Próprio

1.100 m³/dia => Produção de Asfaltos

Produção máxima de **RESVAC**: 12.000 m³/dia

Consumo UTE - Geração 350 MW: 2.000 m³/dia

Consumo Módulo Produção de Coque (900 t/dia): 2.800 m³/dia

Capacidade Geração UTE - consumindo 900 t/dia Coque: 125 MW

A ampliação desta oferta de óleo forçosamente passaria por uma mudança no planejamento de operação da refinaria, ou transferências de derivados entre as bases da empresa. A rigor existe leve ociosidade nas unidades de processamento desta refinaria; a sua não utilização é decorrente da impossibilidade de colocação dos produtos obtidos no mercado, haja vista a relativa rigidez das proporções das correntes de produção. CESP²⁹

A **PETROBRÁS** partiu recentemente uma unidade de coqueificação retardada, em fins de 1996, com a capacidade acima assinalada, 900 t/dia de coque, consumindo 2.800 m³/dia de **RESVAC**. Caso se deseje gerar eletricidade com este coque, cada módulo acrescentaria 125 MW ao Sistema, operando na base. CESP²⁹

Ampliações da **REPLAN**, esbarram na resistência das comunidades locais, que prefeririam estas novas unidades em outras localidades. Estas se concentrariam em mais uma unidade de destilação a vácuo, que produziria adicionalmente 3.500m³/dia de resíduo (**RESVAC**). A incerteza na expansão convive, inclusive, com a intenção de privatização da empresa. CESP 29

REVAP

A atual Fase I do Projeto Vale do Paraíba, caso seja construído, contemplaria um módulo de 350 MW, consumindo 2000 m³/dia de óleo 9, não se definindo ainda sua exata localização. Este projeto consumiria a totalidade do **RASF** produzido, 2.000 m³/dia, assunto de grande interesse da **PETROBRÁS**, pois trata-se de produto terciário somente destinado a queima final, pela **CESP** ou através do pool de óleo combustível. As características principais do projeto, a ser construído nas cercanias da **REVAP**, seriam: CESP 29

Produção atual de **RESVAC**: 6.300 m³/dia

Colocação do **RESVAC**:

6.000 m³/dia =>Unidade Desasfaltação

(Produção de **RASF**)

300 m³/dia =>Produção de Asfaltos

Produção máxima de **RESVAC**: 11.000 m³/dia

Consumo UTE a **RASF** - Geração 350 MW: 2.000 m³/dia

O planejamento da **PETROBRÁS** prevê ainda uma duplicação deste módulo de desasfaltação, porém sujeita a todas incertezas já colocadas. CESP²⁹

RBPC

A Refinaria de Cubatão (**RBPC**), não tem sido colocada como local de interesse para implantação de Unidades Termoelétricas. Esta abordagem é decorrente das limitações industriais impostas pela empresa à unidade, isto é, ela está dedicada à produção de coque verde de petróleo, além das possíveis restrições ambientais que adviriam nesta localização. CESP²⁹

Existem, no momento, apenas dois módulos de coqueificação retardada processando cargas de **RESVAC** nesta refinaria. Sua inserção em região de grande expressão industrial, por outro lado, impõe uma reavaliação de suas possibilidades, podendo-se estimar saldos de processamento e discretas ociosidades que levariam a ofertas adicionais de energia. CESP²⁹

As características principais do projeto são:

Produção atual de **RESVAC**: 5.000 m³/dia

Colocação do **RESVAC**:

4.500 m³/dia => Unidade Coqueificação - (Produção de Coque)

500 m³/dia => Pool OC (óleos 1 a 8)

Produção máxima de **RESVAC**: 7.000 m³/dia

Desta forma, estima-se como viável a existência de combustível suficiente para um ou mais módulos que totalizariam 350 MW. Este(s) projeto(s) consumiria(m) a totalidade

do **RESVAC** produzido pela **RBPC**, acrescido de eventuais saldos de processamento de coque. CESP²⁹

Caso ocorram dificuldades intransponíveis na implantação destas usinas a ultraviscosos, não se descartaria sua substituição por unidades a Gás Natural. A condição imposta de proximidade a bases de suprimento também é observada neste caso, haja vista a prática usual de se interconectar as redes de Gás Natural através das refinarias, provendo-se então suas regiões de influência com um conjunto completo de energéticos. Estudos complementares para uma localização mais exata destas centrais, podendo contemplar localizações adjacentes a estas unidades. CESP²⁹

Vale de qualquer maneira, a observação da inconveniência de acoplar UTE's a instalações industriais de processamento de petróleo. Observa-se, no entanto, que UTE's a gás natural por serem mais compactas e menos agressivas ao meio ambiente oferecem graus de liberdade adicionais nestes estudos de localização, quando comparadas com UTE's acionadas por outros combustíveis.

ANEXO C - DADOS E INFORMAÇÕES ADICIONAIS SOBRE GÁS NATURAL

C.1 CARACTERÍSTICAS DO GÁS NATURAL LIQUEFEITO - GNL

Ao lado da maior utilização do gás natural in natura, comprimido, também tem crescido substancialmente sua procura sob a forma líquida - **GNL** (criogênica - baixa pressão). Produzido principalmente para exportação, pode ser transportado em quantidades mais adequadas e em percursos variados. Os países do Oriente Médio e Golfo Pérsico, por exemplo, tendo dificuldade em colocar diretamente o gás natural junto ao mercado consumidor, costumam convertê-lo em produtos petroquímicos (Metanol dentre outros), ou **GNL** e consumindo minoritariamente o energético em geração termoelétrica e aquecimento industrial. ACORD 03

A indústria associada ao **GNL** tem mostrado taxas de crescimento superiores às existentes na do petróleo. Esta rápida expansão tem ocorrido em todo o mundo e em toda cadeia desta indústria, da produção à distribuição e desenvolvimento de mercados, mantendo-se um estreito relacionamento entre oferta e procura. ACORD 03

A região consumidora do produto de maior expressão está compreendida na porção asiática do Pacífico, onde, inclusive, se verifica a maior taxa de crescimento do consumo, estimando-se volumes de 110×10^6 t/ano para 2010, contra aproximadamente 55×10^6 t/ano em 1995. Mais da metade deste montante irá para a geração termoelétrica, essencial aos projetos de desenvolvimento da região. Em correspondência a esta expansão do mercado, vários projetos de plantas produtoras estão em andamento, como

os da Indonésia, Qatar, Oman, Malásia, Yemen, Austrália e Rússia (Ilhas Sacalina). Na Tabela C.1 a seguir listam-se os principais destinos de navios metaneiros e o montante transportado. O&G SPECIAL⁸² e SWAIN¹⁰⁴

TABELA C.1
EXPEDIÇÃO DE GNL - PRINCIPAIS
MERCADOS CONSUMIDORES
(1994)

Região	Nº de Viagens	Quantidade (10⁶ m³)
Europa	596	31,7
Extremo Oriente	1003	110,1
EUA	20	2,4
TOTAIS	1619	144,2

Fonte: Oil & Gas Journal 15 jan.96

A concepção de projetos de plantas produtoras de GNL leva em consideração uma grande interação entre compradores e vendedores, governos, instituições financeiras e transportadoras; são projetos integrados portanto, raramente existindo ofertas livres do produto. Este tipo de negócio se transforma numa corrente entre duas partes, envolvendo sistemas e atividades dedicadas à prospecção, processamento do gás produzido, embarque, recebimento, regaseificação e distribuição; caso seja usado em geração, deve-se incluir a implantação de centrais termoelétricas nesta cadeia. NISSEN⁷³

Resumindo, tecnologia, situação econômica favorável e disposição à formação de sociedades de parceiros são ingredientes necessários à constituição de projetos lucrativos de GNL. Mais importante, os fluxos de rendimentos têm condições de trazer

uma lucrativa e duradoura estabilidade aos empreendedores destas sociedades. AOKI⁶⁹ e NISSEN⁷³

C.2 PREVISÕES DE SUPRIMENTO DE GÁS NATURAL

C.2.1 Curto Prazo

Como referenciado na Tabela 8.1, do capítulo 8, as previsões conduzidas pelo Oil & Gas Journal indicam que o gás natural será o responsável pela maior taxa de crescimento de consumo de energia, a nível mundial. Avalia-se que entre 1996 e 1999 a demanda de gás natural crescerá 8,7%, superior às dos demais energéticos significativos - petróleo 7,0%, carvão 6,8% e nuclear 7,0%. Mais importante ainda, as previsões indicam que a participação do gás natural na matriz energética mostrar-se-á crescente, conforme atestam os dados da Tabela C.2, a seguir, em decorrência de preocupação com as condições ambientais. De fato, este combustível oferece condições de queima mais satisfatórias quando comparadas às do óleo combustível e significativamente melhores quanto às do carvão mineral; o surgimento de turbinas a gás de nova geração consolidou estas vantagens tecnológicas, propiciando então sua intensa utilização na geração termoelétrica. BECK¹⁵

A evolução do **GNL** está mais condicionada às taxas de crescimento dos projetos específicos de geração correlatos, em função do envolvimento sistêmico dos vários projetos que formaram o empreendimento. Assim sendo, as taxas de crescimento levantadas foram mais reduzidas quando comparadas com gás suprido por dutovia; para os EUA, por exemplo, as estimativas de importação de **GNL** indicam taxas de crescimento de 2,7% a.a.. O caso asiático é ainda mais restrito, haja vista a existência de

estudos para a construção de gasodutos na região. Comparando-se com o crescimento da oferta de **GLP**, 2,4% a.a. (1995 - 2005), verifica-se que as ordens de grandeza observadas estão razoáveis. BECK¹⁵

TABELA C.2
EVOLUÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DO GÁS NATURAL
NAS MATRIZES ENERGÉTICAS
 (%)

	<i>1996</i>	<i>1997</i>	<i>1998</i>	<i>1999</i>	Variação 96/99 (%)
OCDE	22,3	22,4	22,6	22,7	1,8
Países em Desenvolvimento	14,5	14,7	14,9	15,1	4,1
Ex - URSS e Leste Europeu	42,9	42,7	42,6	42,6	(0,7)
TOTAL MUNDIAL	23,0	23,1	23,1	23,2	0,4

Fonte: Oil & Gas Journal 22 abr.96
BP Statistical Review, 1994

Na Tabela C.3 selecionou-se demandas de regiões significativas. Tanto a **OCDE**, como a ex-URSS e demais países do Leste Europeu exibem estimativas de taxas de crescimento inferiores à média mundial. Os países em desenvolvimento foram os principais responsáveis pelo aumento da demanda de gás natural, projetando um montante físico de acréscimo, inclusive, equivalente ao previsto para a **OCDE**, que consome em patamares muito superiores. BECK¹⁵

O crescimento de sua utilização tem sido tão significativo que atualmente nos EUA mais de 50% das plataformas de perfuração estão alocadas para gás natural. No resto do mundo, apesar das plataformas estarem mais consignadas à procura de petróleo, também existe esta tendência de mudança. BECK¹⁵

TABELA C.3
ESTIMATIVA DA DEMANDA DE GÁS NATURAL
 (10⁶ m³/d)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	Varição 96/99 (%)
OCDE	2915	2973	3036	3102	3171	3237	6,6
Países em Desenvolvimento	977	1035	1096	1160	1226	1294	18,0
Sub Total	3892	4008	4132	4262	4397	4531	9,7
Ex-URSS e Leste Europeu	1656	1606	1622	1638	1663	1693	4,3
TOTAL MUNDIAL	5548	5614	5754	5900	6060	6224	8,2

Fonte: *Oil & Gas Journal* 22 abr.96
 BP Statistical Review, 1994

Gás natural é um combustível *premium*, atrelado a surtos de desenvolvimento de economias fortes. Nos EUA o entrelaçamento com os mercados canadense e mexicano, além do formidável esforço na prospecção interna, indicam oferta com relativa folga em relação às demandas projetadas, podendo desta forma manter-se níveis satisfatórios de preços. Não foi com outro objetivo que o EUA lançou programas de livre comércio, como o **NAFTA**, onde aumento de transações internacionais, derrubada de barreiras alfandegárias, internacionalização de economias, necessidades cada vez maiores de geração de superávits nas balanças comerciais, induzem a dependências que garantirão o suprimento e o nível de preços ao mercado americano. CESP²⁹

O caso da ex-URSS e países do Leste Europeu difere das análises acima em função do uso maciço de gás que ocorre na região, significando, talvez, que a diminuição do ritmo de consumo signifique apenas redução no ritmo de crescimento industrial. As interpretações para estas variações estão ligadas aos esforços de exportação de petróleo empreendidos pela antiga União Soviética; na atual reorganização desta região, procura-se processar as aplicações energéticas pela sua maior eficiência. BECK¹⁵

A dedicação com que a antiga URSS desenvolve novos campos de gás e melhora a eficiência de sua utilização são garantias de que esta região poderá fazer frente às demandas da Europa Ocidental. Esta última, por outro lado, poderá contar com o aumento da produção do mar do Norte, além da possibilidade de aumento de importações do oriente médio, tanto por duto como por GNL. Nesta última modalidade, tem sido significativo o esforço de Abu Dhabi para aumentar suas exportações, preferencialmente voltadas para o continente europeu. BECK¹⁵

A produção de gás natural na América Latina também tem experimentado surtos importantes de crescimento. Os exemplos da Venezuela e Argentina são significativos. Mesmo a Bolívia mostra perspectivas consistentes de suprimento ao Brasil; a necessidade de geração de divisas certamente garantirá preços e montantes neste fornecimento, pois, afinal, o Brasil conta com um elenco de alternativas para seu crescimento de geração elétrica, ao lado de um montante crescente de produção própria de gás natural. O&G SPECIAL⁸¹ e ABREU⁰²

A questão dos preços de fornecimento, de maneira geral, mostra um grande envolvimento regional. Como salientado anteriormente, não existem pressões

extraordinárias para aumento nos fornecimentos existentes, que já estão praticando taxas de crescimento consistentes com as solicitações da demanda; desta maneira, pode-se concluir que não existem pressões para aumento de preços. De qualquer forma verifica-se um forte correlacionamento com os preços do petróleo, que, da mesma maneira, encontram-se estabilizados. BECK¹⁵

C.2.2 Longo Prazo

Para os próximos 20 anos estima-se participação crescente do gás natural na matriz energética dos vários países onde é consumido significativamente. Esta constatação decorre das previsões de aumento da competitividade do gás natural em relação aos demais energéticos, mormente sob o aspecto preço. BECK¹⁵

Vários fatores explicariam esta variação relativa entre os preços. Admite-se, no entanto, que esta inércia na evolução dos preços de comercialização do gás natural possa ser relacionada à dependência mútua entre consumidores e produtores, materializada pela existência da dutovia; esta argumentação, por outro lado, não se aplicaria aos EUA, haja vista o grau de independência existente naquele mercado, além da extensa cobertura do território pela rede de dutos. BECK¹⁵

De fato, na Tabela C.4 a seguir compara-se preços de combustíveis segundo diferentes cenários, indicando que as taxas previstas para o crescimento do preço do gás natural seriam inferiores (exceto nos EUA) que as do petróleo.

Os dados apresentados estão contidos em estudo conduzido pela DRI/McGraw-Hill, que construiu os seguintes cenários para o mercado de gás natural, a saber: BECK¹⁵

1. *Refgas* - Demanda média em 2015 = $3,71 \times 10^9$ m³.
2. *Higas* - Demanda média em 2015 14% superior ao *Refgas* = $4,24 \times 10^9$ m³. Este cenário enfatiza o desacoplamento dos preços do petróleo e do gás natural.
3. *Logas* - Demanda média em 2015 11% inferior ao *Refgas* = $3,28 \times 10^9$ m³. Este cenário enfatiza a implantação de impostos ambientais, melhorando a competitividade do gás natural, porém rebaixando o consumo dos combustíveis em geral.

TABELA C.4
ESTIMATIVA DA EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO
PETRÓLEO E GÁS NATURAL

<i>Tipo de Produto e Região</i>	<i>Cenário</i>	<i>Taxa de</i>		
		<i>1993</i>	<i>2015</i>	<i>Crescimento</i> <i>(% a.a.)</i>
Petróleo - (US\$/bbl) Comércio Internacional	Refgas	15,73	28,51	2,7
	Logas	15,73	28,51	2,7
	Higas	15,73	33,61	3,5
Gás Natural - (US\$/MMBtu) Europa Ocidental (Cif - Fronteira)	Refgas	2,40	3,25	1,4
	Logas	2,40	3,15	1,2
	Higas	2,40	3,00	1,0
Gás Natural - GNL - (US\$/MMBtu) Ásia e Pacífico (Cif - Japão)	Refgas	3,50	4,60	1,3
	Logas	3,50	4,80	1,5
	Higas	3,50	3,90	0,5
Gás Natural - (US\$/MMBtu) Estados Unidos (Preço Spot - Médio)	Refgas	1,97	3,83	3,1
	Logas	1,97	3,83	3,1
	Higas	1,97	3,11	2,1

Fonte: DRI/McGraw-Hill
Oil & Gas Journal 07 agost.95

O estudo ainda alinha outras conclusões para o mercado de gás natural, destacando-se:

- A demanda mundial em 2015 crescerá 80% em relação a 1990, chegando a $3,7 \times 10^{12}$ m³.
- A demanda na América Latina crescerá a 5,1% a.a.. Ásia Pacífico será 4,8% a.a..
-

- Outras Taxas: EUA 2,7, Europa Ocidental 1,8 e ex-URSS 1,4% a.a..
- As reservas mundiais de $138 \times 10^{12} \text{ m}^3$ devem durar aproximadamente 70 anos.
- As reservas de gás natural estão melhor distribuídas a nível mundial que as de petróleo.
- Embora o Oriente Médio e ex-URSS detenham mais de 70% das reservas, outras regiões poderão incrementar seus consumos sem depender de suprimentos distantes.
- Os atuais projetos de gasodutos indicam que a fração transportada por dutovia será superior a da expedida por GNL.

O estudo DRI avalia que a geração termoeletrica será a principal fonte consumidora das novas ofertas, prevendo-se taxas de crescimento de 5% a.a., passando sua participação no mix energético de 13,6 para 19,2% em 2015. BECK¹⁵

Na Tabela C.5 abaixo reúnem-se as previsões de demanda de gás natural geradas pelo estudo DRI.

TABELA C.5
ESTIMATIVA DA DEMANDA DE GÁS NATURAL EM 2015
 (10⁹ m³)

Regiões Analisadas	Cenários			
	1992	Refgas	Higas	Logas
Europa Ocidental	265	522	595	491
Ex-URSS e Leste Europeu	795	1111	1303	946
América do Norte	597	929	1009	905
América Latina	85	292	347	251
Ásia e Pacífico	143	494	542	458
África e Oriente Médio	137	360	441	230

Fonte: DRI/McGraw-Hill
Oil & Gas Journal 07 agost.95

Analisando-se detidamente, por regiões, o mercado de gás natural, estima-se que a demanda da Europa Ocidental dobrará nos próximos 15 anos, com uma participação na matriz energética ultrapassando o patamar de 25%. Restrições ambientais, oferta abundante, avanços tecnológicos em turbinas a gás, dentre outras razões, induzirão um crescimento mais vigoroso do setor de geração termoelétrica. BECK 15

A demanda da América Latina experimentará crescimentos em ritmos ainda mais acentuados, estimando-se, para 2015, um patamar 3,5 vezes superior ao de 1990. A globalização da economia nesta região certamente será a responsável pelo surto de desenvolvimento previsto, estimando-se uma participação do gás na matriz energética em 25% para 2015, contra 19% em 1990. O estudo avalia que ocorrerá forte consolidação da infra-estrutura industrial e comercial na Argentina, México, Venezuela e Brasil. BECK 15, O&G SPECIAL 75, O&G SPECIAL 76, O&G SPECIAL 77, O&G SPECIAL 78, O&G SPECIAL 80 e O&G SPECIAL 81

Para a região Ásia - Pacífico o crescimento será ainda mais vertiginoso, 5,3% a.a., com previsão de participação na matriz em 10%, para 2015. Pode-se alinhar como economias de maior significação neste desenvolvimento as da Índia, Malásia e Tailândia. Japão, Austrália e Nova Zelândia desempenharão um papel mais discreto, pois já utilizam o energético intensamente. O caso da China é característico, prevendo-se sua participação em 3% da matriz energética de 2015, uma vez que carvão ainda é preponderante em sua economia. Coreia do Sul e Taiwan, por outro lado, estarão envolvidos em seus projetos nucleoeletricos no período de análise. BECK¹⁵

O mercado de gás natural no Oriente Médio e África concentra-se no Iran, Arábia Saudita, Emiratos Árabes e Argélia. Geração termoelétrica representará 32% do consumo do energético, ao passo que os usos residencial e comercial 8%, sendo as demandas mais significativas. O estudo prevê taxas de crescimento de 5% a.a. até 2000 e 3% a.a. até 2015. BECK¹⁵

O mercado norte americano sofre restrições mais intensas na esfera ambiental, o que favoreceria a expansão do gás natural. O estudo pondera, entretanto, que as pressões de preço do energético equilibram as restrições ambientais, resultando, mesmo assim, numa expansão do segmento de geração termoelétrica a taxas superiores à média prevista. As Tabelas C.6 e C.8 esclarecem com mais detalhes o crescimento do mercado norte americano, inclusive com uma abordagem mais variada. BECK¹⁵ e DOE/IEA³⁵

TABELA C.6
MERCADO NORTE AMERICANO DE GÁS NATURAL
Previsões para 2010 (US\$ - 1994)

DISCRIMINAÇÃO	AEO96	DRI	GRI	WEFA	IPAA
Preço Boca do Poço					
Cenário Lower48					
(US\$/10 ³ m ³)	75,93	95,35	81,58	94,29	85,81
(US\$/MMBtu)	2,04	2,56	2,19	2,53	2,30
Produção de Gás Natural					
(10 ⁶ m ³ /dia)	1771	1776	1762	1654	1775
Consumo de Gás Natural					
(10 ⁶ m ³ /dia)	2017	2014	2064	1948	1780

Fonte: DOE/EIA Annual Energy Outlook 1996

A Tabela C.7, por fim, sintetiza o mercado das transações de gás natural a nível mundial para 2015. O estudo do DRI analisou cada área produtora e os mercados mais significativos, concluindo que qualquer região do mundo pode ser suprida a custos razoáveis, por gás natural gerado internamente à região ou em outra adjacente. Prevê-se um crescimento do comércio internacional de 4% a.a., de 1992 a 2015. BECK¹⁵

Em verdade o comércio internacional ainda é menor do que a estimativa do montante de gás passível de comercialização previsto na Tabela C.8. Prevê-se que os acréscimos mais importantes ocorrerão na Europa e no Oriente Médio. O surpreendente será a inversão do comércio no Reino Unido, que passará a consumir gás vindo do continente ao fim do período de análise. Na América do Norte prevê-se que ocorrerão trocas intensas entre EUA e Canadá, mas os montantes transacionados sofrerão discretos acréscimos. BECK¹⁵

Na Ásia prevê-se mudanças nos padrões de comercialização de gás natural. Admite-se que o segmento *dutovia* experimentará sensível crescimento, uma vez que existem projetos de ligação em desenvolvimento entre Indonésia, Singapura, Malásia e Tailândia. Pode-se concluir que o crescimento de comércio por dutovia experimentará taxas mais elevadas que o seguido pelo segmento **GNL**. BECK¹⁵ e SWAIN¹⁰⁴

A expansão da oferta de **GNL** seguirá o crescimento dos mercados que não podem ser abastecidos por dutovias. A maioria destes projetos estão localizados em regiões onde os países consumidores estão separados por longas distâncias. SWAIN¹⁰⁴

Dificulta a prospecção das ofertas futuras o relativo desconhecimento das políticas de expansão desenhadas pelas empresas dedicadas à geração termoelétrica. Uma das possíveis inferências destes planos de crescimento pode ser a pesquisa dos investimentos previstos pelos grupos empresariais do ramo, estudos estes publicados em revistas especializadas. BECK¹⁵

TABELA C.7
ESTIMATIVA DA OFERTA DE GÁS NATURAL EM 2015
(10⁹ m³)

Regiões Analisadas	Cenários			
	1992	Refgas	Higas	Logas
Américas	722,8	1203,2	1329,6	1115,7
Argentina	26,4	60,9	64,6	52,8
Canadá	116,6	207,4	299,2	197,0
México	27,2	92,1	83,0	83,5
EUA	508,0	682,1	709,5	668,1
Venezuela	25,4	93,1	93,7	81,8
Outros	19,2	67,6	79,6	32,5
África e Oriente Médio	196,4	524,6	636,5	383,9
Argélia	55,8	143,8	164,1	125,5
Iraque	26,3	95,2	107,8	46,8
Nigéria	4,9	11,1	21,5	6,4
Qatar	9,3	49,0	71,9	51,7
Emiratos Árabes	20,1	53,8	75,8	39,6
Arábia Saudita	34,8	74,7	87,8	46,8
Outros	45,2	97,0	107,6	67,1
Europa Ocidental	200,1	280,8	292,2	274,2
Dinamarca	3,2	11,3	11,0	11,8
Holanda	83,0	89,5	99,0	86,6
Noruega	28,3	109,4	109,4	108,7
Reino Unido	66,0	52,8	54,5	50,8
Outros	19,6	17,8	18,3	16,3
Ex-URSS e Leste Europeu	780,0	1281,5	1527,3	1088,2
Ásia e Pacífico	166,4	416,5	431,2	401,3
Austrália	22,0	41,2	43,6	38,5
Brunei	10,4	9,5	9,5	9,5
China	15,3	54,6	55,1	48,7
Índia	14,9	54,3	54,3	54,3
Indonésia	54,2	73,9	84,8	71,7
Malásia	22,5	58,9	59,4	55,0
Outros	27,1	124,1	124,5	123,6

Fonte: DRI/McGraw-Hill
 Oil & Gas Journal 07 agost.95

TABELA C.8
MERCADO NORTE AMERICANO DE GÁS NATURAL
Previsões para 2015 (US\$ - 1994)

<i>DISCRIMINAÇÃO</i>	<i>AEO96</i>	<i>DRI</i>	<i>GRI</i>	<i>WEFA</i>	<i>IPAA</i>
Preço Boca do Poço					
Cenário Lower48					
(US\$/10 ³ m ³)	90,76	105,24	80,87	n.d.	95,00
(US\$/MMBtu)	2,43	2,82	2,17	n.d.	2,55
Produção de Gás Natural					
(10 ⁶ m ³ /dia)	1937	1969	1883	n.d.	1723
Consumo de Gás Natural					
(10 ⁶ m ³ /dia)	2227	2220	2206	n.d.	1749

Fonte: DOE/EIA Annual Energy Outlook 1996

TABELA C.9
PROJETOS DE FÁBRICAS DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO - GNL

<i>Localização</i>	<i>Capacidade</i>	<i>Comissionamento</i>	<i>Situação</i>
Abu Dhabi	2,5x10 ⁶ t/ano	1996	Implantação
Indonésia	2,3x10 ⁶ t/ano	11/97	Implantação
Malásia	6,8x10 ⁶ t/ano	2001	Planejada
Nigéria	6,0x10 ⁶ t/ano	1999	Planejada
Oman	6,0x10 ⁶ t/ano	2000	Engenharia
Qatar	7,2x10 ⁶ t/ano	11/98	Engenharia
Trinidad	13,6x10 ⁶ t/ano	06/99	Engenharia
EUA	2,7x10 ⁶ t/ano	11/97	Engenharia

Fonte: Oil & Gas Journal 08 abril 96

A Tabela C.9 lista um conjunto de projetos de fábricas de GNL, muitos deles já em implantação, conduzidos por entidades ligadas a este mercado. Analisando esta lista, verifica-se a existência de projetos localizados na África, Oriente Médio, Oceania, América Central e EUA, num total de mais de 30x10⁶ t/ano, o que representa a metade

do montante mundial anual atualmente comercializado (aprox. $57,8 \times 10^6$ t/ano ou $87,8 \times 10^9$ m³/ano). Tomando este demonstrativo como exemplo, pode-se então admitir que este mercado dá indicações que está praticando taxas de crescimento de 9% a.a., aproximadamente, 50% em 5 anos. HAUN⁶¹, TRUE¹⁰⁶ e WILLIAMSON¹¹²

C.3 OFERTA DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO - GNL

Como já colocado em itens anteriores, tem sido expressivo o crescimento da oferta de GNL, estimando-se ofertas de 110×10^6 t/ano para 2010. Os planos de expansão da oferta dos países produtores pressupõem, em geral, um projeto de integração entre compradores e vendedores, não sendo comum ofertas livres do produto. O&G SPECIAL

82

Para se auferir o máximo ganho numa operação em *complementação térmica*, necessita-se escolher o combustível mais adequado, garantindo-se a independência do processo face às peculiaridades de abastecimento. O GNL preenche estas condições, pois afinal é um produto que pode ser suprido dentro de certo intervalo conforme as necessidades de geração, podendo-se programar sua importação à medida que se aproxime um período crítico. Após sua passagem, pode-se, em princípio, suspender o suprimento, repactuando-se o contrato, desde que contenha cláusula prevendo o evento. CESP²⁹

O cenário de um sistema térmico gerando em complementação pressupõe instalações próximas a orla marítima, operando-se com combustível importado. Na presente década tem ocorrido um expressivo crescimento de sua oferta, com um conjunto significativo de empreendimentos em construção, em projeto ou planejados, podendo-se dobrar sua oferta na próxima década. ACORD⁰³

A Tabela C.10 a seguir alinha as principais ofertas existentes e em disponibilização. Os preços atualmente praticados no mercado internacional variam conforme as condições de contratação, indo de US\$ 3,20/MM Btu, caso do Japão, maior importador mundial do produto, até US\$ 2,22/MM Btu, preço praticado nos EUA - Louisiana. Para geração termelétrica, conforme Tabela 5.2.9 tem variado de US\$ 2,40/MM Btu, EUA - Louisiana, até US\$ 2,62/MM Btu, EUA - Massachusetts. ACORDO⁰³, O&G SPECIAL⁸⁰, O&G SPECIAL⁸², WILLIAMSON¹¹² e SWAIN¹⁰⁴

TABELA C.10
DISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL
PRINCIPAIS PLANTAS EXISTENTES E PLANEJADAS
 (10⁶ t/ano)

PLANTAS EXISTENTES		PLANTAS PLANEJADAS		
Localização	Disponibilidade para Exportação	Localização	Capacidade	Comissio-namento
Indonésia	22,4	Trinidad	13,6	06/99
Argélia	11,8	Qatar	7,2	11/98
Malásia	7,2	Malásia	6,8	2001
Austrália	5,9	Oman	6,0	2000
Brunei	5,3	Nigéria	6,0	1999
AbuDhabi	2,6	AbuDhabi	2,5	1996

Total Fonte: Oil & Gas Journal 08 abr. 96

ANEXO D - PREVISÕES DE SUPRIMENTO DE CARVÃO MINERAL

D.1 CURTO PRAZO

O mercado de carvão mineral está sendo submetido a fortes pressões na direção da reciclagem de seus usos finais. Neste sentido, seu consumo volta-se cada vez mais à geração termoelétrica, admitindo-se mesmo que o crescimento da demanda se dará preferencialmente nesta parcela, permanecendo estacionárias as demais utilizações. Estas constatações, no entanto, não se aplicam à China, país onde a participação do carvão na matriz energética continuará a ser preponderante. BECK¹⁴

Esta tendência pode ser explicada como uma reação às normas ambientais existentes, justificando-se então a instalação de sistemas anti-poluição somente em empreendimentos de porte, como usinas termoelétricas. Até o carvão metalúrgico está sofrendo restrições, substituindo-se aço por plásticos, modernizando-se a tecnologia de alto-fornos a coque e avançando-se na utilização de fornos a arco. BECK¹⁴

Além das mudanças detectadas nos usos finais do carvão mineral, também vem ocorrendo mudanças no lado da oferta, com a entrada de novas regiões produtoras no panorama mundial, como Indonésia, Colômbia, Venezuela, dentre outras, ofertando produtos de boa qualidade e preços razoáveis. Enquanto que a demanda importada pela Europa mantém-se inalterada, vivencia-se fortes acréscimos no consumo na China e Índia, complementadas, em grau menor, pelo Japão, Coreia do Sul e Taiwan, estes últimos mercados importadores. A Austrália alinha-se como a líder exportadora da

região, seguida pela África do Sul, China e Indonésia. Na Tabela D.1 a seguir, relaciona-se a estimativa dos fluxos de comércio internacional de carvão energético e metalúrgico no ano 2000, listando-se também as taxas de crescimento praticadas e projetadas para estas movimentações, referenciadas a 1993. BECK¹⁴

O carvão mineral caracteriza-se por apresentar-se como um combustível de comércio local. Em 1993 e 2000, por exemplo, inferia-se que apenas 9% do total minerado fosse exportado. A tendência de crescimento desta parcela é desprezível. Os mercados asiáticos tradicionais importadores sinalizam crescimentos vigorosos, em função de seus programas de expansão da geração termoelétrica. China e Índia, que também conduzem programas vultosos de geração, projetam usos mais intensos de seus próprios recursos. DOE/IEA³⁴ e DOE/IEA³⁵

TABELA D.1
ESTIMATIVA DO COMÉRCIO INTERNACIONAL DE CARVÃO MINERAL
2000 - Reference Case
 (10⁶ t)

Países Exportadores	Importadores Carvão Vapor			Importadores Carvão Metalúrgico			TOTAIS	
	Europa	Ásia	Outros	Europa	Ásia	Outros	Exportação	% s/93
Austrália	17,2	78,9	1,8	11,8	46,3	4,5	160,5	3,28
EUA	19,1	3,6	6,4	25,4	12,7	13,6	80,8	1,90
África do Sul	22,7	25,4	1,8	0,9	3,6	-	54,4	0,97
ex - URSS	5,4	4,5	-	2,7	3,6	-	16,2	(2,18)
Polônia	11,8	-	-	6,4	-	-	18,2	(1,98)
Canadá	2,7	4,5	0,9	3,6	16,3	-	28,0	0
China	-	15,4	-	-	2,7	-	18,1	(1,35)
América do Sul	26,3	-	10,9	-	-	-	37,2	10,80
Outros	-	23,6	-	-	-	-	23,6	(2,48)
TOTAIS	105,2	155,9	21,8	50,8	85,2	18,1	437,0	1,81

Fonte: IEA, *Coal Information - 1993*
 EIA, *Annual Energy Outlook - 1996*

O mercado europeu mostra também um crescimento de importações, porém a taxas inferiores às asiáticas. EUA, Austrália, África do Sul e América do Sul numa menor escala, assumem prioritariamente o suprimento destes fluxos de importação. Esta tendência decorre da queda da atividade produtora tanto no continente como no Reino Unido, consequência de restrições ambientais e custos crescentes de mineração; contribuiu também fortemente, a oferta abundante de gás natural, tanto para geração termoelétrica, como para gás canalizado. A Alemanha, por exemplo, reduziu em mais de 90% a produção de lignita, bastante exportada para o Leste Europeu, atualmente enfrentando o colapso de sua produção industrial. BECK ¹⁴

O carvão mineral metalúrgico costumava dominar os fluxos mundiais transacionados. Estes fluxos estão experimentando severos declínios, explicados pelos avanços tecnológicos aqui já relacionados e pelo aumento da participação dos fornos a arco utilizando sucata e ferro esponja. DOE/IEA ³⁴ e DOE/IEA ³⁵

D.2 LONGO PRAZO

O carvão mineral continuará a manter seu comportamento usual de combustível de consumo local, mantendo constante sua participação na matriz energética de consumo a nível mundial. Esta aparente estabilidade, em verdade, esconde tendências fortemente divergentes. DOE/IEA ³⁴ e DOE/IEA ³⁵

A região que apresentará mudanças mais significativas será certamente a asiática, ou melhor a parte não pertencente à OCDE desta região. Admite-se que esta região passará de uma participação de 36% do consumo mundial em 1993, para algo próximo a 52%

em 2015; na própria região o consumo mais que dobrará no período assinalado.

DOE/IEA³⁴ e DOE/IEA³⁵

China e Índia lideram esta pressão por mais carvão, como consequência das presunções de taxas vigorosas de crescimento de seus PIB's (7,7% a.a. na China e 5,1% a.a. na Índia) e de que o carvão se responsabilizará pelo aumento do suprimento energético decorrentes deste crescimento econômico. Espera-se que o carvão participe em 66% da oferta de energia primária na China e 47% na Índia. BECK¹⁴

O Japão que é o maior importador mundial de carvão (29% do montante mundial exportado em 1993) também experimentará um crescimento vigoroso na sua demanda durante o período estudado, 26%; prevê-se, no entanto, uma tendência declinante na sua participação do comércio internacional de carvão (21% em 2015). Estes montantes de carvão importado serão direcionados à geração termoelétrica deste país. BECK¹⁴, DOE/IEA³⁴ e DOE/IEA³⁵

Como já aqui comentado, o consumo de carvão dos países da Europa ocidental vem decrescendo nos últimos 5 anos. As previsões indicam, entretanto, uma reversão desta tendência, porém, sem retomar os níveis praticados no fim da década de 80. As políticas de meio ambiente destes países atuam como um redutor das taxas de crescimento. BECK¹⁴

Na ex-URSS e Leste Europeu prevê-se um declínio acentuado do consumo de carvão, consequência da reorientação de suas economias, com o estado refluindo de suas antigas funções. Neste novo modelo, o crescimento da oferta de energia se dará pelo aumento da correspondente a gás natural, deslocando a de carvão. Estima-se que a participação

do carvão na matriz energética passará de 27% (1993) para 19% em 2015, ao passo que a de gás natural passará de 40% para 48% em 2015. BECK¹⁴, DOE/IEA³⁴ e DOE/IEA³⁵

Na América do Norte, os EUA são responsáveis por 94% do consumo regional, em 1993. Para 2015 prevê-se um crescimento de 21% na demanda de carvão, isto é, ainda uma forte dependência de suas reservas de carvão. Admite-se que em 2015 o carvão mineral será responsável por 49% da geração de eletricidade, contra 52% atualmente. BECK¹⁴

Na África a produção e consumo de carvão mineral estão concentrados na África do Sul. Terceira colocada no ranking de países exportadores em 1993, consome internamente, no entanto, 71% de sua produção. Prevê-se que a região e a África do Sul em particular, experimentarão as maiores taxas de crescimento no período 2015/2000, 3,7% a.a., aumentando expressivamente sua participação nos mercados da Europa, Ásia e nos demais países africanos. A Tabela D.2 a seguir mostra as tendências descritas. , DOE/IEA³⁴ e DOE/IEA³⁵

TABELA D.2
ESTIMATIVA DO COMÉRCIO INTERNACIONAL DE CARVÃO MINERAL
2015 - Reference Case
 (10⁶ t)

Países Exportadores	Importadores Carvão Vapor			Importadores Carvão Metalúrgico			TOTAIS	
	Europa	Ásia	Outros	Europa	Ásia	Outros	Exportação	% s/2000
Austrália	31,8	136,1	6,4	13,6	43,5	4,5	235,9	2,56
EUA	33,6	10,9	17,2	29,0	11,8	15,4	117,9	2,56
África do Sul	37,2	48,1	6,4	0,9	2,7	-	95,3	3,69
ex-URSS	8,2	5,4	-	2,7	3,6	-	19,9	1,03
Polônia	9,1	-	-	8,2	-	-	17,3	(0,34)
Canadá	6,4	3,6	0,9	3,6	20,9	-	35,4	1,71
China	-	29,0	-	-	3,6	-	32,6	4,00
América do Sul	57,2	-	24,5	-	-	-	81,7	5,38
Outros	-	38,1	-	-	-	-	38,1	3,25
TOTAIS	183,5	271,2	55,4	58,0	86,1	19,9	674,1	2,91

Fonte: IEA, Coal Information - 1993
 EIA, Annual Energy Outlook - 1996

ANEXO E - COGERAÇÃO NO SETOR SUCROALCOOLEIRO

O setor sucroalcooleiro merece uma abordagem mais próxima. De fato, tanto em destilarias autônomas como nas usinas de açúcar, há anos se pratica cogeração, em função da quantidade substancial de vapor de baixa pressão consumida nos processos de aquecimento, evaporação e destilação, aliada à necessidade de trabalho nos setores de moagem e geração de eletricidade, fornecido por turbinas a vapor em contrapressão em potências relativamente elevadas. Após todos estes anos de esforços para ganho de eficiência nos processos acima assinalados, verifica-se ainda hoje, no Estado de São Paulo, onde se situam as usinas tecnologicamente mais avançadas, o uso disseminado de sistemas de vapor a 21 kgf/cm² e 280°C nas linhas de alta pressão e 1,5 kgf/cm² levemente superaquecido, nas linhas de baixa. ENNES⁵¹

A Figura E1, a seguir, mostra um diagrama típico de uma destilaria autônoma padrão, moendo diariamente 3000 t diárias efetivas de cana, produzindo 240.000 l/dia de álcool e 815 t/dia de bagaço a 50% de umidade (33,9 t/h). Neste projeto típico ideal consome-se 27,9 t/h de bagaço na caldeira, sobrando 6 t/h (17,7%) como excedente. Esta caldeira fornece vapor vivo suficiente para acionar mesa de facas, desfibradores, moendas e acessórios, que consomem a potência de 2800 CV e ainda um turbogerador de 1080 kW. A destilaria, no entanto, necessita ainda comprar 486 kW de energia elétrica para fechar seu balanço, que é afinal comandado pelo vapor de processo a jusante das várias turbinas, 58,1 t/h de vapor de baixa; este vapor aquece e concentra o caldo e alimenta o refeedor da coluna de destilação. ENNES⁵¹

Diversas melhorias aumentariam a geração de eletricidade. As mais simples seriam a eliminação de gargalos nos circuitos de vapor, fazendo com que as turbinas trabalhem o mais próximo possível das condições nominais de projeto. O funcionamento em paralelo com a rede local da concessionária também melhora a eficiência do conjunto turbina/gerador/caldeira. ENNES⁵¹

As demais ações na direção de melhoria do rendimento das instalações implicam em investimento de maior vulto, só se viabilizando se a usina ou a destilaria encontrarem-se próximas ao período de renovação de equipamentos e que existam condições satisfatórias de comercialização de excedentes elétricos. As alternativas vão desde a implantação de turbogeradores de maior porte acoplados a sistemas de vapor abastecidos por caldeiras de 42 kgf/cm², acionando turbinas de condensação em paralelo, até o emprego de caldeiras de 62 kgf/cm², ou maiores, acopladas a turbinas de condensação, acionando-se eletricamente as moendas e demais acessórios. As Figuras E2 e E3 ilustram as melhorias propostas. UNICAMP¹⁰⁷ e ENNES⁵¹

As Figuras indicadas mostram que o emprego destas alternativas permitem uma melhoria significativa do desempenho industrial das instalações. A destilaria que era deficitária em 30% do consumo de energia elétrica passa a contar com desempenhos positivos; as melhorias implicam em variações desde a auto-suficiência da destilaria até a geração de montantes excedentes expressivos de até 15 MW. UNICAMP¹⁰⁷

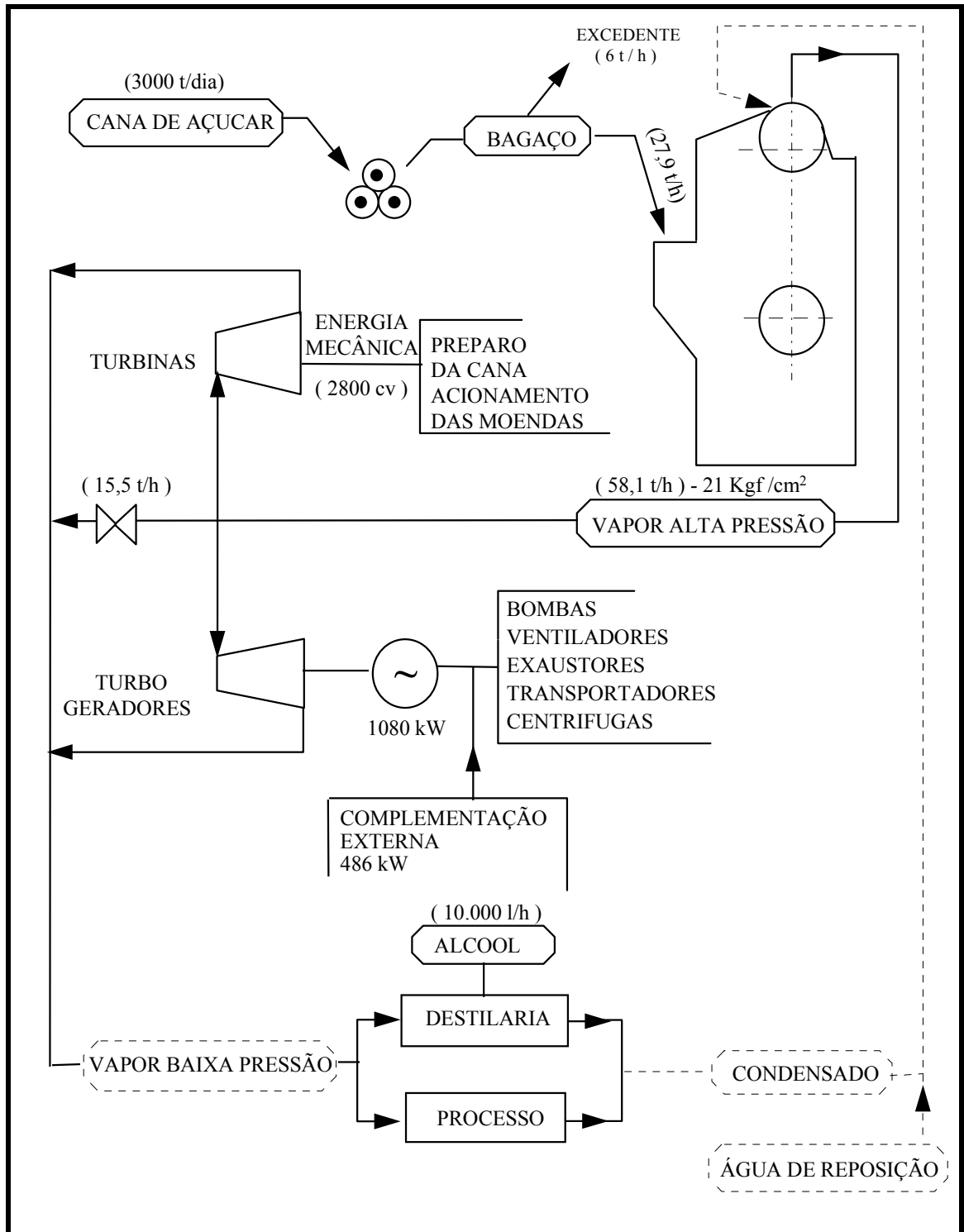


Figura E.1 - Diagrama Típico de Destilaria Padrão - 240.000 l/dia

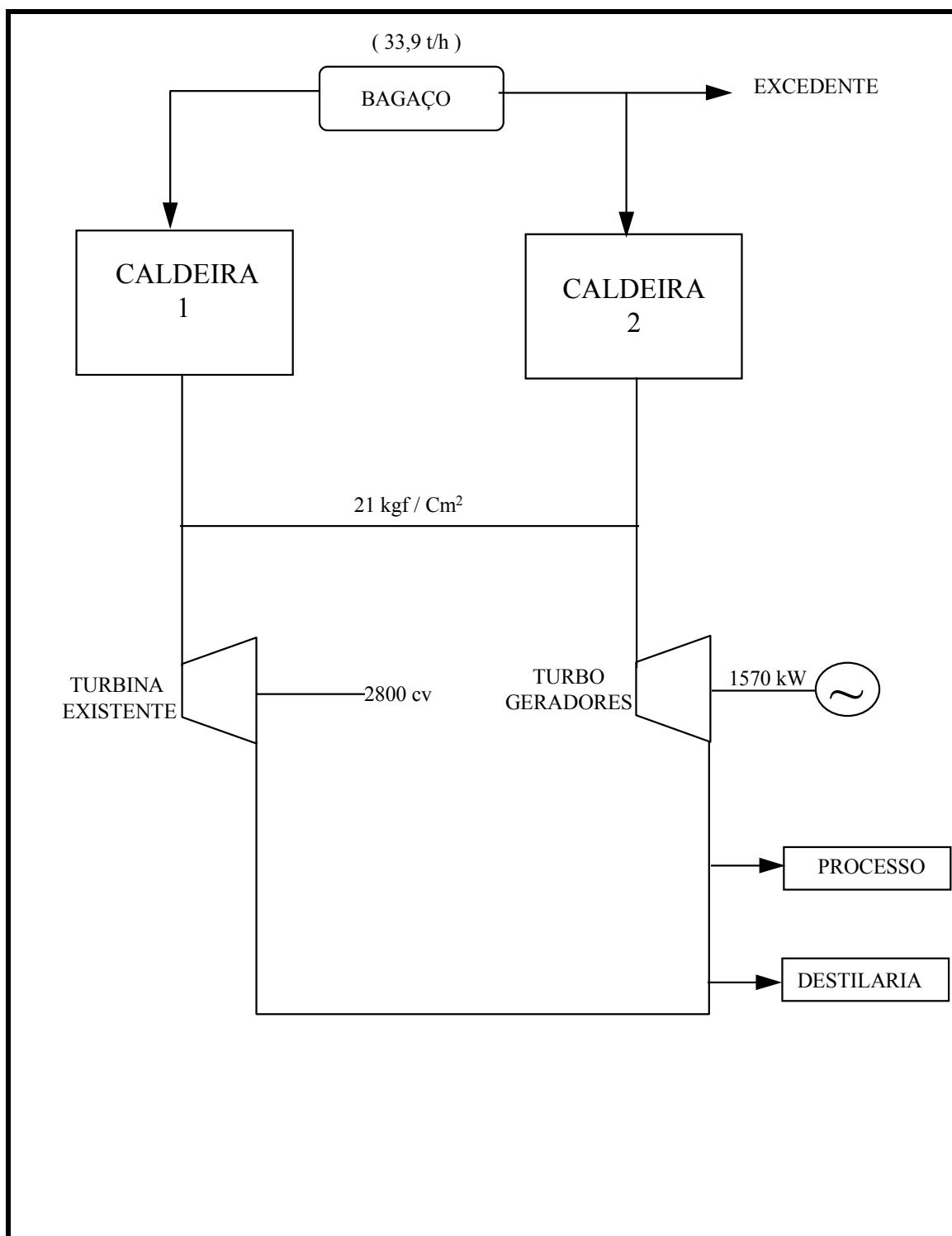


Figura E.2 - Diagrama Típico de Destilaria Auto-Suficiente - 240.000 l/dia

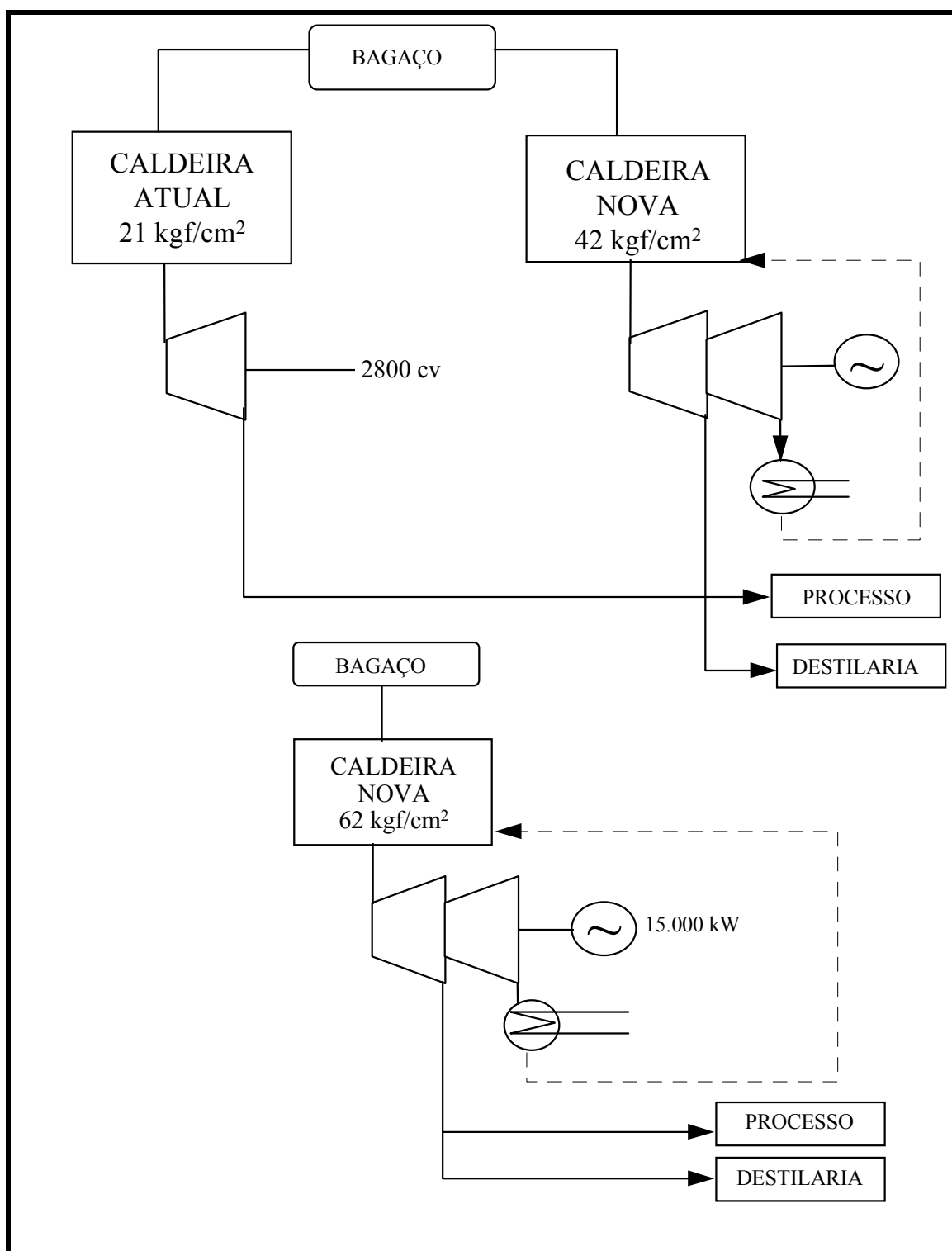


Figura E.3 - Expansões com Turbinas de Condensação - Diagramas Esquemáticos

Os ganhos poderiam ser ainda maiores caso fossem empregados difusores substituindo moendas, eliminando quase por completo a demanda de potência das plantas convencionais, apesar do maior consumo de vapor para aquecimento da massa de cana; trata-se, no entanto de vapor de baixa pressão, obtido em extrações das turbinas a vapor de condensação de grande porte. O ápice de avanço tecnológico na geração de eletricidade em cogeração estaria no emprego do sistema **BIG/GT**⁸ de gaseificação de bagaço e geração de energia através de turbinas a gás. Serão sistemas com até 100 MW de porte, com custo de investimento equivalentes a 60% do equipamento tradicional, prevendo-se sua comercialização a partir do início da próxima década. Projeções indicam um custo do kWh gerado 52% inferior ao atual, ao se empregar a nova tecnologia. A Figura E4 ilustra os arranjos propostos. ENNES₅₁ e FERNANDES₅₄

⁸ **BIG/GT** - Biomass Integrated Gasifier/Gas Turbine - Gaseificador de biomassa integrado à turbina a gás

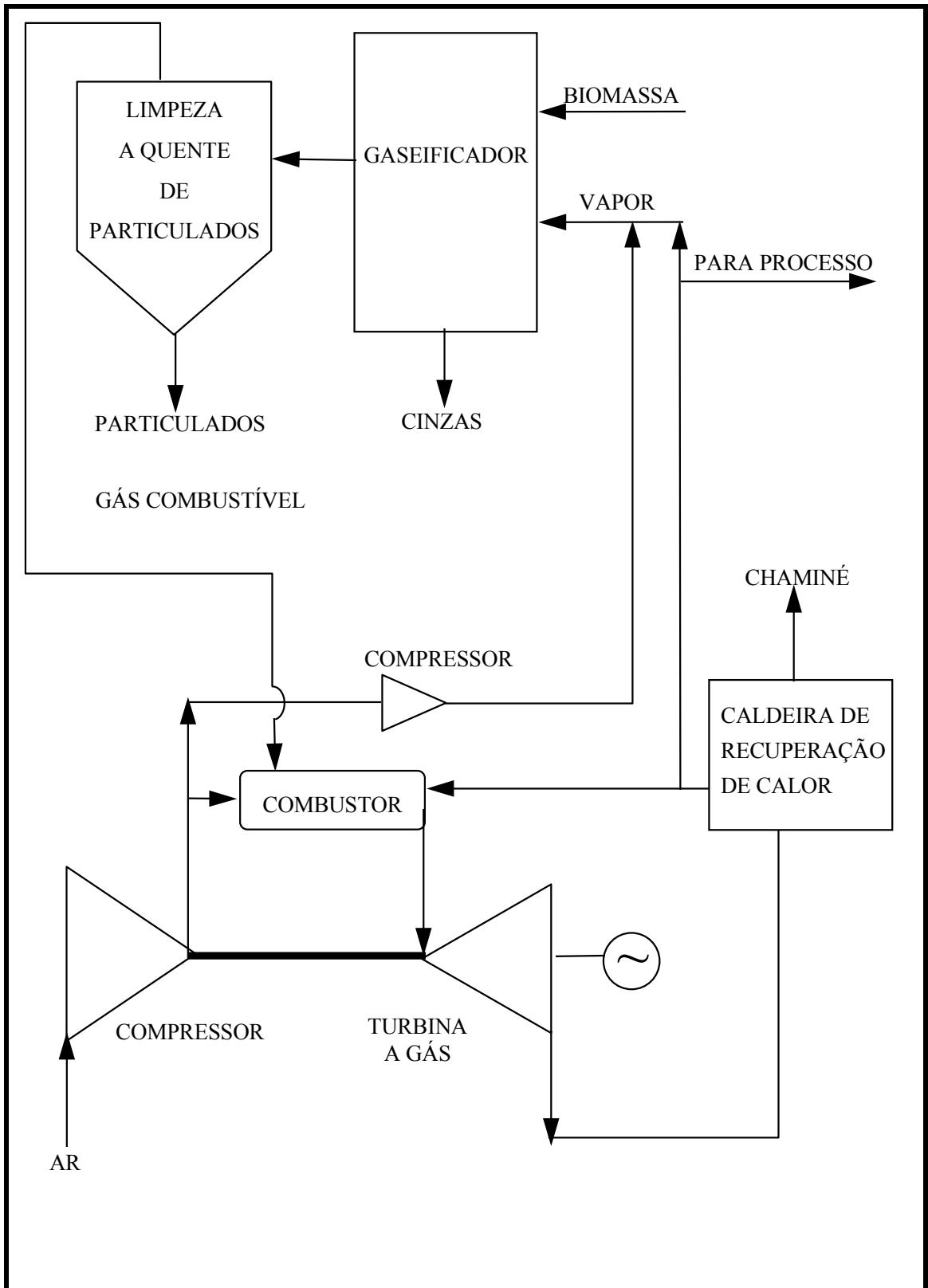
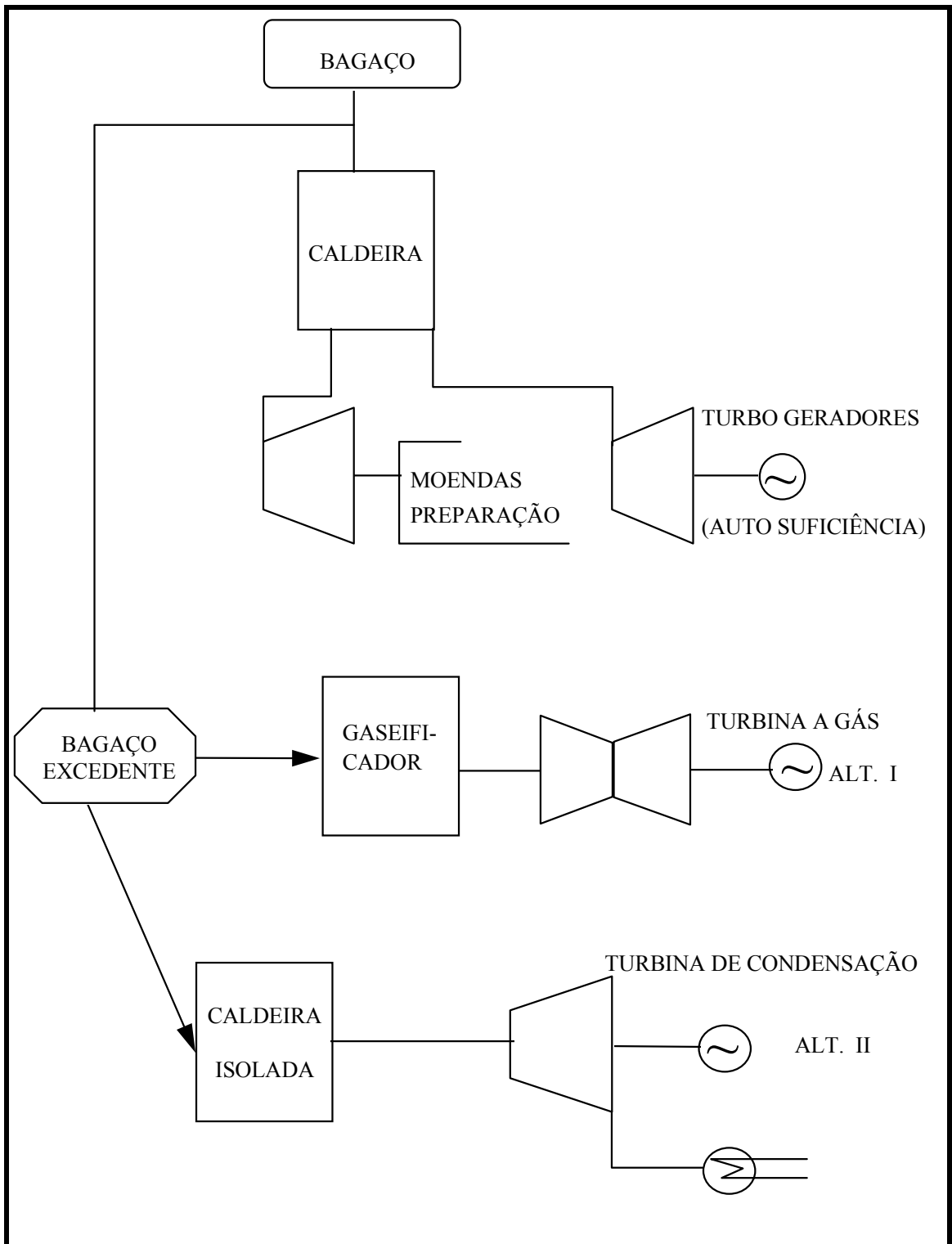


Figura E.4 - Gaseificador de Bagaço Integrado a Turbina a Gás - BIG/GT

Em todos estes arranjos na direção da melhoria de desempenho térmico dos processos agro-industriais, o principal resultado é a expressiva quantidade de bagaço excedente gerado. Duas alternativas para este bagaço podem ser encaminhadas: queima internamente na instalação ou transferência a uma central independente de geração termoelétrica a bagaço. FERNANDES⁵⁴

Na primeira alternativa, ou se instala uma capacidade extra de geração termoelétrica para a queima durante a safra, ou se estoca o bagaço para queima a posteriori; os equipamentos selecionados seriam turbinas de condensação e/ou **BIG/GT**. Ainda nesta primeira alternativa, caso seja opção a implantação da capacidade extra, nos períodos fora de safra seria possível a capacidade extra de geração operar com outros combustíveis disponíveis, como gás natural em turbinas a gás. Na segunda alternativa encaminha-se o excedente de bagaço a uma instalação estrategicamente localizada de forma a gerar tanto na safra, como fora dela, a partir de bagaço estocado ou mesmo outro combustível selecionado. A Figura E5 mostra as concepções propostas. ENNES⁵¹



**Figura E.5 - Gestão do Fluxo de Bagaço
Centrais de Geração Anexas ou Autônomas**

ANEXO F - INFORMAÇÕES SOBRE COMBUSTÍVEIS DE MENOR PARTICIPAÇÃO NO MERCADO

F.1 - PETRÓLEO NÃO CONVENCIONAL

Os petróleos são classificados em *leves* e *pesados*. Os primeiros detêm uma grande quantidade de voláteis (C_5 a C_{10}), permitindo a obtenção de combustíveis leves em destilação simples, mais valiosos portanto; nos pesados não existem estes voláteis em grande quantidade, necessitando-se, então, de técnicas mais complexas de refino para se obter aqueles combustíveis. A transferência e o bombeamento destes petróleos *pesados* também envolvem custos mais elevados. DOSTROVSKY ³⁶

A recuperação do petróleo de seus reservatórios envolvem três estágios. Na primária, o petróleo emerge por sua própria pressão, ou simples bombeamento. Na recuperação secundária, injeta-se gás natural ou água, aumentando em 5 a 10 % a quantidade de óleo recuperado. Na terciária, chamada também de recuperação induzida, injeta-se vapor, CO_2 , ou até solventes químicos, recuperando-se de 30 a 80 % do petróleo residual. A média mundial de recuperação de reservatórios, entretanto, é de 34 %; o nível do preço do petróleo é que governa o manejo das reservas - quando sobe, volta-se a antigos campos, com novas técnicas. DOSTROVSKY ³⁶

Estimativas do volume do recurso petróleo, nos últimos 20 anos, projetam um montante no intervalo de 180 a 340×10^9 tep. As várias estimativas das reservas conhecidas, ou de seu provável crescimento, são baseadas nas taxas atuais de recuperação da indústria petrolífera. DOSTROVSKY ³⁶ e MASTERS ⁶⁷

A Tabela F.1, a seguir, mostra o montante de petróleo recuperável na atual tecnologia de prospecção. Verifica-se que apenas a quarta parte do volume recuperável pelas atuais tecnologias de extração está em uso. Note-se que ainda existe 180×10^9 tep de recursos energéticos convencionais baseados no petróleo ainda remanescentes. DOSTROVSKY³⁶

TABELA F.1
ESTIMATIVA DOS RECURSOS DE PETRÓLEO RECUPERÁVEIS - (1983)
 (10⁹ tep)

	<i>Reservas em Produção</i>	<i>Reservas Remanescentes</i>	<i>Reservas Prováveis</i>	<i>Reservas Inferidas</i>
América do Norte	20,1	8,9	23,1	52,1
América do Sul	6,6	4,9	4,7	16,2
Europa Ocidental	1,6	3,8	2,9	8,2
ex-URSS e L. Europeu	9,6	9,9	15,1	34,7
África	4,6	7,3	6,5	18,4
Oriente Médio	17,5	62,8	17,7	98,0
Ásia - Oceania	3,0	4,9	8,2	16,0
TOTAL	63,0	102,5	78,2	243,6

*Fonte: Masters, Root and Dietzman (1973) in
 Dostrovsky, L. - Energy and the Missing Resource Cambridge Press (1981)*

Além do petróleo convencional, existem depósitos naturais vultosos de petróleos ultraviscosos, de difícil manuseio e recuperação, pelo menos no atual horizonte tecnológico. A confiabilidade dos dados sobre o montante destas reservas, no entanto, é mais reduzida, inclusive, pelo menor interesse comercial. A Tabela F.2 lista as maiores reservas destes combustíveis. DOSTROVSKY³⁶, MEYER⁷⁰ e ADELMAN⁰⁴

Tabela F.2
ESTIMATIVA DAS RESERVAS DE
ULTRAVISCOSOS E AREIAS BETUMINOSAS
(10⁹ tep)

País	Localidade	Montante
Venezuela	Orinoco	99,0(*)
Canada	Athabasca	85,1
EUA	-	4,0
Outros	-	41,6
TOTAL	-	314,8

Fonte: Meyer et al. (1974) *in*
Dostrovsky, L. - *Energy and the Missing Resource*
Cambridge University Press (1981)

(*) - Avaliação Preliminar da década de 80

Observa-se da análise das tabelas, que o volume das reservas de ultraviscosos são equivalentes às de petróleo, uma vez que a taxa de recuperação daquelas são 50 % menores que as do petróleo. Sua recuperação, entretanto, envolve custos mais elevados: quando a lavra for a céu aberto (Canadá), o minério é retirado, lavado e separado por decantação; em depósitos subterrâneos (Venezuela), injeta-se vapor e separa-se os líquidos formados e bombeados para a superfície. Pode tornar-se viável numa conjuntura de petróleo a preços elevados. DOSTROVSKY 36

F.2 - ORIMULSION

Este novo energético tem sido ofertado em condições econômicas vantajosas pela Bitor, subsidiária da **PDVSA** - Petroleos de Venezuela, S/A. Trata-se de uma emulsão de Asfaltos naturais pesados em água aditiva, formando um fluido pseudo - plástico estável; tem sido comercializado como um combustível de manuseio equivalente ao do óleo 6, porém de menor poder calorífico. ELETROBRÁS 48

A Venezuela identificou uma reserva de 190×10^6 t de Asfaltos naturais, numa área de 54.000 km^2 na Bacia do Rio Orenoco, esforçando-se desde então para transformá-lo em combustível adequado a uma utilização mais disseminada. A reserva identificada acima equivaleria a uma reserva de carvão mineral de 60 bilhões t. Esta reserva já está relacionada no item anterior, **F.1**, como ultraviscoso - petróleo não convencional. Mais informações constam na Tabela F.3 a seguir. BITOR/PDVSA ²⁰

TABELA F.3
ORIMULSION
PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

Discriminação	Montante
Reservas Recuperáveis	41×10^9 t
Produção Possível (120 anos)	290×10^6 t/ano
Exportação 1993	$1,95 \times 10^6$ t
Exportação 1994	$2,69 \times 10^6$ t
Poder Calorífico Inferior	6760 kcal/kg
Teor de Água	28 a 30%(massa)
Teor de Enxofre	2,4 a 2,9%(massa)
Teor de Cinzas	0,04 a 0,25%(massa)
Teor de Vanádio	280 a 350 ppm

Fonte: Biton - PDVSA

A exploração do betume do Vale do Rio Orenoco iniciou-se em 1935; as pesquisas de maior vulto com o Orimulsion, entretanto, aconteceram somente depois de 1981. A partir de 1988 então, iniciou-se a fase de aplicações industriais em maior amplitude, fundando-se empresas dedicadas à sua comercialização. BITOR/PDVSA ²⁰

O combustível pode ser utilizado imediatamente em caldeiras comuns, provocando, porém, uma discreta perda de potência e um aumento da temperatura dos gases de escape. Geradores de vapor projetados especificamente para o Orimulsion, por outro lado, podem sanar estes pequenos inconvenientes. BITOR/PDVSA²⁰

O fato relevante está no aparente sucesso que a Bitor vem obtendo na comercialização do Orimulsion. Acredita-se que este seja decorrente de suas características físico-químicas, uma vez que apresenta algumas vantagens em relação aos óleos pesados e carvão, em particular a de facilitar a estocagem, manuseio e transporte, operações estas que se realizam a temperaturas de 50 °C, aproximadamente. BITOR/PDVSA²⁰

Estima-se custos de produção do Orimulsion no entorno de US\$ 3/Bbl (US\$ 19/t). O preço de mercado, no entanto, foi estabelecido em função de sua competitividade com energéticos disponíveis na Europa, EUA e Japão. Nesta linha, tem-se buscado paridade em bases energéticas com o preço do carvão mineral, da ordem de US\$ 35/t. BITOR/PDVSA²⁰

A estratégia de penetração empreendida pela Bitor compreende duas vertentes: unidades existentes em operação e novos projetos. Tanto no primeiro como no segundo caso, busca-se demonstrar que a adoção do combustível permite ganhos operacionais significativos, quando comparados com o carvão mineral. No caso brasileiro deve-se ainda levar em consideração os aspectos institucionais referentes à importação e transporte a granel de derivados de petróleo, monopólio da **PETROBRÁS**. BITOR/PDVSA²⁰

F.3 - XISTO BETUMINOSO

O xisto betuminoso aparece como outro recurso energético não convencional. Sua formação se deu na sequência da do petróleo, apresentando-se em folhelhos de rocha com aproximadamente 3,5 % de material orgânico. O Brasil tem considerável experiência neste campo, existindo uma planta piloto de retortagem deste mineral e obtenção de óleo bruto em Irati(PR). BURGER²³ e DOSTROVSKY³⁶

Apesar de ser um produto conhecido e utilizado de longa data, ainda continua antieconômico para a conversão direta em óleo; na ex - URSS, no entanto, gera-se eletricidade em plantas convencionais construídas na boca das mina. Suas reservas estão na Tabela F.4 a seguir. DOSTROVSKY³⁶

Tabela F.4
DEPÓSITOS DE XISTO
BETUMINOSO
 (10⁹ tep)

Região	Montante em Óleos Recuperáveis
EUA	275,4
Brasil	110,3
ex - URSS	15,5
Zaire	13,9
Canada	6,1
China	3,8
Outros	6,5
Total	431,5

Fonte: Burger (1974); Matveev (1975) in Dostrovsky, L. - *Energy and the Missing Resource* Cambridge University Press (1981)

F.4 - SOLAR

Além destas alternativas mais convencionais, pode-se avaliar como disponível em futuro próximo ofertas ligadas à energia solar. Apesar de não apresentar montantes elevados de oferta, correspondem a contribuições importantes, haja vista o caráter de energia não poluente associado a estas modalidades de geração, assim como a possibilidade de atendimento a locais de difícil acesso e reduzida ocupação. A localização equatorial de grande parte do território brasileiro favorece fortemente o aproveitamento desta forma de energia. CESP 29

Modernamente, a utilização direta da radiação solar vem se tornando mais viável em várias aplicações específicas. Neste uso direto considera-se duas modalidades de aproveitamento da energia solar: Conversão direta em calor ou Conversão em eletricidade. CESP 29

A primeira modalidade está presente normalmente em aplicações onde se necessita de energia sob a forma de calor a baixa temperatura. Encontram-se em operação novos projetos, no entanto, que a empregam consorciada com outros energéticos, como o gás natural, acionando turbinas a gás em ciclo combinado; neste caso, os coletores solares pré-aquecem a água de caldeira. Diversas plantas seguindo esta tecnologia, constituindo o chamado Sistema Solar de Geração Elétrica (SEGS), que tem oito unidades em operação, perfazendo 274 MW, encontram-se instaladas na Califórnia, USA, fabricadas pela Solar de Israel, constituindo a experiência de maior destaque na área solar. A **CEMIG** tem estudado a implantação de plantas similares, concluindo pela sua inviabilidade no momento. VENTURA Fo 111

A segunda modalidade está presente na conversão fotovoltaica da radiação solar em eletricidade, a aplicação que suscita maior interesse das pesquisas neste campo. Existem, comercialmente, dois tipos de células fotovoltaicas: Mono(ou poli)cristalinas ou de silício amorfo. As primeiras, mais caras, exibem eficiências ao redor de 10%, ao passo que as demais, mais largamente empregadas, da ordem de 6 %. As aplicações avaliadas como mais adequadas para este tipo de equipamento seriam: sinalização e iluminação de rodovias, iluminação temporária de edifícios, sistemas de alarme, transmissores, telemetria, telefones de emergência, ventilação, irrigação, refrigeração, veículos elétricos de recreação, etc. A região nordeste, por exemplo, apresenta os maiores índices de radiação solar nacionais, com pouca variação ao longo do dia e do ano, podendo vir a desenvolver algo em torno de 4×10^6 MWmed, considerando-se o aproveitamento da área de 37×10^4 ha, o índice de 500 cal/m^2 e a utilização de células convencionais, com os rendimentos atualmente praticados. CESP²⁹ e VENTURA^{Fo 111}

A **CESP** tem se destacado na aplicação de coletores fotovoltaicos. Desde 1986, por meio de convênios com Secretarias vem fornecendo eletricidade a comunidades isoladas, em áreas de proteção ambiental, tais como: Parques Estaduais, Estações Ecológicas, Reservas Florestais dentre outras. Procura assim conciliar a manutenção das condições básicas de saúde e educação locais, com um atendimento energético que não ocasione devastação destas áreas. ALMANÇA⁰⁷

Na área de saúde, instalou-se equipamentos de iluminação, refrigeração e comunicação em 7 postos localizados no Vale do Ribeira, municípios de Cananéia, Iporanga e Barra do Turvo. Na área de proteção ambiental equipou-se escolas, abrigos de pesquisa e

fiscalização, alojamentos e núcleos de manejo e educação ambiental, na Estação Ecológica Juréia-Itatins, situada no Vale do Ribeira. Prevê-se, ainda este ano, o lançamento do PROGRAMA ELDORADO, consistindo na instalação de infra-estrutura energética em Parques Estaduais do Litoral Paulista, para o fornecimento de iluminação, refrigeração e comunicação a escolas, postos de saúde, alojamentos e laboratórios; os 5 parques selecionados foram: Ilha Anchieta; Ilha Bela; Ilha do Cardoso; Picinguaba e Jacupiranga. ALMANÇA 07

F.5 - ENERGIA DO LIXO

O potencial energético nacional de projetos relacionados com o tratamento e disposição dos resíduos urbanos está estimado em 1000 MW. VENTURA F0 111

Nos grandes centros urbanos, o significativo encarecimento das soluções convencionais, como coleta seletiva e aterros sanitários, começa a inibir suas aplicações, mostrando portanto sua exaustão como maneira de resolução do problema lixo urbano. A solução aterro sanitário, por exemplo, tem experimentado uma implantação cada vez mais onerosa, dada a inexistência de áreas disponíveis. A incineração de resíduos cuja reciclagem não tenha sido possível é prática corrente em todo mundo, como forma de desinfecção e redução do volume de sólidos a manusear (as cinzas representam 15% do volume inicial). CESP 29

A cidade de São Paulo constitui exemplo expressivo de disponibilidade desse material: 13.500 t de resíduos urbanos são geradas diariamente. Neste contexto, a CESP desde fins dos anos 70, vem estudando a possibilidade de implantação de uma usina termoelétrica de aproximadamente 100 MW de potência na região metropolitana de São

Paulo. Os estudos sempre indicam custos de geração superiores às receitas advindas com a venda desta eletricidade. A solução preconizada seria a complementação da receita pelas prefeituras envolvidas, que pagariam pelo serviço de incineração. CESP²⁹

O último projeto de incineração de resíduos estudado pela empresa, que contaria inclusive com apoio de instituições japonesas de desenvolvimento regional, estava sendo dimensionado para gerar até 240.000 MWh/ano. O volume previsto de material a incinerar seria de 1.800 t diárias, sendo implantada na região de Santo Amaro. Além de se situar num centro de carga expressivo, a localização ainda propiciaria uma barreira biológica aos mananciais existentes no entorno. CESP²⁹

A Prefeitura do Município de São Paulo ultimamente tem promovido licitações visando a possibilidade da iniciativa privada instalarem projetos de menor porte e localizados em regiões específicas da cidade. Dificuldades legais, no entanto, têm dificultado a conclusão destes projetos. Como se trata de solução convencional a muitas localidades do porte de São Paulo, acredita-se que estas iniciativas terão êxito em futuro próximo.

ANEXO G - RESULTADOS DE SIMULAÇÕES COM O MODPIN

G.1 - SIMULAÇÕES COM CENÁRIO HIDROLÓGICO HISTÓRICO

G.1.1 - Expansão Determinística - Cenário 1 de Demanda

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:10:19:51

CENARIO DE DECISAO: 1 MELHOR SOLUCAO FOI OBTIDA NA ITERACAO : 24

P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ DE	NOME PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2001												
-	2	1952	H	ROSAL.....	100.0	100.0	0.0	32.0				JAN/2006
-	2	1956	H	FRANC AMARAL	100.0	100.0	72.0	27.0				JAN/2006
-	2	2126	H	BAGUARI.....	100.0	100.0	0.0	1119.0				JAN/2006
-	5	2403	H	IRAPE.....	100.0	100.0	4907.0	0.0				JAN/2006
-	2	5403	H	IRAPE... SE	100.0	100.0	4907.0	334.0				JAN/2006
-	4	3007	H	FOZ BEZERRA.	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2006
-	2	6057	H	FOZ BEZER SE	100.0	100.0	11484.0	415.0				JAN/2006
-	2	6007	H	FOZ BEZER TN	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2006
JAN/2002												
F	1	16	T	MS GAS NAT.	100.0	100.0					300.0	JAN/2003
JAN/2003												
	4	3019	H	C. MAGALHAES	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2008
	2	6069	H	C. MAGALH SE	100.0	100.0	386.0	156.0				JAN/2008
	2	6019	H	C. MAGALH TN	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2008
F	2	932	H	MANSO.....	100.0	100.0	2951.0	400.0				JAN/2004
F	2	1820	H	PICADA.....	100.0	100.0	545.0	70.0				JAN/2004
F	2	2103	H	PILAR I....	100.0	100.0	0.0	191.0				JAN/2004
F	5	2710	H	QUEIMADO...	100.0	100.0	604.0	0.0				JAN/2004
F	2	5710	H	QUEIMADO. SE	100.0	100.0	604.0	65.0				JAN/2004
F	4	6026	H	TUCURUI II	100.0	100.0	0.0	4100.0				JAN/2004
F		1	I	TNSE1 2- 4	100.0	100.0			1500.0	1500.0		JAN/2004
F	1	16	T	CANDIOTA 3-1	100.0	100.0					350.0	JAN/2004
JAN/2004												
	2	1244	H	VIRADOURO...	100.0	100.0	0.0	539.0				JAN/2009
+	1	1	T	CARVAO NAC-1	100.0	100.0					750.0	JAN/2008
+	1	2	T	CARVAO NAC-2	100.0	100.0					750.0	JAN/2008
JAN/2005												
	2	1829	H	ITAOCARA....	53.3	53.3	0.0	320.9				JAN/2010
	5	2751	H	PEDRA CAVALO	100.0	100.0	1646.0	318.0				JAN/2010
	4	3013	H	LAJEADO.MNTE	100.0	100.0	2282.0	0.0				JAN/2010
	2	6013	H	LAJEADO.M TN	100.0	100.0	2282.0	3381.0				JAN/2010
	2	3027	H	CANA BRAVA..	100.0	100.0	0.0	1156.0				JAN/2010
		3	I	SSE1 1- 2	100.0	100.0			2000.0	2000.0		JAN/2007
	2	3	T	GN IMP 2	100.0	100.0					900.0	JAN/2007
	2	8	T	CARV IMP	100.0	100.0					745.0	JAN/2012
JAN/2006												
	1	11	H	B.GRANDE.PEL	100.0	100.0	2634.0	530.0				JAN/2011

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:10:19:51

CONTINUACAO P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2006												
1		610	H	TELEMA BORBA	100.0	100.0	0.0	265.0				JAN/2011
1		611	H	MAUA.....	100.0	100.0	2670.0	351.0				JAN/2011
2		6	T	CARV IMP	100.0	100.0					745.0	JAN/2013
2		7	T	CARV IMP	100.0	100.0					745.0	JAN/2013
JAN/2007												
1		313	H	FUNDAO.....	100.0	100.0	0.0	193.0				JAN/2012
1		400	H	CUBATAO.....	100.0	100.0	37.0	9.0				JAN/2012
1		612	H	SAO JERONIMO	100.0	100.0	0.0	395.0				JAN/2012
1		614	H	CEBOLAO.....	100.0	100.0	0.0	439.0				JAN/2012
2		1242	H	BARRETOS....	100.0	100.0	0.0	611.0				JAN/2012
2		1493	H	SERRA FACAO.	100.0	100.0	5652.0	296.0				JAN/2012
2		1501	H	BOCAINA.....	100.0	100.0	6824.0	295.0				JAN/2012
2		1829	H	ITAOCARA....	46.7	100.0	0.0	602.0				JAN/2012
2		2136	H	RESPLENDO II	100.0	100.0	0.0	1445.0				JAN/2012
5		2728	H	SACOS.....	100.0	100.0	178.0	146.0				JAN/2012
4		3009	H	PEIXE.....	100.0	100.0	9900.0	0.0				JAN/2012
2		6009	H	PEIXE.... TN	100.0	100.0	9900.0	2636.0				JAN/2012
4		3024	H	ESTREITO.TOC	100.0	100.0	0.0	5393.0				JAN/2012
2		4	T	GN IMP 3	100.0	100.0					900.0	JAN/2009
2		5	T	GN IMP 4	100.0	100.0					900.0	JAN/2009
JAN/2008												
1		15	H	CAMPOS NOVOS	100.0	100.0	157.0	557.0				JAN/2013
2		1826	H	SIMPLICIO...	94.7	94.7	0.0	493.4				JAN/2013
JAN/2009												
1		33	H	GARABI.BINAC	100.0	100.0	5792.0	3112.0				JAN/2014
1		615	H	JATAIZINHO..	100.0	100.0	0.0	465.0				JAN/2014
4		3106	H	BELO MONTE..	100.0	100.0	6309.0	13892.0				JAN/2015
JAN/2010												
4		9	T	GN IMP	100.0	100.0					1500.0	JAN/2012
JAN/2011												
5		12	T	GN-NAC	100.0	100.0					814.0	JAN/2012

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:10:19:51

CONTINUACAO P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2011												
		5	T	GN-NAC	100.0	100.0					814.0	JAN/2012
JAN/2013												
	+	2	I	TNSE2 2- 4	100.0	100.0			8000.0	8000.0		JAN/2015

CUSTO DE INVESTIMENTO : 17529.42 MUS\$

G.1.2 - Expansão Determinística - Cenário 2 de Demanda

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED

DATA:15/04/94 HORA:10:19:51

CENARIO DE DECISAO: 2 MELHOR SOLUCAO FOI OBTIDA NA ITERACAO : 20

P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ DE PARA	NOME	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2001												
-	2	1952	H	ROSAL.....	100.0	100.0	0.0	32.0				JAN/2006
-	2	1956	H	FRANC AMARAL	100.0	100.0	72.0	27.0				JAN/2006
-	2	2126	H	BAGUARI.....	100.0	100.0	0.0	1119.0				JAN/2006
-	5	2403	H	IRAPE.....	100.0	100.0	4907.0	0.0				JAN/2006
-	2	5403	H	IRAPE... SE	100.0	100.0	4907.0	334.0				JAN/2006
-	4	3019	H	C. MAGALHAES	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2006
-	2	6069	H	C. MAGALH SE	100.0	100.0	386.0	156.0				JAN/2006
-	2	6019	H	C. MAGALH TN	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2006
JAN/2002												
	4	3013	H	LAJEADO.MNTE	100.0	100.0	2282.0	0.0				JAN/2007
	2	6013	H	LAJEADO.M TN	100.0	100.0	2282.0	3381.0				JAN/2007
F	1	16	T	MS GAS NAT.	100.0	100.0					300.0	JAN/2003
JAN/2003												
	4	3007	H	FOZ BEZERRA.	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2008
	2	6057	H	FOZ BEZER SE	100.0	100.0	11484.0	415.0				JAN/2008
	2	6007	H	FOZ BEZER TN	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2008
		3	I	SSE1 1- 2	100.0	100.0			2000.0	2000.0		JAN/2005
F	2	932	H	MANSO.....	100.0	100.0	2951.0	400.0				JAN/2004
F	2	1820	H	PICADA.....	100.0	100.0	545.0	70.0				JAN/2004
F	2	2103	H	PILAR I.....	100.0	100.0	0.0	191.0				JAN/2004
F	5	2710	H	QUEIMADO....	100.0	100.0	604.0	0.0				JAN/2004
F	2	5710	H	QUEIMADO. SE	100.0	100.0	604.0	65.0				JAN/2004
F	4	6026	H	TUCURUI II	100.0	100.0	0.0	4100.0				JAN/2004
F		1	I	TNSE1 2- 4	100.0	100.0			1500.0	1500.0		JAN/2004
F	1	16	T	CANDIOTA 3-1	100.0	100.0					350.0	JAN/2004
JAN/2004												
	2	3027	H	CANA BRAVA..	100.0	100.0	0.0	1156.0				JAN/2009
+	1	1	T	CARVAO NAC-1	100.0	100.0					750.0	JAN/2008
+	1	2	T	CARVAO NAC-2	100.0	100.0					750.0	JAN/2008
JAN/2005												
	2	1829	H	ITAOCARA....	98.0	98.0	0.0	589.7				JAN/2010
	5	2751	H	PEDRA CAVALO	100.0	100.0	1646.0	318.0				JAN/2010
	4	3009	H	PEIXE.....	100.0	100.0	9900.0	0.0				JAN/2010
	2	6009	H	PEIXE... TN	100.0	100.0	9900.0	2636.0				JAN/2010
	2	6	T	CARV IMP	100.0	100.0					745.0	JAN/2012
	2	7	T	CARV IMP	100.0	100.0					745.0	JAN/2012
	2	8	T	CARV IMP	100.0	100.0					745.0	JAN/2012

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:10:19:51

CONTINUACAO P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2006												
1		11	H	B.GRANDE.PEL	100.0	100.0	2634.0	530.0				JAN/2011
1		313	H	FUNDAO.....	100.0	100.0	0.0	193.0				JAN/2011
1		400	H	CUBATAO.....	100.0	100.0	37.0	9.0				JAN/2011
1		611	H	MAUA.....	100.0	100.0	2670.0	351.0				JAN/2011
2		1829	H	ITACARA....	2.0	100.0	0.0	602.0				JAN/2011
2		3	T	GN IMP 2	100.0	100.0					900.0	JAN/2008
2		4	T	GN IMP 3	100.0	100.0					900.0	JAN/2008
2		5	T	GN IMP 4	100.0	100.0					900.0	JAN/2008
JAN/2007												
1		15	H	CAMPOS NOVOS	100.0	100.0	157.0	557.0				JAN/2012
1		610	H	TELEMA BORBA	100.0	100.0	0.0	265.0				JAN/2012
1		612	H	SAO JERONIMO	100.0	100.0	0.0	395.0				JAN/2012
1		614	H	CEBOLAO.....	100.0	100.0	0.0	439.0				JAN/2012
1		615	H	JATAIZINHO..	57.1	57.1	0.0	265.3				JAN/2012
2		1242	H	BARRETOS....	100.0	100.0	0.0	611.0				JAN/2012
2		1244	H	VIRADOURO...	100.0	100.0	0.0	539.0				JAN/2012
2		1493	H	SERRA FACAO.	100.0	100.0	5652.0	296.0				JAN/2012
2		1501	H	BOCAINA.....	100.0	100.0	6824.0	295.0				JAN/2012
2		1510	H	CAPIM BRANCO	100.0	100.0	1745.0	753.0				JAN/2012
2		2136	H	RESPLENDO II	100.0	100.0	0.0	1445.0				JAN/2012
5		2709	H	FORMOSO.....	100.0	100.0	2385.0	0.0				JAN/2012
2		5709	H	FORMOSO.. SE	100.0	100.0	2385.0	1131.0				JAN/2012
4		3024	H	ESTREITO.TOC	100.0	100.0	0.0	5393.0				JAN/2012
JAN/2008												
1		615	H	JATAIZINHO..	42.9	100.0	0.0	465.0				JAN/2013
2		1826	H	SIMPLICIO...	60.3	60.3	0.0	314.3				JAN/2013
5		2728	H	SACOS.....	100.0	100.0	178.0	146.0				JAN/2013
4		3106	H	BELO MONTE..	100.0	100.0	6309.0	13892.0				JAN/2014
JAN/2009												
1		33	H	GARABI.BINAC	100.0	100.0	5792.0	3112.0				JAN/2014
4		3044	H	SER QUEBRADA	100.0	100.0	0.0	5257.0				JAN/2014
JAN/2011												
		2	I	TNSE2 2- 4	100.0	100.0			8000.0	8000.0		JAN/2013

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:10:19:51

CONTINUACAO P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2011												
		4	T	GN IMP	100.0	100.0					1500.0	JAN/2013
JAN/2012												
		5	T	GN-NAC	100.0	100.0					814.0	JAN/2013
		5	T	GN-NAC	100.0	100.0					814.0	JAN/2013

CUSTO DE INVESTIMENTO : 19558.94 MUS\$

G.1.3 - Expansão Critério MINIMAX - Cenário 1 de Demanda

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED

DATA:15/04/94 HORA:10:19:51

CENARIO DE DECISAO: 1 MELHOR SOLUCAO FOI OBTIDA NA ITERACAO : 53

P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2001												
-	2	1952	H	ROSAL.....	100.0	100.0	0.0	32.0				JAN/2006
-	2	1956	H	FRANC AMARAL	100.0	100.0	72.0	27.0				JAN/2006
-	2	2126	H	BAGUARI.....	100.0	100.0	0.0	1119.0				JAN/2006
-	5	2403	H	IRAPE.....	100.0	100.0	4907.0	0.0				JAN/2006
-	2	5403	H	IRAPE... SE	100.0	100.0	4907.0	334.0				JAN/2006
-	4	3019	H	C. MAGALHAES	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2006
-	2	6069	H	C. MAGALH SE	100.0	100.0	386.0	156.0				JAN/2006
-	2	6019	H	C. MAGALH TN	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2006
JAN/2002												
	2	1244	H	VIRADOURO...	100.0	100.0	0.0	539.0				JAN/2007
	2	1829	H	ITAOCARA...	60.7	60.7	0.0	365.3				JAN/2007
	4	3007	H	FOZ BEZERRA.	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2007
	2	6057	H	FOZ BEZER SE	100.0	100.0	11484.0	415.0				JAN/2007
	2	6007	H	FOZ BEZER TN	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2007
F	1	16	T	MS GAS NAT.	100.0	100.0					300.0	JAN/2003
JAN/2003												
F	2	932	H	MANSO.....	100.0	100.0	2951.0	400.0				JAN/2004
F	2	1820	H	PICADA.....	100.0	100.0	545.0	70.0				JAN/2004
F	2	2103	H	PILAR I.....	100.0	100.0	0.0	191.0				JAN/2004
F	5	2710	H	QUEIMADO...	100.0	100.0	604.0	0.0				JAN/2004
F	2	5710	H	QUEIMADO. SE	100.0	100.0	604.0	65.0				JAN/2004
F	4	6026	H	TUCURUI II	100.0	100.0	0.0	4100.0				JAN/2004
F		1	I	TNSE1 2- 4	100.0	100.0			1500.0	1500.0		JAN/2004
F	1	16	T	CANDIOTA 3-1	100.0	100.0					350.0	JAN/2004
JAN/2004												
	2	3027	H	CANA BRAVA..	100.0	100.0	0.0	1156.0				JAN/2009
		3	I	SSE1 1- 2	100.0	100.0			2000.0	2000.0		JAN/2006
+	1	1	T	CARVAO NAC-1	100.0	100.0					750.0	JAN/2008
+	1	2	T	CARVAO NAC-2	100.0	100.0					750.0	JAN/2008
JAN/2005												
	5	2751	H	PEDRA CAVALO	100.0	100.0	1646.0	318.0				JAN/2010
	4	3009	H	PEIXE.....	100.0	100.0	9900.0	0.0				JAN/2010
	2	6009	H	PEIXE... TN	100.0	100.0	9900.0	2636.0				JAN/2010
	4	3013	H	LAJEADO.MNTE	100.0	100.0	2282.0	0.0				JAN/2010
	2	6013	H	LAJEADO.M TN	100.0	100.0	2282.0	3381.0				JAN/2010
JAN/2006												
	1	11	H	B.GRANDE.PEL	100.0	100.0	2634.0	530.0				JAN/2011

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:10:19:51

CONTINUACAO P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST INTER	USINA PRJ	TIP DE	NOME PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2006												
1	611	H	MAUA.....		100.0	100.0	2670.0	351.0				JAN/2011
2	3	T	GN IMP 2		100.0	100.0					900.0	JAN/2008
2	4	T	GN IMP 3		100.0	100.0					900.0	JAN/2008
2	5	T	GN IMP 4		100.0	100.0					900.0	JAN/2008
2	6	T	CARV IMP		100.0	100.0					745.0	JAN/2013
2	7	T	CARV IMP		100.0	100.0					745.0	JAN/2013
JAN/2007												
2	1493	H	SERRA FACAO.		100.0	100.0	5652.0	296.0				JAN/2012
2	1501	H	BOCAINA.....		100.0	100.0	6824.0	295.0				JAN/2012
4	3024	H	ESTREITO.TOC		100.0	100.0	0.0	5393.0				JAN/2012
4	3044	H	SER QUEBRADA		100.0	100.0	0.0	5257.0				JAN/2012
JAN/2008												
1	15	H	CAMPOS NOVOS		100.0	100.0	157.0	557.0				JAN/2013
1	313	H	FUNDAO.....		100.0	100.0	0.0	193.0				JAN/2013
2	1829	H	ITAOCARA....		8.4	69.1	0.0	416.1				JAN/2013
4	3106	H	BELO MONTE..		100.0	100.0	6309.0	13892.0				JAN/2014
JAN/2009												
1	400	H	CUBATAO.....		100.0	100.0	37.0	9.0				JAN/2014
1	610	H	TELEMA BORBA		100.0	100.0	0.0	265.0				JAN/2014
1	612	H	SAO JERONIMO		100.0	100.0	0.0	395.0				JAN/2014
1	614	H	CEBOLAO.....		100.0	100.0	0.0	439.0				JAN/2014
1	615	H	JATAIZINHO..		100.0	100.0	0.0	465.0				JAN/2014
	2	I	TNSE2 2- 4		100.0	100.0			8000.0	8000.0		JAN/2011
JAN/2011												
4	9	T	GN IMP		92.7	92.7					1390.1	JAN/2013
JAN/2012												
5	12	T	GN-NAC		100.0	100.0					814.0	JAN/2013
5	13	T	GN-NAC		100.0	100.0					814.0	JAN/2013

CUSTO DE INVESTIMENTO : 17975.18 MUS\$

G.1.4 - Expansão Critério MINIMAX - Cenário 2 de Demanda

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:10:19:51

CENARIO DE DECISAO: 2 MELHOR SOLUCAO FOI OBTIDA NA ITERACAO : 53

P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2001												
-	2	1952	H	ROSAL.....	100.0	100.0	0.0	32.0				JAN/2006
-	2	1956	H	FRANC AMARAL	100.0	100.0	72.0	27.0				JAN/2006
-	2	2126	H	BAGUARI.....	100.0	100.0	0.0	1119.0				JAN/2006
-	5	2403	H	IRAPE.....	100.0	100.0	4907.0	0.0				JAN/2006
-	2	5403	H	IRAPE... SE	100.0	100.0	4907.0	334.0				JAN/2006
-	4	3019	H	C. MAGALHAES	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2006
-	2	6069	H	C. MAGALH SE	100.0	100.0	386.0	156.0				JAN/2006
-	2	6019	H	C. MAGALH TN	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2006
JAN/2002												
	2	1244	H	VIRADOURO...	100.0	100.0	0.0	539.0				JAN/2007
	2	1829	H	ITAOCARA...	60.7	60.7	0.0	365.3				JAN/2007
	4	3007	H	FOZ BEZERRA.	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2007
	2	6057	H	FOZ BEZER SE	100.0	100.0	11484.0	415.0				JAN/2007
	2	6007	H	FOZ BEZER TN	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2007
F	1	16	T	MS GAS NAT.	100.0	100.0					300.0	JAN/2003
JAN/2003												
F	2	932	H	MANSO.....	100.0	100.0	2951.0	400.0				JAN/2004
F	2	1820	H	PICADA.....	100.0	100.0	545.0	70.0				JAN/2004
F	2	2103	H	PILAR I.....	100.0	100.0	0.0	191.0				JAN/2004
F	5	2710	H	QUEIMADO....	100.0	100.0	604.0	0.0				JAN/2004
F	2	5710	H	QUEIMADO. SE	100.0	100.0	604.0	65.0				JAN/2004
F	4	6026	H	TUCURUI II	100.0	100.0	0.0	4100.0				JAN/2004
F		1	I	TNSE1 2- 4	100.0	100.0			1500.0	1500.0		JAN/2004
F	1	16	T	CANDIOTA 3-1	100.0	100.0					350.0	JAN/2004
JAN/2004												
	2	3027	H	CANA BRAVA..	100.0	100.0	0.0	1156.0				JAN/2009
		3	I	SSE1 1- 2	100.0	100.0			2000.0	2000.0		JAN/2006
+	1	1	T	CARVAO NAC-1	100.0	100.0					750.0	JAN/2008
+	1	2	T	CARVAO NAC-2	100.0	100.0					750.0	JAN/2008
JAN/2005												
	1	11	H	B.GRANDE.PEL	98.5	98.5	2595.4	522.2				JAN/2010
	2	1242	H	BARRETOS....	100.0	100.0	0.0	611.0				JAN/2010
	2	1829	H	ITAOCARA....	39.3	100.0	0.0	602.0				JAN/2010
	5	2751	H	PEDRA CAVALO	100.0	100.0	1646.0	318.0				JAN/2010
	4	3013	H	LAJEADO.MNTE	100.0	100.0	2282.0	0.0				JAN/2010
	2	6013	H	LAJEADO.M TN	100.0	100.0	2282.0	3381.0				JAN/2010

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:10:19:51

CONTINUACAO P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2005												
2		3	T	GN IMP 2	100.0	100.0					900.0	JAN/2007
2		4	T	GN IMP 3	100.0	100.0					900.0	JAN/2007
2		5	T	GN IMP 4	100.0	100.0					900.0	JAN/2007
2		7	T	CARV IMP	100.0	100.0					745.0	JAN/2012
2		8	T	CARV IMP	100.0	100.0					745.0	JAN/2012
JAN/2006												
1		11	H	B.GRANDE.PEL	1.5	100.0	2634.0	530.0				JAN/2011
1		313	H	FUNDAO.....	100.0	100.0	0.0	193.0				JAN/2011
1		611	H	MAUA.....	100.0	100.0	2670.0	351.0				JAN/2011
2		1501	H	BOCAINA.....	100.0	100.0	6824.0	295.0				JAN/2011
2		2136	H	RESPLENDO II	100.0	100.0	0.0	1445.0				JAN/2011
5		2709	H	FORMOSO.....	100.0	100.0	2385.0	0.0				JAN/2011
2		5709	H	FORMOSO.. SE	100.0	100.0	2385.0	1131.0				JAN/2011
4		3009	H	PEIXE.....	100.0	100.0	9900.0	0.0				JAN/2011
2		6009	H	PEIXE.... TN	100.0	100.0	9900.0	2636.0				JAN/2011
2		6	T	CARV IMP	100.0	100.0					745.0	JAN/2013
JAN/2007												
2		1493	H	SERRA FACAO.	100.0	100.0	5652.0	296.0				JAN/2012
2		1510	H	CAPIM BRANCO	100.0	100.0	1745.0	753.0				JAN/2012
4		3016	H	TUPIRATINS..	100.0	100.0	0.0	4623.0				JAN/2012
4		3024	H	ESTREITO.TOC	100.0	100.0	0.0	5393.0				JAN/2012
4		3044	H	SER QUEBRADA	100.0	100.0	0.0	5257.0				JAN/2012
JAN/2008												
1		15	H	CAMPOS NOVOS	100.0	100.0	157.0	557.0				JAN/2013
1		610	H	TELEMA BORBA	100.0	100.0	0.0	265.0				JAN/2013
1		612	H	SAO JERONIMO	100.0	100.0	0.0	395.0				JAN/2013
1		614	H	CEBOLAO.....	100.0	100.0	0.0	439.0				JAN/2013
5		2728	H	SACOS.....	65.4	65.4	116.3	95.4				JAN/2013
JAN/2009												
1		33	H	GARABI.BINAC	100.0	100.0	5792.0	3112.0				JAN/2014
1		400	H	CUBATAO.....	100.0	100.0	37.0	9.0				JAN/2014
1		615	H	JATAIZINHO..	100.0	100.0	0.0	465.0				JAN/2014
4		3106	H	BELO MONTE..	100.0	100.0	6309.0	13892.0				JAN/2015

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:10:19:51

CONTINUACAO P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2011												
4		9	T	GN IMP	100.0	100.0					1500.0	JAN/2013
JAN/2012												
5		12	T	GN-NAC	100.0	100.0					814.0	JAN/2013
5		13	T	GN-NAC	100.0	100.0					814.0	JAN/2013
JAN/2013												
+		2	I	TNSE2 2- 4	100.0	100.0			8000.0	8000.0		JAN/2015

CUSTO DE INVESTIMENTO : 19469.96 MUS\$

G.1.5 - Sumário da Expansão pelo Critério SAVAGE - MINIMAX

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995
 ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 ORA:10:19:51
 RELATORIO DE VALORES DE ARREPENDIMENTO ***

MINIMO MAXIMO ARREPENDIMENTO : 0.00

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X					
CENARIO	CENARIO	CI+CO+CF	CI+CO+CF	ARREPENDIMENTO	LIMITACAO
MERCADO	DECISAO	CRITERIO	CENARIO	MUS\$	MUS\$
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X					
1	1	25063.385	25066.234	-2.84914064	
2	2	27182.068	27462.436	-280.36874044	

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995
 ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:10:19:51
 SOLUCAO OBTIDA NA ITERACAO : 53 P L A N O D E E X P A N S A O - CRITERIO MINIMAX

JAN/2001	-ROSAL.	
	-FRANC	
	-BAGUAR	
	-IRAPE.	
	-C. MAG	
	-----!	!
JAN/2002	VIRADO	!
	ITAOCA60%	
	FOZ BE	
	-----!	!
JAN/2003		!
	-----!	!
JAN/2004	CANA B	!
	SSE1	
	+CARVAO	
	+CARVAO	
	-----!	!
JAN/2005	PEDRA	B.GRAN98%
	PEIXE.	BARRET
	LAJEAD	ITAOCA39%
		! PEDRA
		! LAJEAD
		! GN IMP
		! GN IMP
		! GN IMP
		! CARV I
		! CARV I
	-----!	-----!
JAN/2006	B.GRAN	B.GRAN 1%
	MAUA..	FUNDAO
	GN IMP	MAUA..
	GN IMP	BOCAIN
	GN IMP	RESPLE
	CARV I	FORMOS
	CARV I	PEIXE.
		! CARV I

```

-----!-----!
JAN/2007  SERRA      SERRA
          BOCAIN    CAPIM
          ESTREI    TUPIRA
          SER QU    ESTREI
                   ! SER QU
-----!-----!
JAN/2008  CAMPOS    CAMPOS
          FUNDAO    TELEMA
          ITAOCA 8%  SAO JE
          BELO M    CEBOLA
                   ! SACOS.65%
-----!-----!
JAN/2009  CUBATA    GARABI
          TELEMA    CUBATA
          SAO JE    JATAIZ
          CEBOLA    BELO M
          JATAIZ    !
          TNSE2      !
-----!-----!
JAN/2010  !          !
-----!-----!
JAN/2011  GN IMP92%  GN IMP
-----!-----!
JAN/2012  GN-NAC     GN-NAC
          GN-NAC     GN-NAC
-----!-----!
JAN/2013  !+TNSE2
-----!-----!
JAN/2014  !          !
-----!-----!
JAN/2015  !          !
-----!-----!
DECISAO: 1 DECISAO: 2
1: -2.8 2: -280.4
          TEMPO TOTAL DE CPU FASE 2
          INVESTIMENTO: 3895.00 s
          OPERACAO : 1312.74 s
          FINANCEIRO : 0.00 s

```

G.2 - SIMULAÇÕES COM CENÁRIO HIDROLÓGICO SISTEMATICAMENTE CRÍTICO

G.2.1 - Expansão Determinística - Cenário 1 de Demanda

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED

DATA:15/04/94 HORA:13:31:27

CENARIO DE DECISAO: 1 MELHOR SOLUCAO FOI OBTIDA NA ITERACAO : 25

P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST INTER	USINA PRJ	TIP DE	NOME PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2001												
-	1	11	H	B.GRANDE.PEL	31.8	31.8	836.4	168.3				JAN/2006
-	2	1952	H	ROSAL.....	100.0	100.0	0.0	32.0				JAN/2006
-	2	1956	H	FRANC AMARAL	100.0	100.0	72.0	27.0				JAN/2006
-	2	2126	H	BAGUARI.....	100.0	100.0	0.0	1119.0				JAN/2006
-	5	2403	H	IRAPE.....	100.0	100.0	4907.0	0.0				JAN/2006
-	2	5403	H	IRAPE.... SE	100.0	100.0	4907.0	334.0				JAN/2006
-	4	3009	H	PEIXE.....	100.0	100.0	9900.0	0.0				JAN/2006
-	2	6009	H	PEIXE.... TN	100.0	100.0	9900.0	2636.0				JAN/2006
-	4	3013	H	LAJEADO.MNTE	100.0	100.0	2282.0	0.0				JAN/2006
-	2	6013	H	LAJEADO.M TN	100.0	100.0	2282.0	3381.0				JAN/2006
-	4	3019	H	C. MAGALHAES	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2006
-	2	6069	H	C. MAGALH SE	100.0	100.0	386.0	156.0				JAN/2006
-	2	6019	H	C. MAGALH TN	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2006
-	1	1	T	CARVAO NAC-1	100.0	100.0					750.0	JAN/2005
-	1	2	T	CARVAO NAC-2	100.0	100.0					750.0	JAN/2005
-	2	3	T	GN IMP 2	100.0	100.0					900.0	JAN/2003
-	2	4	T	GN IMP 3	100.0	100.0					900.0	JAN/2003
-	2	5	T	GN IMP 4	100.0	100.0					900.0	JAN/2003
-	4	9	T	GN IMP	41.3	41.3					619.2	JAN/2003
JAN/2002												
	1	313	H	FUNDAO.....	100.0	100.0	0.0	193.0				JAN/2007
	2	1244	H	VIRADOURO...	100.0	100.0	0.0	539.0				JAN/2007
	4	3007	H	FOZ BEZERRA.	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2007
	2	6057	H	FOZ BEZER SE	100.0	100.0	11484.0	415.0				JAN/2007
	2	6007	H	FOZ BEZER TN	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2007
F	1	9	T	MS GAS NAT.	100.0	100.0					300.0	JAN/2003
JAN/2003												
	2	1242	H	BARRETOS....	100.0	100.0	0.0	611.0				JAN/2008
F	2	932	H	MANSO.....	100.0	100.0	2951.0	400.0				JAN/2004
F	2	1820	H	PICADA.....	100.0	100.0	545.0	70.0				JAN/2004
F	2	2103	H	PILAR I.....	100.0	100.0	0.0	191.0				JAN/2004
F	5	2710	H	QUEIMADO....	100.0	100.0	604.0	0.0				JAN/2004
F	2	5710	H	QUEIMADO. SE	100.0	100.0	604.0	65.0				JAN/2004
F	4	6026	H	TUCURUI II	100.0	100.0	0.0	4100.0				JAN/2004
F	1	1	I	TNSE1 2- 4	100.0	100.0			1500.0	1500.0		JAN/2004
F	1	9	T	CANDIOTA 3-1	100.0	100.0					350.0	JAN/2004
JAN/2004												
	2	1829	H	ITAOCARA....	100.0	100.0	0.0	602.0				JAN/2009

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:13:31:27

CONTINUACAO

P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2004												
	2	2136	H	RESPLENDO II	100.0	100.0	0.0	1445.0				JAN/2009
	5	2751	H	PEDRA CAVALO	100.0	100.0	1646.0	318.0				JAN/2009
	4	3106	H	BELO MONTE..	100.0	100.0	6309.0	13892.0				JAN/2010
		3	I	SSE1 1- 2	100.0	100.0			2000.0	2000.0		JAN/2006
JAN/2005												
	2	3027	H	CANA BRAVA..	100.0	100.0	0.0	1156.0				JAN/2010
JAN/2006												
	1	11	H	B.GRANDE.PEL	68.2	100.0	2634.0	530.0				JAN/2011
	1	15	H	CAMPOS NOVOS	100.0	100.0	157.0	557.0				JAN/2011
	5	2728	H	SACOS.....	100.0	100.0	178.0	146.0				JAN/2011
JAN/2007												
	1	612	H	SAO JERONIMO	62.3	62.3	0.0	245.9				JAN/2012
	1	614	H	CEBOLAO.....	100.0	100.0	0.0	439.0				JAN/2012
	4	3016	H	TUPIRATINS..	100.0	100.0	0.0	4623.0				JAN/2012
	4	3024	H	ESTREITO.TOC	100.0	100.0	0.0	5393.0				JAN/2012
	4	3044	H	SER QUEBRADA	100.0	100.0	0.0	5257.0				JAN/2012
	2	6	T	CARV IMP	100.0	100.0					745.0	JAN/2014
JAN/2008												
	2	1493	H	SERRA FACAO.	24.5	24.5	1384.3	72.5				JAN/2013
		2	I	TNSE2 2- 4	100.0	100.0			8000.0	8000.0		JAN/2010
JAN/2009												
	1	33	H	GARABI.BINAC	100.0	100.0	5792.0	3112.0				JAN/2014
	1	400	H	CUBATAO.....	100.0	100.0	37.0	9.0				JAN/2014
	1	612	H	SAO JERONIMO	37.7	100.0	0.0	395.0				JAN/2014
	1	615	H	JATAIZINHO..	100.0	100.0	0.0	465.0				JAN/2014
	4	9	T	GN IMP	58.7	100.0					1500.0	JAN/2011
JAN/2010												
	1	610	H	TELEMA BORBA	100.0	100.0	0.0	265.0				JAN/2015
	1	611	H	MAUA.....	100.0	100.0	2670.0	351.0				JAN/2015

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:13:31:27

CONTINUACAO

P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2011												
	2	1501	H	BOCAINA.....	100.0	100.0	6824.0	295.0				JAN/2016
JAN/2013												
	5	12	T	GN-NAC	100.0	100.0					814.0	JAN/2014
	5	13	T	GN-NAC	100.0	100.0					814.0	JAN/2014

CUSTO DE INVESTIMENTO : 23633.09 MUS\$

G.2.2 - Expansão Determinística - Cenário 2 de Demanda

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:13:31:27

CENARIO DE DECISAO: 2 MELHOR SOLUCAO FOI OBTIDA NA ITERACAO : 19

P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2001												
-	1	11	H	B.GRANDE.PEL	100.0	100.0	2634.0	530.0				JAN/2006
-	1	313	H	FUNDAO.....	100.0	100.0	0.0	193.0				JAN/2006
-	2	1242	H	BARRETOS....	100.0	100.0	0.0	611.0				JAN/2006
-	2	1244	H	VIRADOURO...	100.0	100.0	0.0	539.0				JAN/2006
-	2	1829	H	ITAOCARA....	100.0	100.0	0.0	602.0				JAN/2006
-	2	1952	H	ROSAL.....	100.0	100.0	0.0	32.0				JAN/2006
-	2	1956	H	FRANC AMARAL	100.0	100.0	72.0	27.0				JAN/2006
-	2	2126	H	BAGUARI.....	100.0	100.0	0.0	1119.0				JAN/2006
-	2	2136	H	RESPLENDO II	100.0	100.0	0.0	1445.0				JAN/2006
-	5	2403	H	IRAPE.....	100.0	100.0	4907.0	0.0				JAN/2006
-	2	5403	H	IRAPE.... SE	100.0	100.0	4907.0	334.0				JAN/2006
-	4	3007	H	FOZ BEZERRA.	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2006
-	2	6057	H	FOZ BEZER SE	100.0	100.0	11484.0	415.0				JAN/2006
-	2	6007	H	FOZ BEZER TN	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2006
-	4	3009	H	PEIXE.....	100.0	100.0	9900.0	0.0				JAN/2006
-	2	6009	H	PEIXE.... TN	100.0	100.0	9900.0	2636.0				JAN/2006
-	4	3013	H	LAJEADO.MNTE	100.0	100.0	2282.0	0.0				JAN/2006
-	2	6013	H	LAJEADO.M TN	100.0	100.0	2282.0	3381.0				JAN/2006
-	4	3019	H	C. MAGALHAES	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2006
-	2	6069	H	C. MAGALH SE	100.0	100.0	386.0	156.0				JAN/2006
-	2	6019	H	C. MAGALH TN	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2006
-	2	3027	H	CANA BRAVA..	100.0	100.0	0.0	1156.0				JAN/2006
-	1	2	T	CARVAO NAC-2	100.0	100.0					750.0	JAN/2005
-	2	3	T	GN IMP 2	100.0	100.0					900.0	JAN/2003
-	2	4	T	GN IMP 3	100.0	100.0					900.0	JAN/2003
-	2	5	T	GN IMP 4	100.0	100.0					900.0	JAN/2003
-	4	9	T	GN IMP	71.3	71.3					1069.1	JAN/2003
JAN/2002												
	1	610	H	TELEMA BORBA	100.0	100.0	0.0	265.0				JAN/2007
	1	612	H	SAO JERONIMO	44.9	44.9	0.0	177.2				JAN/2007
	4	9	T	GN IMP	6.4	77.7					1165.4	JAN/2004
F	1	9	T	MS GAS NAT.	100.0	100.0					300.0	JAN/2003
JAN/2003												
	5	2709	H	FORMOSO.....	100.0	100.0	2385.0	0.0				JAN/2008
	2	5709	H	FORMOSO.. SE	100.0	100.0	2385.0	1131.0				JAN/2008
F	2	932	H	MANSO.....	100.0	100.0	2951.0	400.0				JAN/2004
F	2	1820	H	PICADA.....	100.0	100.0	545.0	70.0				JAN/2004
F	2	2103	H	PILAR I.....	100.0	100.0	0.0	191.0				JAN/2004
F	5	2710	H	QUEIMADO....	100.0	100.0	604.0	0.0				JAN/2004
F	2	5710	H	QUEIMADO. SE	100.0	100.0	604.0	65.0				JAN/2004

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:13:31:27

CONTINUACAO P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2003	F	4	6026	H	TUCURUI II	100.0	100.0	0.0	4100.0			JAN/2004
	F	1	1	I	TNSE1 2- 4	100.0	100.0			1500.0	1500.0	JAN/2004
	F	1	9	T	CANDIOTA 3-1	100.0	100.0				350.0	JAN/2004
JAN/2004		5	2751	H	PEDRA CAVALO	100.0	100.0	1646.0	318.0			JAN/2009
	+	1	1	T	CARVAO NAC-1	100.0	100.0				750.0	JAN/2008
		2	6	T	CARV IMP	100.0	100.0				745.0	JAN/2011
		2	8	T	CARV IMP	100.0	100.0				745.0	JAN/2011
JAN/2005		5	2728	H	SACOS.....	100.0	100.0	178.0	146.0			JAN/2010
		4	3024	H	ESTREITO.TOC	100.0	100.0	0.0	5393.0			JAN/2010
		4	3106	H	BELO MONTE..	100.0	100.0	6309.0	13892.0			JAN/2011
		2	7	T	CARV IMP	100.0	100.0				745.0	JAN/2012
JAN/2006		1	15	H	CAMPOS NOVOS	100.0	100.0	157.0	557.0			JAN/2011
		1	400	H	CUBATAO.....	100.0	100.0	37.0	9.0			JAN/2011
		1	611	H	MAUA.....	100.0	100.0	2670.0	351.0			JAN/2011
		1	612	H	SAO JERONIMO	55.1	100.0	0.0	395.0			JAN/2011
		1	614	H	CEBOLAO.....	100.0	100.0	0.0	439.0			JAN/2011
		1	615	H	JATAIZINHO..	100.0	100.0	0.0	465.0			JAN/2011
		4	3016	H	TUPIRATINS..	100.0	100.0	0.0	4623.0			JAN/2011
		4	3044	H	SER QUEBRADA	100.0	100.0	0.0	5257.0			JAN/2011
JAN/2007		1	33	H	GARABI.BINAC	100.0	100.0	5792.0	3112.0			JAN/2012
JAN/2008		2	1493	H	SERRA FACAO.	100.0	100.0	5652.0	296.0			JAN/2013
		2	1501	H	BOCAINA.....	100.0	100.0	6824.0	295.0			JAN/2013
JAN/2009		2	1826	H	SIMPLICIO...	32.0	32.0	0.0	166.7			JAN/2014

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:13:31:27

CONTINUACAO P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2009		2	I	TNSE2 2- 4	100.0	100.0			8000.0	8000.0		JAN/2011
JAN/2011		4	T	GN IMP	22.3	100.0					1500.0	JAN/2013
JAN/2012		3	I	SSE1 1- 2	100.0	100.0			2000.0	2000.0		JAN/2014
JAN/2013		5	T	GN-NAC	100.0	100.0					814.0	JAN/2014
		5	T	GN-NAC	100.0	100.0					814.0	JAN/2014

CUSTO DE INVESTIMENTO : 25295.55 MUS\$

G.2.3 - Expansão Critério MINIMAX - Cenário 1 de Demanda

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:13:31:27

CENARIO DE DECISAO: 1 MELHOR SOLUCAO FOI OBTIDA NA ITERACAO : 20

P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ DE	NOME PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2001												
-	1	11	H	B.GRANDE.PEL	100.0	100.0	2634.0	530.0				JAN/2006
-	1	313	H	FUNDAO.....	100.0	100.0	0.0	193.0				JAN/2006
-	2	1952	H	ROSAL.....	100.0	100.0	0.0	32.0				JAN/2006
-	2	1956	H	FRANC AMARAL	100.0	100.0	72.0	27.0				JAN/2006
-	2	2126	H	BAGUARI.....	100.0	100.0	0.0	1119.0				JAN/2006
-	2	2136	H	RESPLENDO II	8.2	8.2	0.0	118.3				JAN/2006
-	5	2403	H	IRAPE.....	100.0	100.0	4907.0	0.0				JAN/2006
-	2	5403	H	IRAPE... SE	100.0	100.0	4907.0	334.0				JAN/2006
-	4	3007	H	FOZ BEZERRA.	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2006
-	2	6057	H	FOZ BEZER SE	100.0	100.0	11484.0	415.0				JAN/2006
-	2	6007	H	FOZ BEZER TN	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2006
-	4	3009	H	PEIXE.....	100.0	100.0	9900.0	0.0				JAN/2006
-	2	6009	H	PEIXE... TN	100.0	100.0	9900.0	2636.0				JAN/2006
-	4	3013	H	LAJEADO.MNTE	100.0	100.0	2282.0	0.0				JAN/2006
-	2	6013	H	LAJEADO.M TN	100.0	100.0	2282.0	3381.0				JAN/2006
-	4	3019	H	C. MAGALHAES	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2006
-	2	6069	H	C. MAGALH SE	100.0	100.0	386.0	156.0				JAN/2006
-	2	6019	H	C. MAGALH TN	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2006
-	1	1	T	CARVAO NAC-1	100.0	100.0					750.0	JAN/2005
-	1	2	T	CARVAO NAC-2	100.0	100.0					750.0	JAN/2005
-	2	3	T	GN IMP 2	100.0	100.0					900.0	JAN/2003
-	2	4	T	GN IMP 3	100.0	100.0					900.0	JAN/2003
-	2	5	T	GN IMP 4	100.0	100.0					900.0	JAN/2003
-	4	9	T	GN IMP	52.6	52.6					789.6	JAN/2003
JAN/2002												
	2	1242	H	BARRETOS....	100.0	100.0	0.0	611.0				JAN/2007
	2	1244	H	VIRADOURO...	100.0	100.0	0.0	539.0				JAN/2007
	2	1829	H	ITAOCARA....	100.0	100.0	0.0	602.0				JAN/2007
F	1	9	T	MS GAS NAT.	100.0	100.0					300.0	JAN/2003
JAN/2003												
F	2	932	H	MANSO.....	100.0	100.0	2951.0	400.0				JAN/2004
F	2	1820	H	PICADA.....	100.0	100.0	545.0	70.0				JAN/2004
F	2	2103	H	PILAR I.....	100.0	100.0	0.0	191.0				JAN/2004
F	5	2710	H	QUEIMADO....	100.0	100.0	604.0	0.0				JAN/2004
F	2	5710	H	QUEIMADO. SE	100.0	100.0	604.0	65.0				JAN/2004
F	4	6026	H	TUCURUI II	100.0	100.0	0.0	4100.0				JAN/2004
F		1	I	TNSE1 2- 4	100.0	100.0			1500.0	1500.0		JAN/2004
F	1	9	T	CANDIOTA 3-1	100.0	100.0					350.0	JAN/2004
JAN/2004												
	2	2136	H	RESPLENDO II	75.5	83.7	0.0	1209.1				JAN/2009

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:13:31:27

CONTINUACAO P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2004		5	2751	H	PEDRA CAVALO	100.0	100.0	1646.0	318.0			JAN/2009
		4	3106	H	BELO MONTE..	100.0	100.0	6309.0	13892.0			JAN/2010
			3	I	SSE1 1- 2	100.0	100.0			2000.0	2000.0	JAN/2006
JAN/2006		4	3024	H	ESTREITO.TOC	100.0	100.0	0.0	5393.0			JAN/2011
		4	3044	H	SER QUEBRADA	100.0	100.0	0.0	5257.0			JAN/2011
		2	6	T	CARV IMP	100.0	100.0				745.0	JAN/2013
		2	7	T	CARV IMP	100.0	100.0				745.0	JAN/2013
JAN/2007			2	I	TNSE2 2- 4	100.0	100.0			8000.0	8000.0	JAN/2009
JAN/2008		5	2728	H	SACOS.....	100.0	100.0	178.0	146.0			JAN/2013
JAN/2009		1	15	H	CAMPOS NOVOS	100.0	100.0	157.0	557.0			JAN/2014
		2	3027	H	CANA BRAVA..	100.0	100.0	0.0	1156.0			JAN/2014
JAN/2010		1	610	H	TELEMA BORBA	100.0	100.0	0.0	265.0			JAN/2015
		1	611	H	MAUA.....	100.0	100.0	2670.0	351.0			JAN/2015
		1	612	H	SAO JERONIMO	100.0	100.0	0.0	395.0			JAN/2015
		1	614	H	CEBOLAO.....	100.0	100.0	0.0	439.0			JAN/2015
		1	615	H	JATAIZINHO..	100.0	100.0	0.0	465.0			JAN/2015
JAN/2011		1	33	H	GARABI.BINAC	100.0	100.0	5792.0	3112.0			JAN/2016
		1	400	H	CUBATAO.....	100.0	100.0	37.0	9.0			JAN/2016
JAN/2013		4	9	T	GN IMP	47.4	100.0				1500.0	JAN/2015
JAN/2014		5	12	T	GN-NAC	100.0	100.0				814.0	JAN/2015

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:13:31:27

CONTINUACAO P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2014		5	13	T	GN-NAC	100.0	100.0				814.0	JAN/2015

CUSTO DE INVESTIMENTO : 23402.35 MUS\$

G.2.4 - Expansão Critério MINIMAX - Cenário 2 de Demanda

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED

DATA:15/04/94 HORA:13:31:27

CENARIO DE DECISAO: 2 MELHOR SOLUCAO FOI OBTIDA NA ITERACAO : 20

P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ DE PARA	NOME	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2001												
-	1	11	H	B.GRANDE.PEL	100.0	100.0	2634.0	530.0				JAN/2006
-	1	313	H	FUNDAO.....	100.0	100.0	0.0	193.0				JAN/2006
-	2	1952	H	ROSAL.....	100.0	100.0	0.0	32.0				JAN/2006
-	2	1956	H	FRANC AMARAL	100.0	100.0	72.0	27.0				JAN/2006
-	2	2126	H	BAGUARI.....	100.0	100.0	0.0	1119.0				JAN/2006
-	2	2136	H	RESPLENDO II	8.2	8.2	0.0	118.3				JAN/2006
-	5	2403	H	IRAPE.....	100.0	100.0	4907.0	0.0				JAN/2006
-	2	5403	H	IRAPE... SE	100.0	100.0	4907.0	334.0				JAN/2006
-	4	3007	H	FOZ BEZERRA.	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2006
-	2	6057	H	FOZ BEZER SE	100.0	100.0	11484.0	415.0				JAN/2006
-	2	6007	H	FOZ BEZER TN	100.0	100.0	3789.0	0.0				JAN/2006
-	4	3009	H	PEIXE.....	100.0	100.0	9900.0	0.0				JAN/2006
-	2	6009	H	PEIXE... TN	100.0	100.0	9900.0	2636.0				JAN/2006
-	4	3013	H	LAJEADO.MNTE	100.0	100.0	2282.0	0.0				JAN/2006
-	2	6013	H	LAJEADO.M TN	100.0	100.0	2282.0	3381.0				JAN/2006
-	4	3019	H	C. MAGALHAES	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2006
-	2	6069	H	C. MAGALH SE	100.0	100.0	386.0	156.0				JAN/2006
-	2	6019	H	C. MAGALH TN	100.0	100.0	386.0	0.0				JAN/2006
-	1	1	T	CARVAO NAC-1	100.0	100.0					750.0	JAN/2005
-	1	2	T	CARVAO NAC-2	100.0	100.0					750.0	JAN/2005
-	2	3	T	GN IMP 2	100.0	100.0					900.0	JAN/2003
-	2	4	T	GN IMP 3	100.0	100.0					900.0	JAN/2003
-	2	5	T	GN IMP 4	100.0	100.0					900.0	JAN/2003
-	4	9	T	GN IMP	52.6	52.6					789.6	JAN/2003
JAN/2002												
	2	1242	H	BARRETOS....	100.0	100.0	0.0	611.0				JAN/2007
	2	1244	H	VIRADOURO...	100.0	100.0	0.0	539.0				JAN/2007
	2	1829	H	ITAOCARA....	100.0	100.0	0.0	602.0				JAN/2007
F	1	9	T	MS GAS NAT.	100.0	100.0					300.0	JAN/2003
JAN/2003												
F	2	932	H	MANSO.....	100.0	100.0	2951.0	400.0				JAN/2004
F	2	1820	H	PICADA.....	100.0	100.0	545.0	70.0				JAN/2004
F	2	2103	H	PILAR I.....	100.0	100.0	0.0	191.0				JAN/2004
F	5	2710	H	QUEIMADO....	100.0	100.0	604.0	0.0				JAN/2004
F	2	5710	H	QUEIMADO. SE	100.0	100.0	604.0	65.0				JAN/2004
F	4	6026	H	TUCURUI II	100.0	100.0	0.0	4100.0				JAN/2004
F		1	I	TNSE1 2- 4	100.0	100.0			1500.0	1500.0		JAN/2004
F	1	9	T	CANDIOTA 3-1	100.0	100.0					350.0	JAN/2004
JAN/2004												
	2	2136	H	RESPLENDO II	75.5	83.7	0.0	1209.1				JAN/2009

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:13:31:27

CONTINUACAO P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2004												
5		2751	H	PEDRA CAVALO	100.0	100.0	1646.0	318.0				JAN/2009
4		3106	H	BELO MONTE..	100.0	100.0	6309.0	13892.0				JAN/2010
		3	I	SSE1 1- 2	100.0	100.0			2000.0	2000.0		JAN/2006
JAN/2005												
2		2136	H	RESPLENDO II	16.3	100.0	0.0	1445.0				JAN/2010
4		3016	H	TUPIRATINS..	100.0	100.0	0.0	4623.0				JAN/2010
4		3044	H	SER QUEBRADA	100.0	100.0	0.0	5257.0				JAN/2010
JAN/2006												
1		15	H	CAMPOS NOVOS	100.0	100.0	157.0	557.0				JAN/2011
1		610	H	TELEMA BORBA	100.0	100.0	0.0	265.0				JAN/2011
1		611	H	MAUA.....	100.0	100.0	2670.0	351.0				JAN/2011
4		3024	H	ESTREITO.TOC	100.0	100.0	0.0	5393.0				JAN/2011
2		6	T	CARV IMP	100.0	100.0					745.0	JAN/2013
2		7	T	CARV IMP	100.0	100.0					745.0	JAN/2013
2		8	T	CARV IMP	100.0	100.0					745.0	JAN/2013
JAN/2007												
1		612	H	SAO JERONIMO	100.0	100.0	0.0	395.0				JAN/2012
1		614	H	CEBOLAO.....	100.0	100.0	0.0	439.0				JAN/2012
1		615	H	JATAIZINHO..	100.0	100.0	0.0	465.0				JAN/2012
5		2728	H	SACOS.....	100.0	100.0	178.0	146.0				JAN/2012
2		3027	H	CANA BRAVA..	100.0	100.0	0.0	1156.0				JAN/2012
JAN/2008												
1		400	H	CUBATAO.....	100.0	100.0	37.0	9.0				JAN/2013
2		1493	H	SERRA FACAO.	100.0	100.0	5652.0	296.0				JAN/2013
2		1501	H	BOCAINA.....	100.0	100.0	6824.0	295.0				JAN/2013
		2	I	TNSE2 2- 4	100.0	100.0			8000.0	8000.0		JAN/2010
JAN/2009												
1		33	H	GARABI.BINAC	100.0	100.0	5792.0	3112.0				JAN/2014
2		1826	H	SIMPLICIO...	5.3	5.3	0.0	27.8				JAN/2014
5		2709	H	FORMOSO.....	100.0	100.0	2385.0	0.0				JAN/2014
2		5709	H	FORMOSO.. SE	100.0	100.0	2385.0	1131.0				JAN/2014

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:13:31:27

CONTINUACAO P L A N O D E E X P A N S A O

PERIODO DECISAO	SIST	USINA INTER	TIP PRJ	NOME DE PARA	PERC INC	PERC TOT	VMAX HM3	QMAX M3/S	CAP D-P MW	CAP P-D MW	CAPT MW	PERIODO OPERACAO
JAN/2011												
4		9	T	GN IMP	47.4	100.0					1500.0	JAN/2013
JAN/2013												
5		12	T	GN-NAC	100.0	100.0					814.0	JAN/2014
5		13	T	GN-NAC	100.0	100.0					814.0	JAN/2014

CUSTO DE INVESTIMENTO : 25324.32 MUS\$

G.2.5 - Sumário da Expansão pelo Critério SAVAGE - MINIMAX

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995
 ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:13:31:27

RELATORIO DE VALORES DE ARREPENDIMENTO ***

MINIMO MAXIMO ARREPENDIMENTO : 115.63

CENARIO MERCADO	CENARIO DECISAO	CI+CO+CF CRITERIO MUS\$	CI+CO+CF CENARIO MUS\$	ARREPENDIMENTO MUS\$	LIMITACAO MUS\$
1	1	33246.060	33130.425	115.63482357	
2	2	35644.235	35638.173	6.06133086	

BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995
 ESTUDO:GTHQ CASO: A 6X453 MW GN E INTERLIGACAO N/CO 1400 MW E CUSTOS HID RED DATA:15/04/94 HORA:13:31:27

SOLUCAO OBTIDA NA ITERACAO : 20 P L A N O D E E X P A N S A O - CRITERIO MINIMAX

JAN/2001 -B.GRAN
 -FUNDAO
 -ROSAL.
 -FRANC
 -BAGUAR
 -RESPLE 8%
 -IRAPE.
 -FOZ BE
 -PEIXE.
 -LAJEAD
 -C. MAG
 -CARVAO
 -CARVAO
 -GN IMP
 -GN IMP
 -GN IMP
 -GN IMP52%
 -----!
 JAN/2002 BARRET !
 VIRADO !
 ITAOCA !
 -----!
 JAN/2003 !
 !
 -----!
 JAN/2004 RESPLE75% !
 PEDRA !
 BELO M !
 SSE1 !
 -----!
 JAN/2005 ! RESPLE16%
 ! TUPIRA
 ! SER QU
 -----!
 JAN/2006 ESTREI CAMPOS
 SER QU TELEMA
 CARV I MAUA..
 CARV I ESTREI
 ! CARV I
 ! CARV I
 ! CARV I
 -----!
 JAN/2007 TNSE2 SAO JE
 ! CEBOLA
 ! JATAIZ
 ! SACOS.
 ! CANA B
 -----!

```

JAN/2008  SACOS.      CUBATA
           ! SERRA
           ! BOCAIN
           ! TNSE2
           !-----!
JAN/2009  CAMPOS      GARABI
           CANA B     SIMPLI 5%
           ! FORMOS
           !-----!
JAN/2010  TELEMA      !
           MAUA..    !
           SAO JE    !
           CEBOLA    !
           JATAIZ    !
           !-----!
JAN/2011  GARABI      GN IMP47%
           CUBATA    !
           !-----!
JAN/2012  !          !
           !          !
           !-----!
JAN/2013  GN IMP47%  GN-NAC
           ! GN-NAC
           !-----!
JAN/2014  GN-NAC     !
           GN-NAC     !
           !-----!
JAN/2015  !          !
           !          !
           !-----!
DECISAO: 1 DECISAO: 2
1: 115.6 2: 6.1

```

TEMPO TOTAL DE CPU FASE 2

```

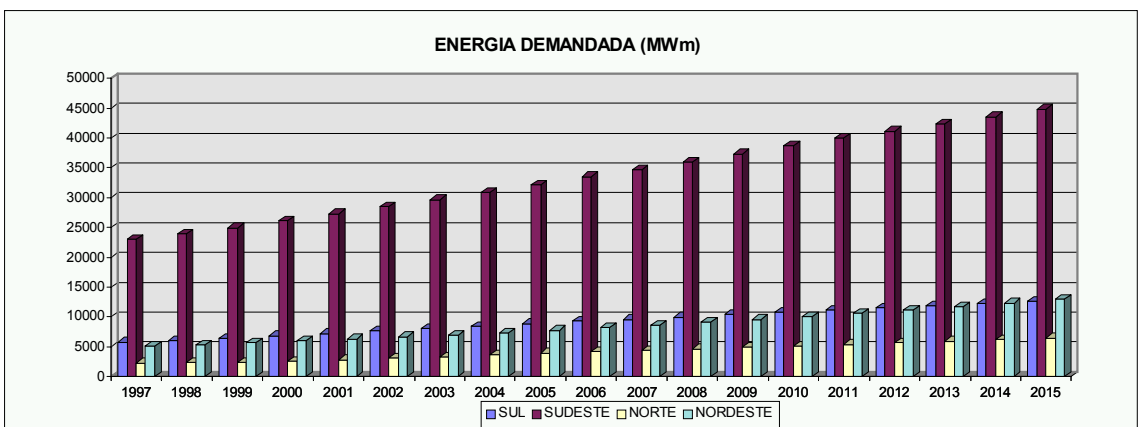
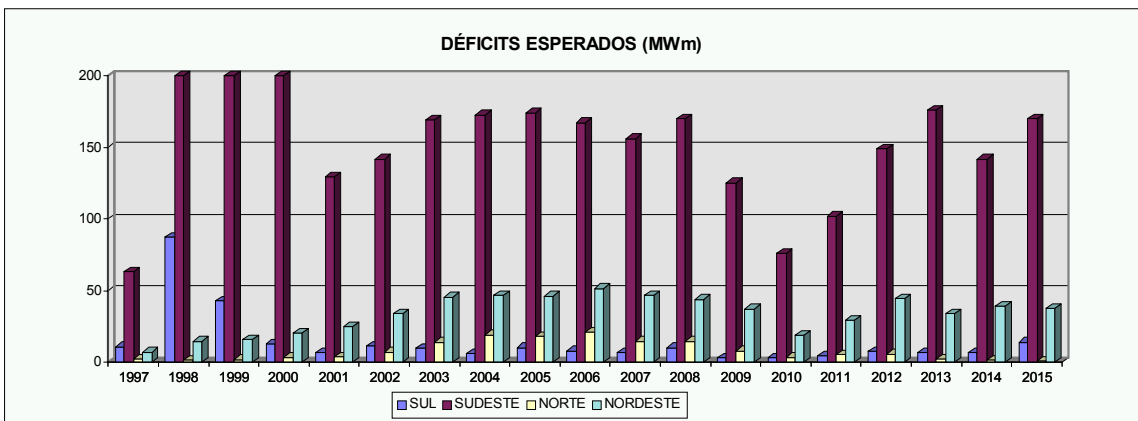
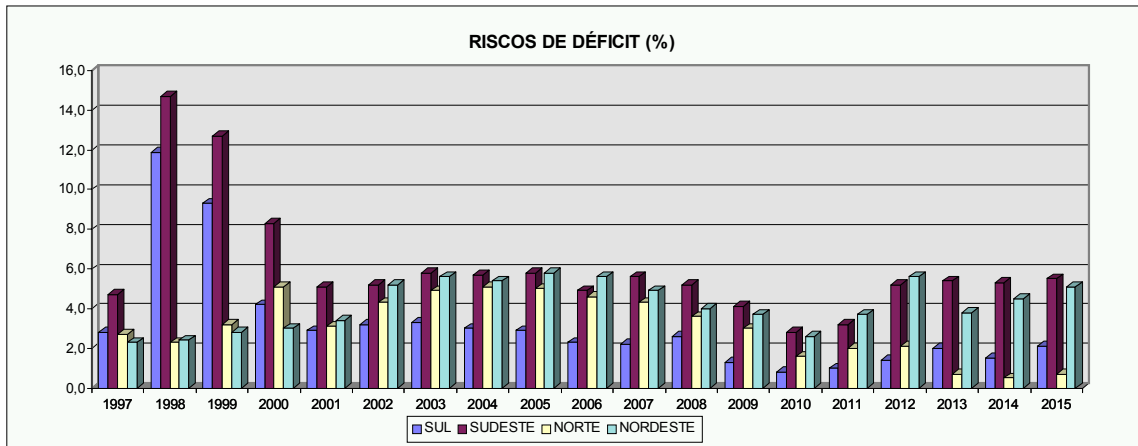
INVESTIMENTO: 3511.41 s
OPERACAO      : 1228.08 s
FINANCEIRO    : 0.00 s

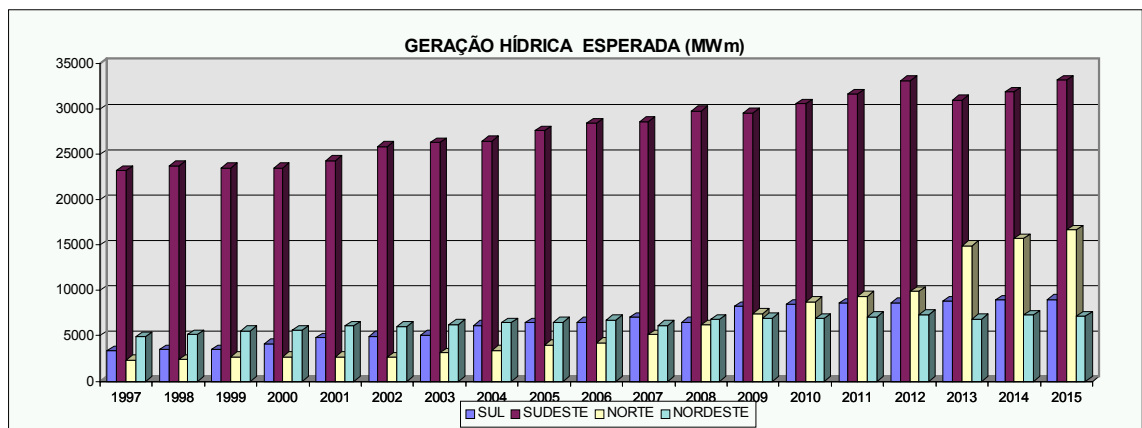
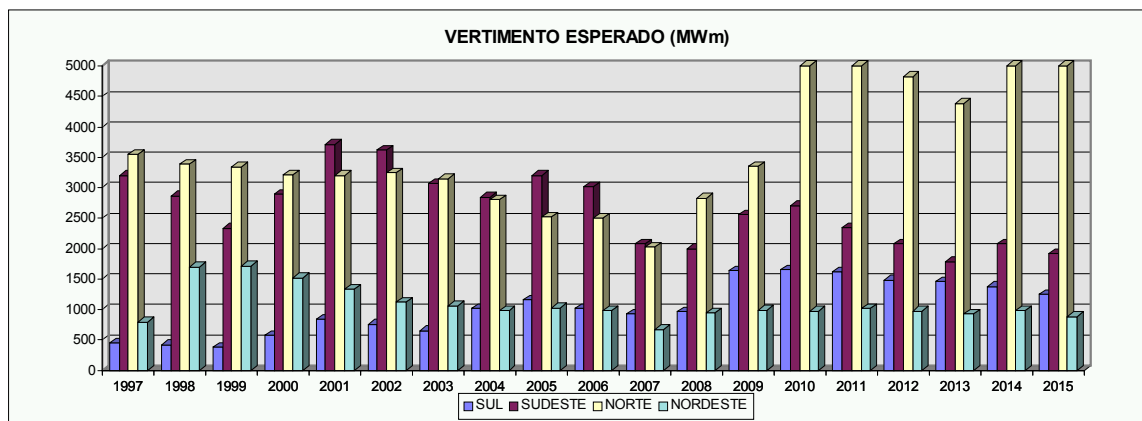
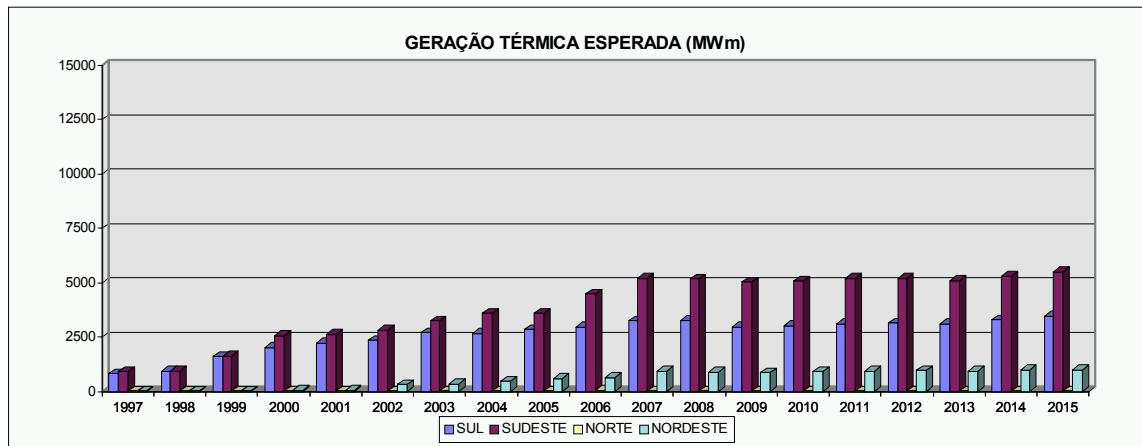
```

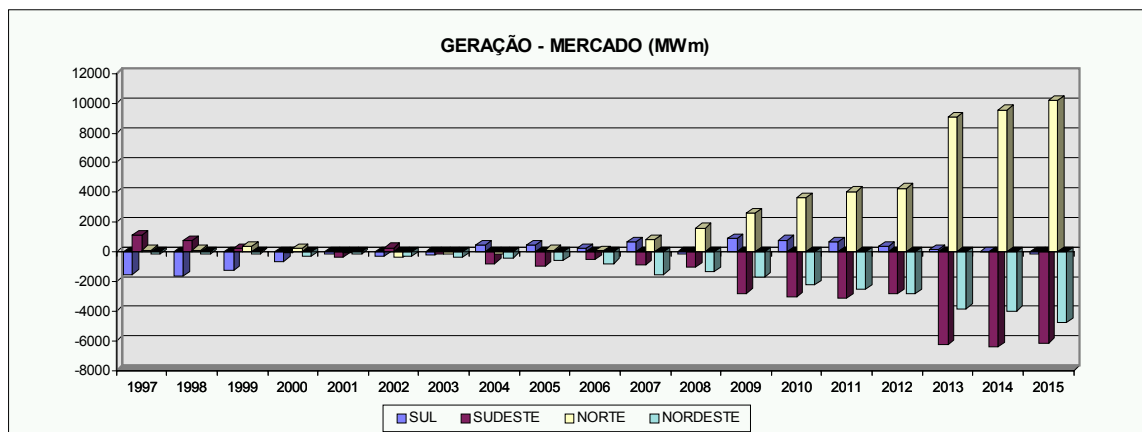
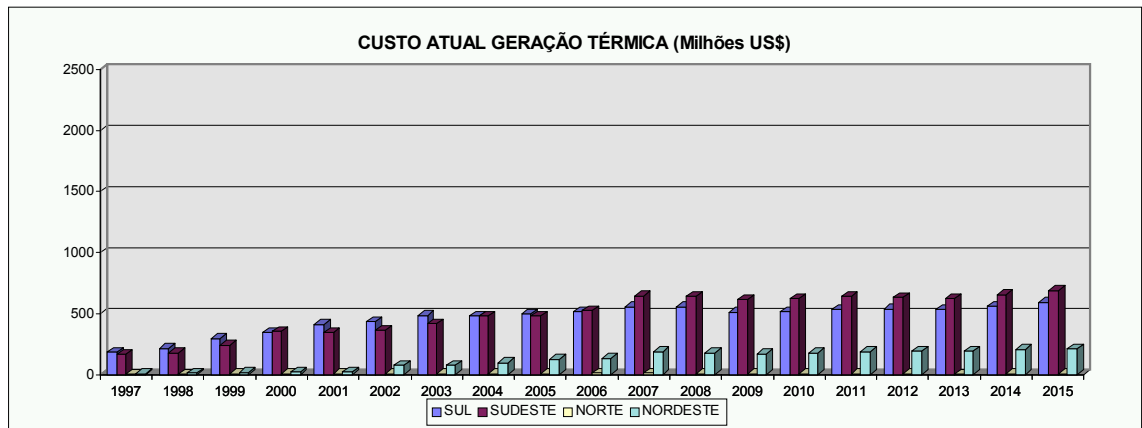
BID/OLADE MODELO DE EXPANSAO COM REPRESENTACAO DE INCERTEZAS 3.0/1995

ANEXO H - EXPANSÃO COM DESPACHO HIDROTÉRMICO OTIMIZADO - ALTERNATIVA COM ÊNFASE EM HIDROELETRICIDADE

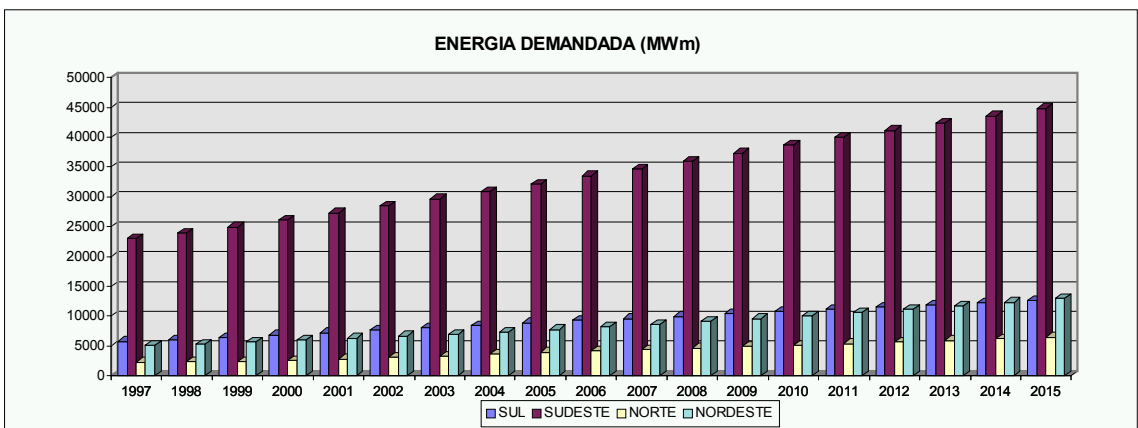
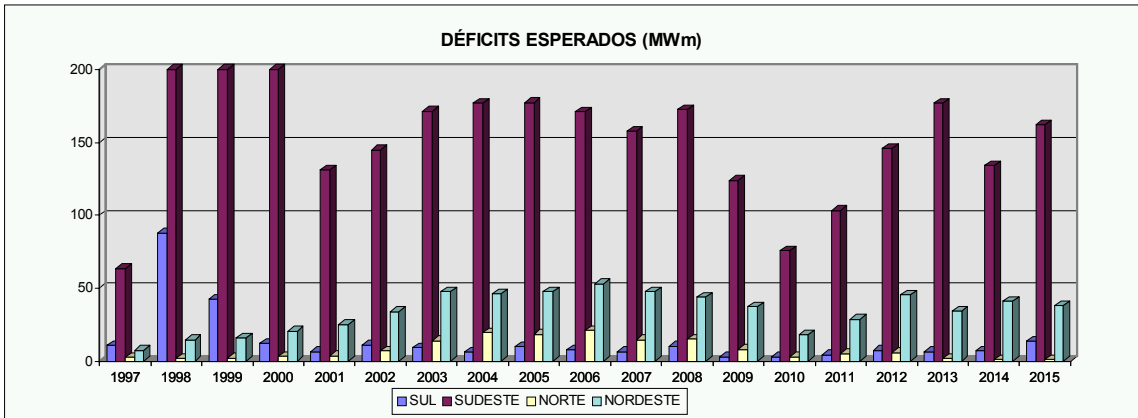
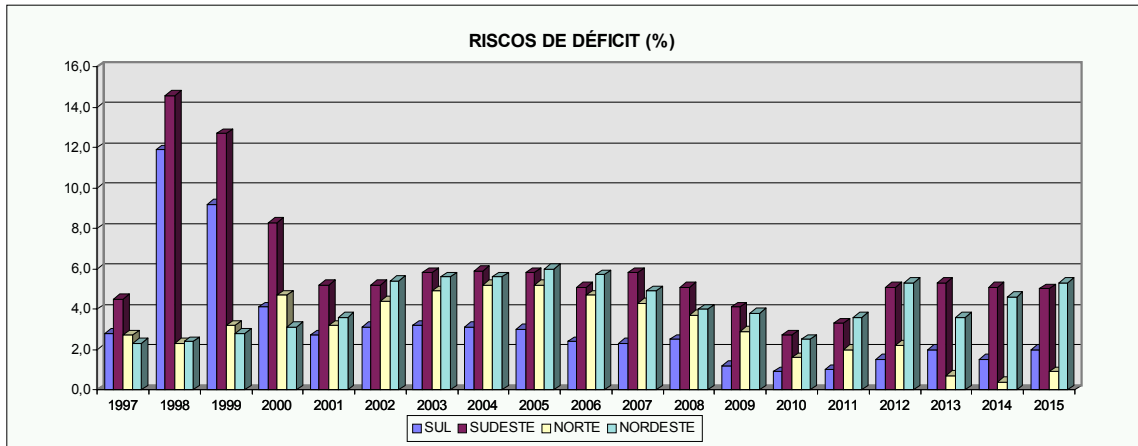
H.1 - RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES - USINAS TERMOELÉTRICAS OPERADAS COM FATOR DE CAPACIDADE MÍNIMO OBRIGATÓRIO NORMAL

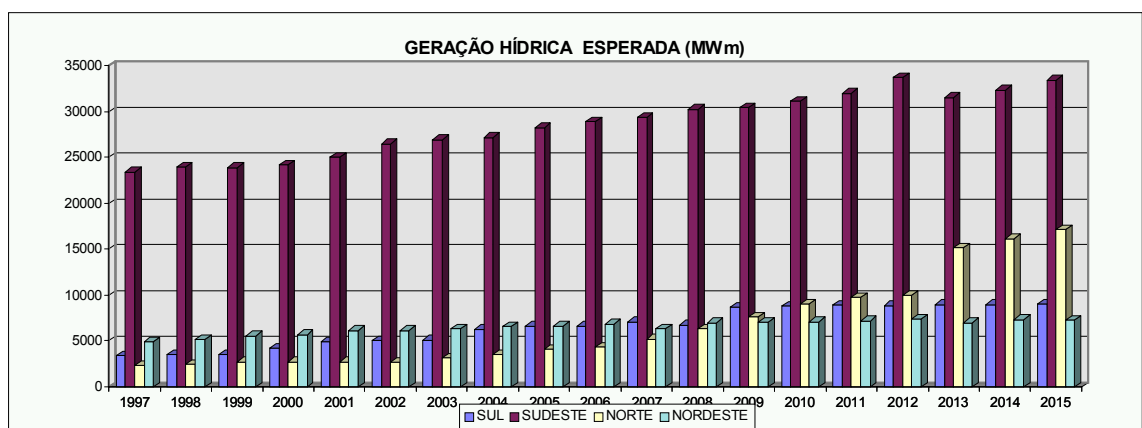
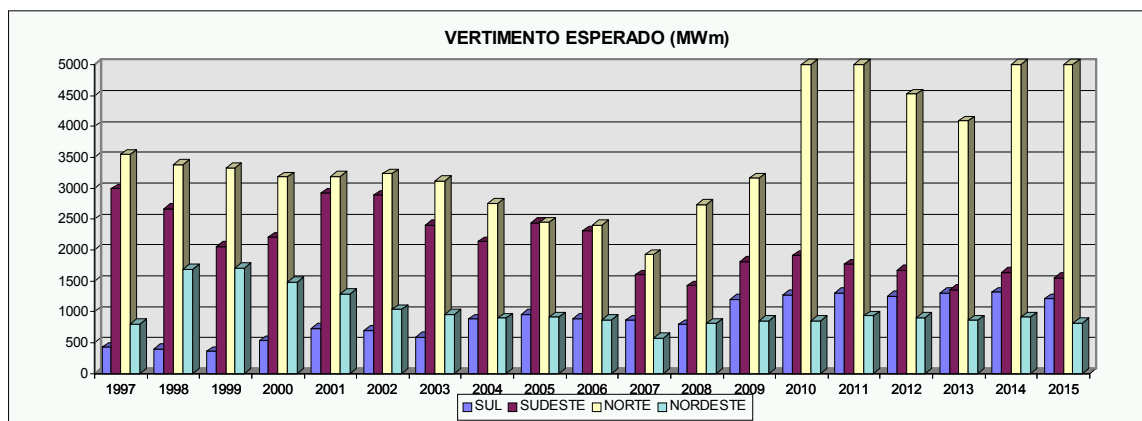
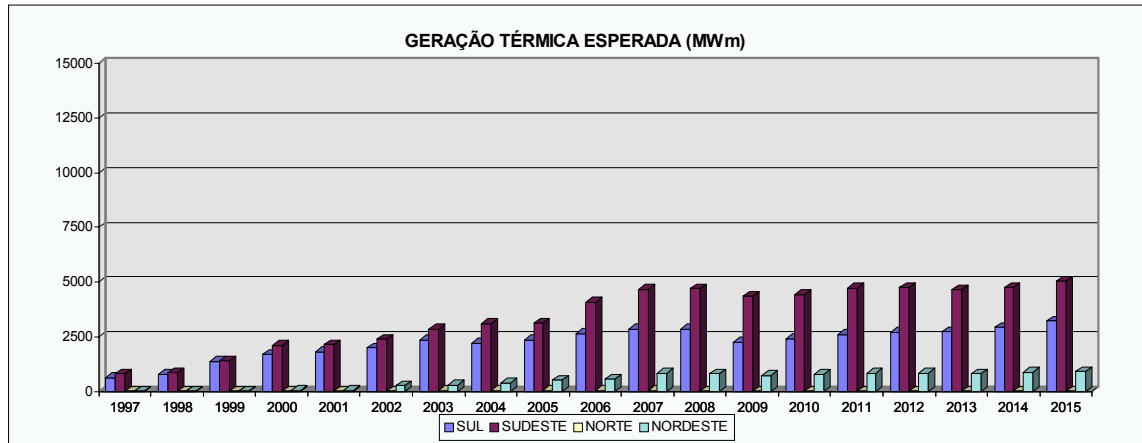


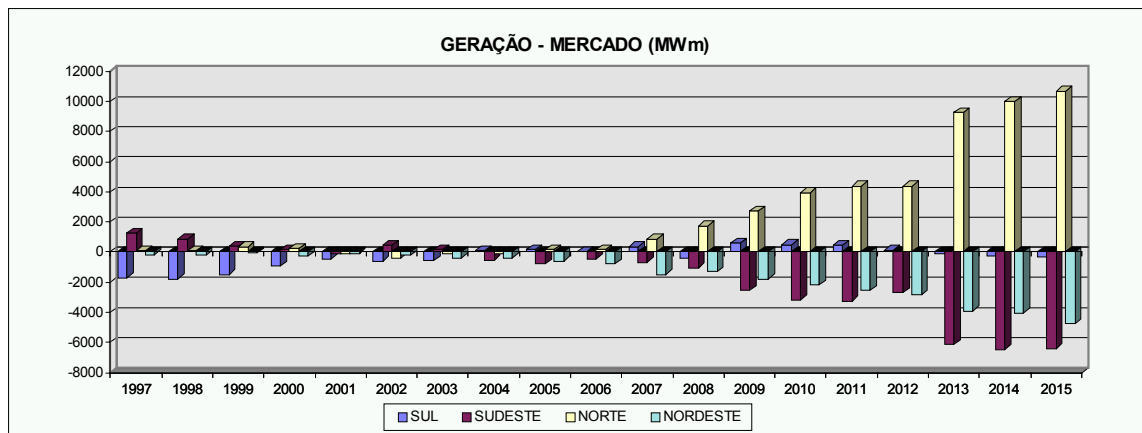
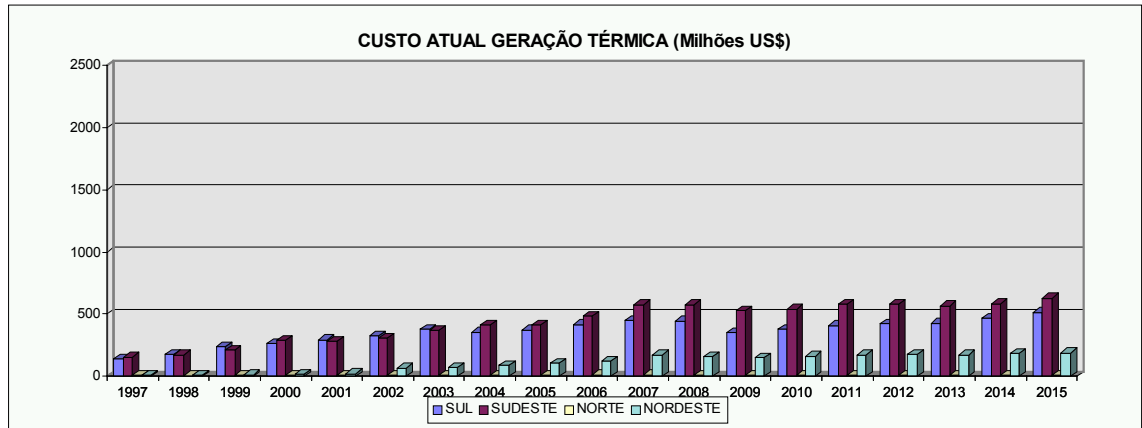




H.2 - RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES - USINAS TERMOELÉTRICAS OPERADAS COM FATOR DE CAPACIDADE MÍNIMO OBRIGATÓRIO ZERADO

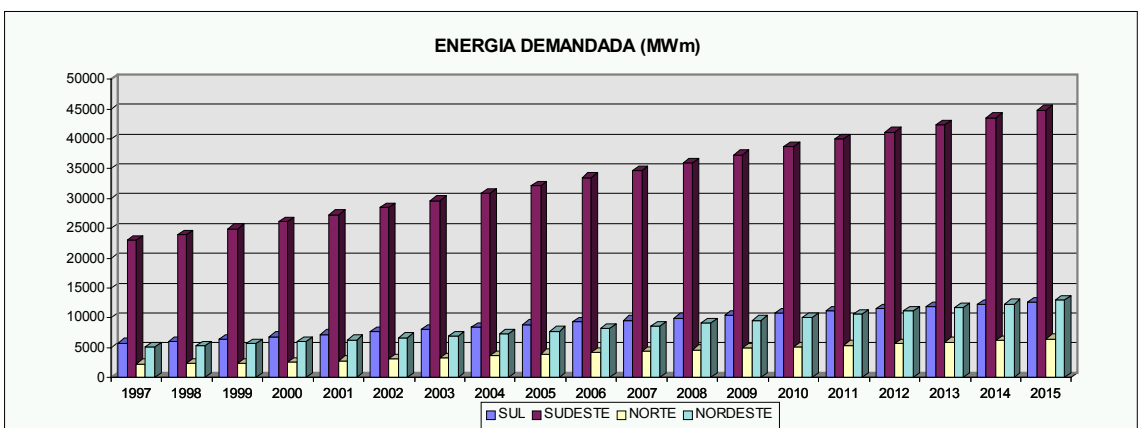
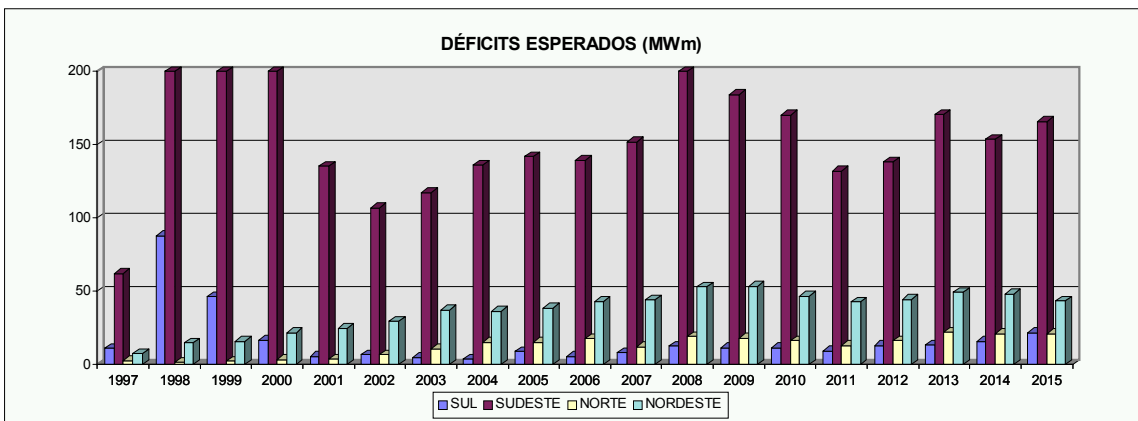
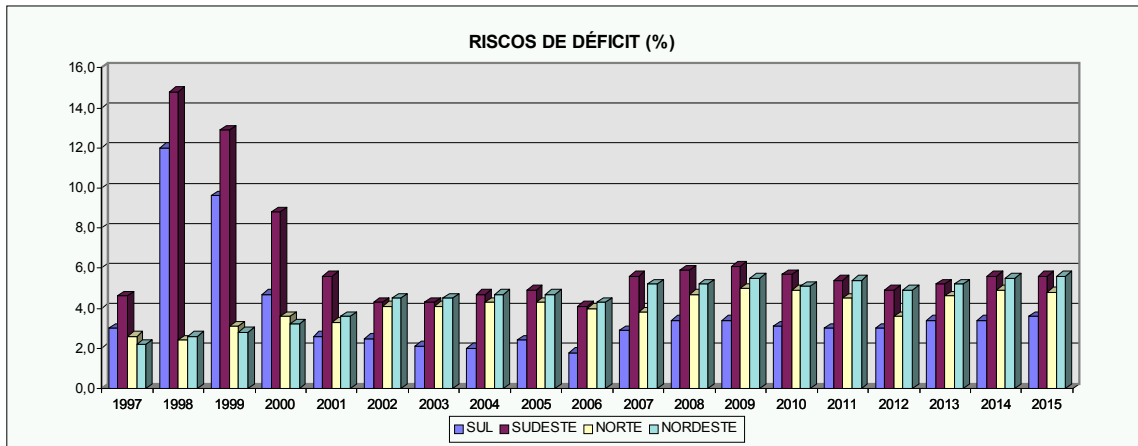


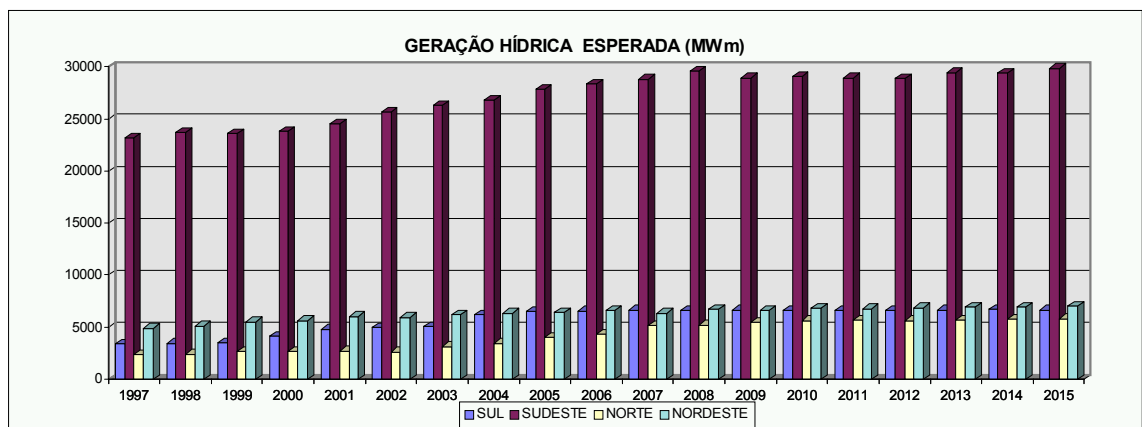
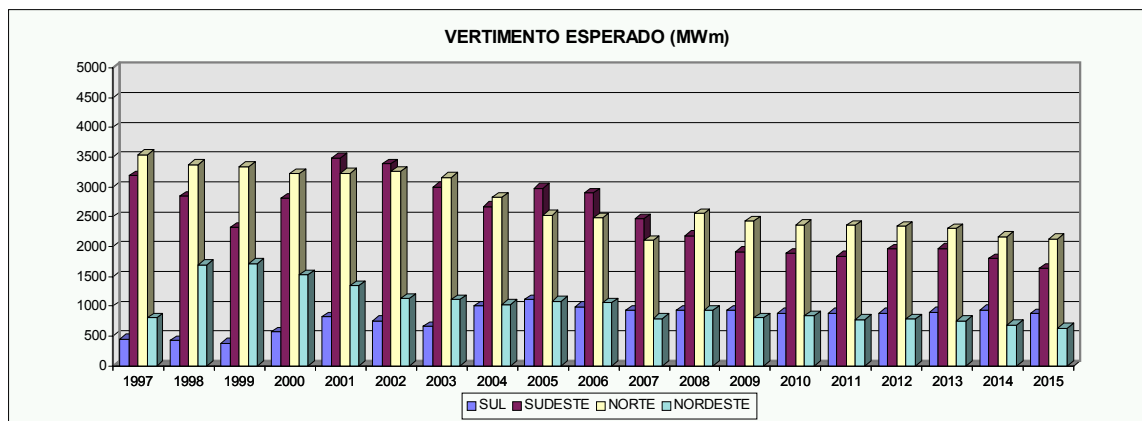
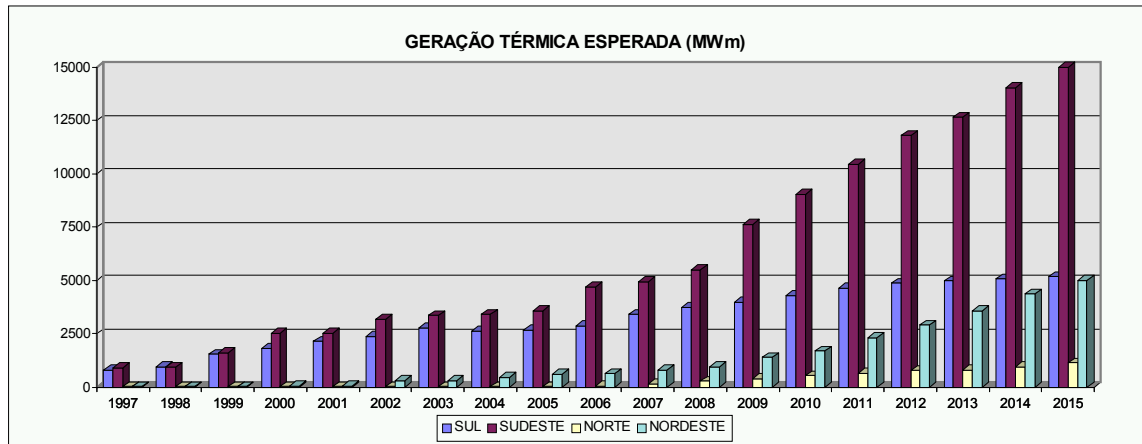


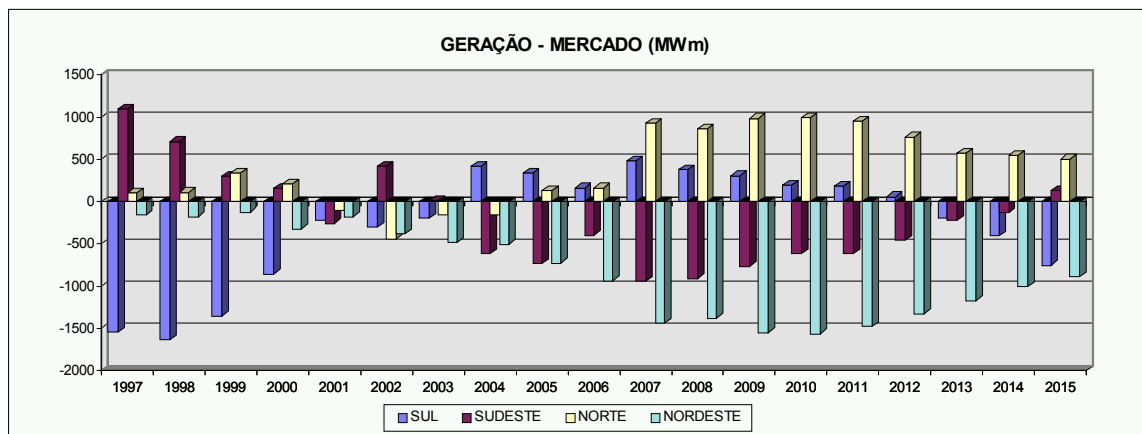
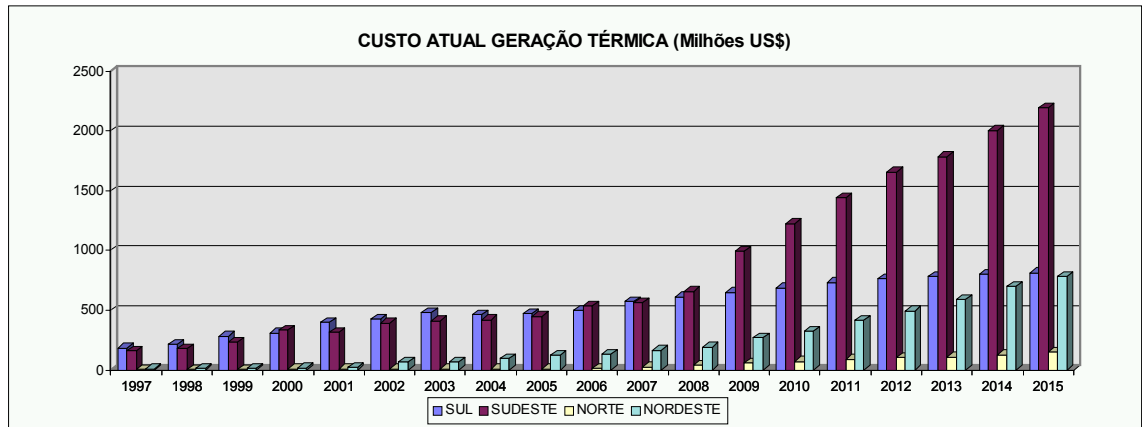


ANEXO I - EXPANSÃO COM DESPACHO HIDROTÉRMICO OTIMIZADO - ALTERNATIVA COM ÊNFASE EM TERMOELETRICIDADE

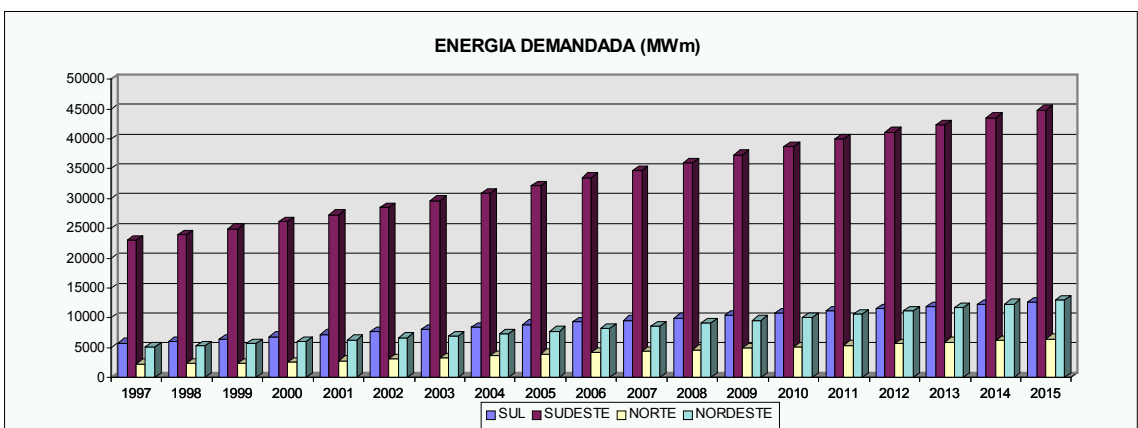
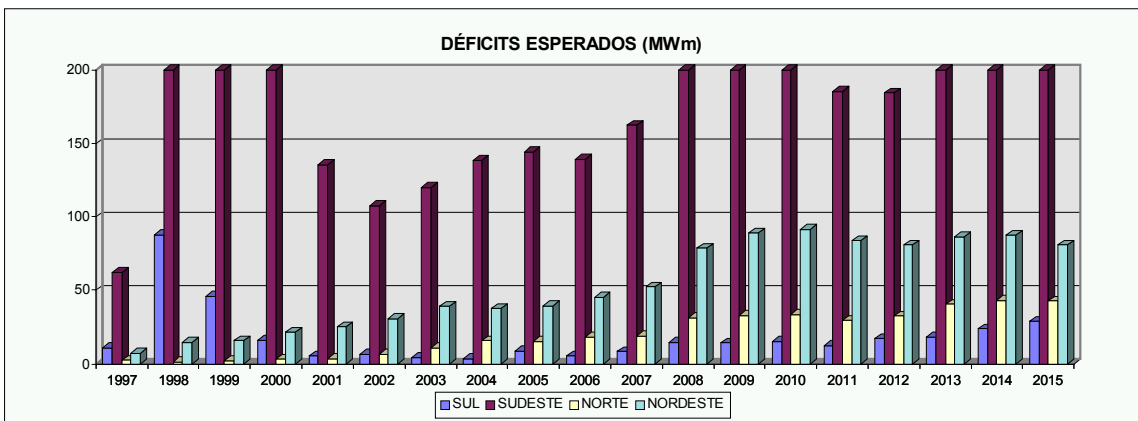
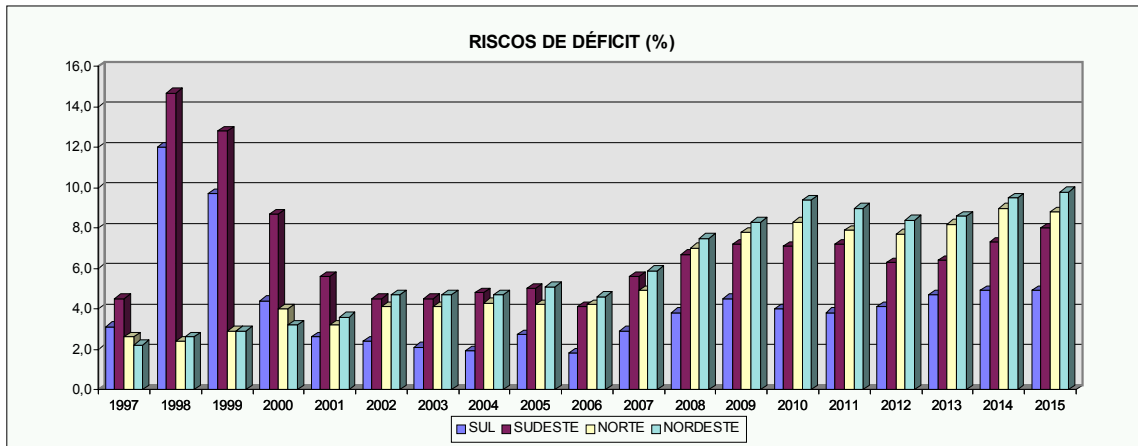
I.1 - RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES - USINAS TERMOELÉTRICAS OPERADAS COM FATOR DE CAPACIDADE MÍNIMO OBRIGATÓRIO NORMAL

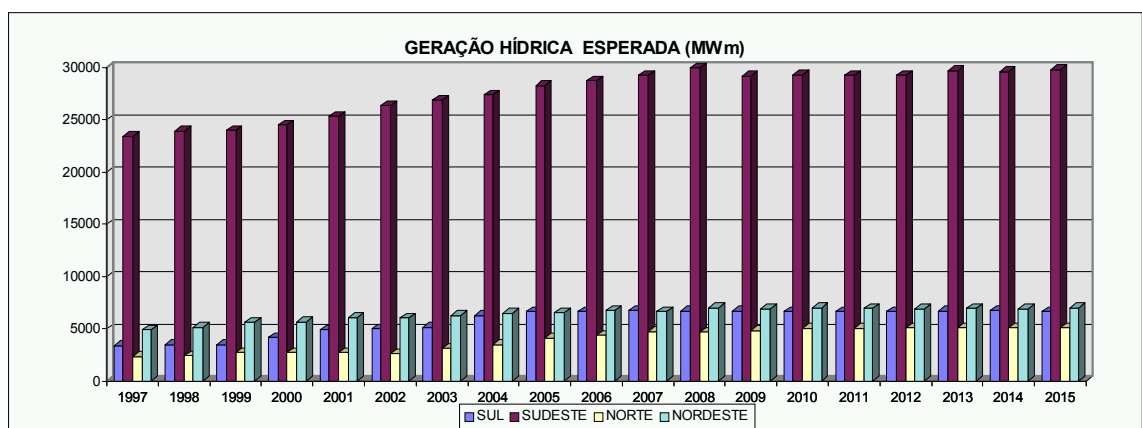
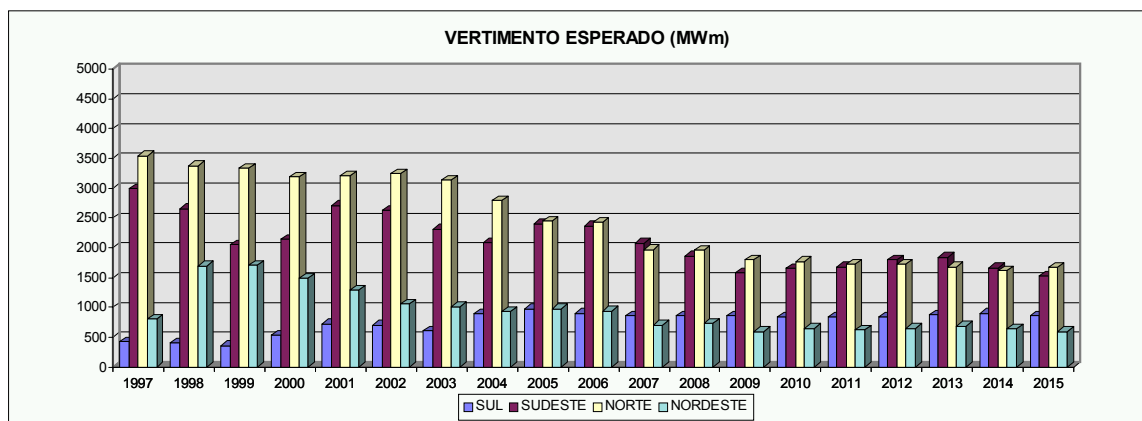
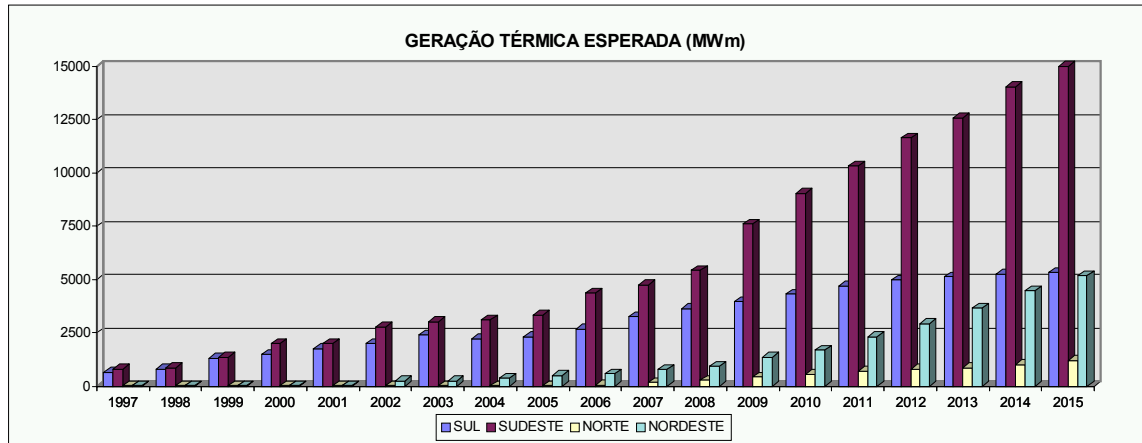


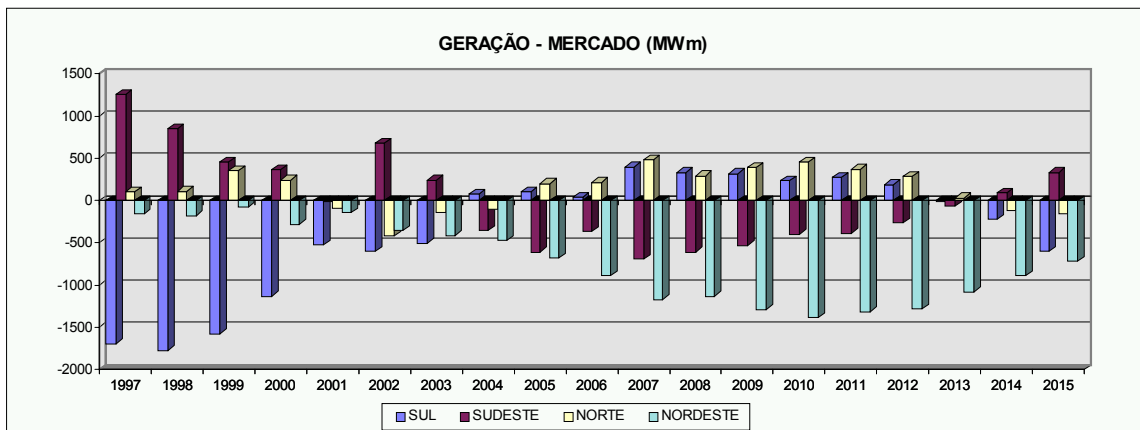
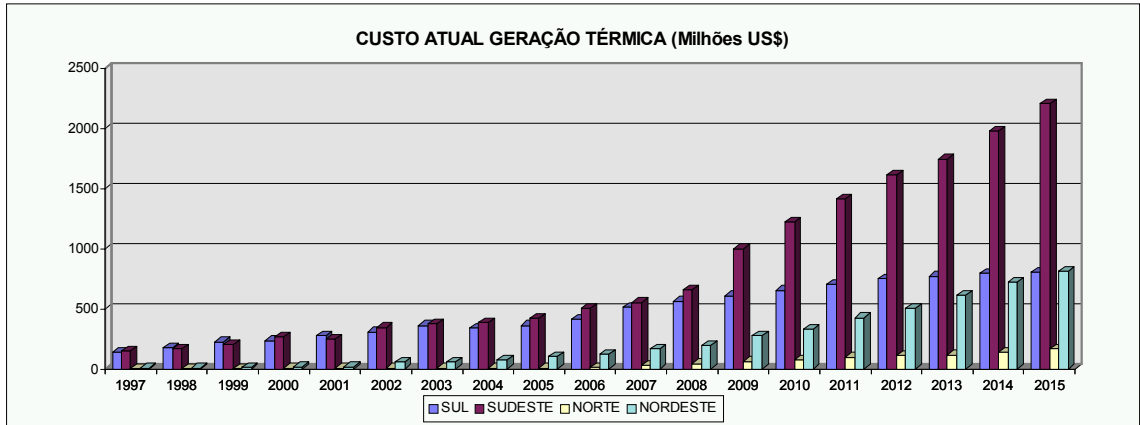




I.2 - RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES - USINAS TERMOELÉTRICAS OPERADAS COM FATOR DE CAPACIDADE MÍNIMO OBRIGATÓRIO ZERADO

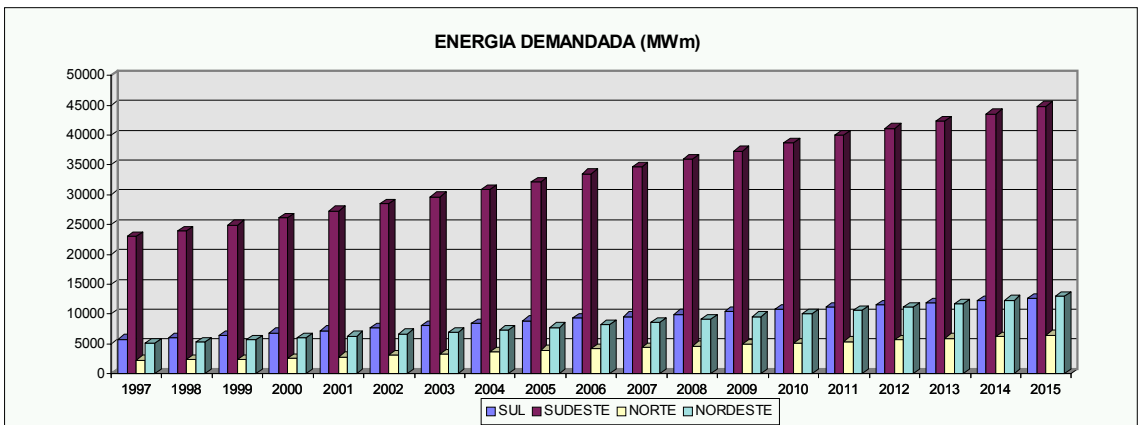
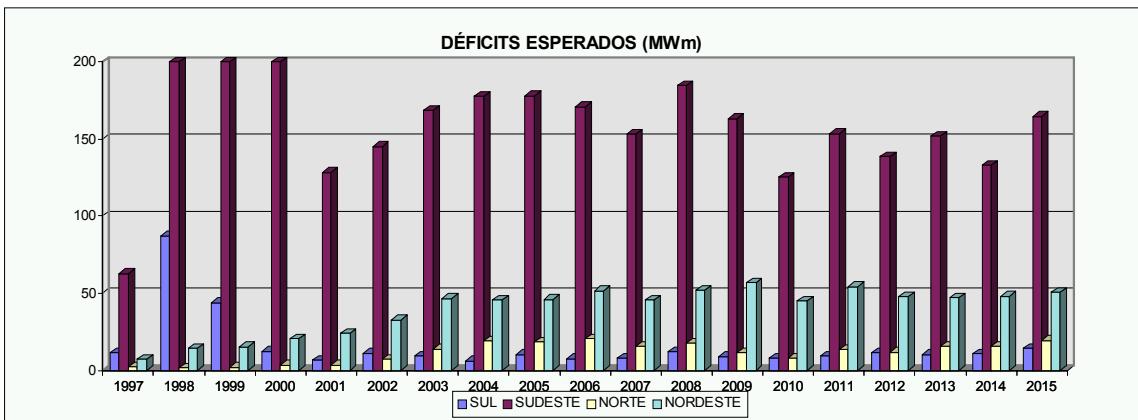
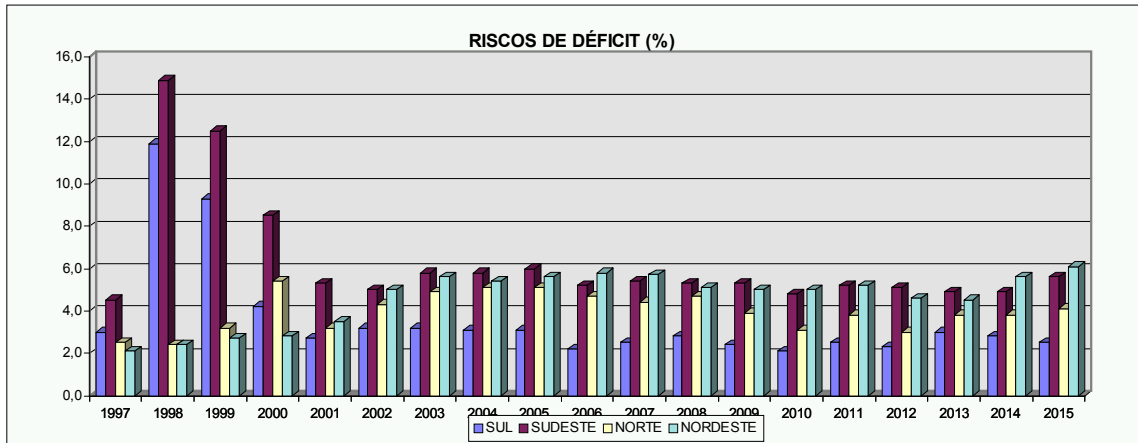


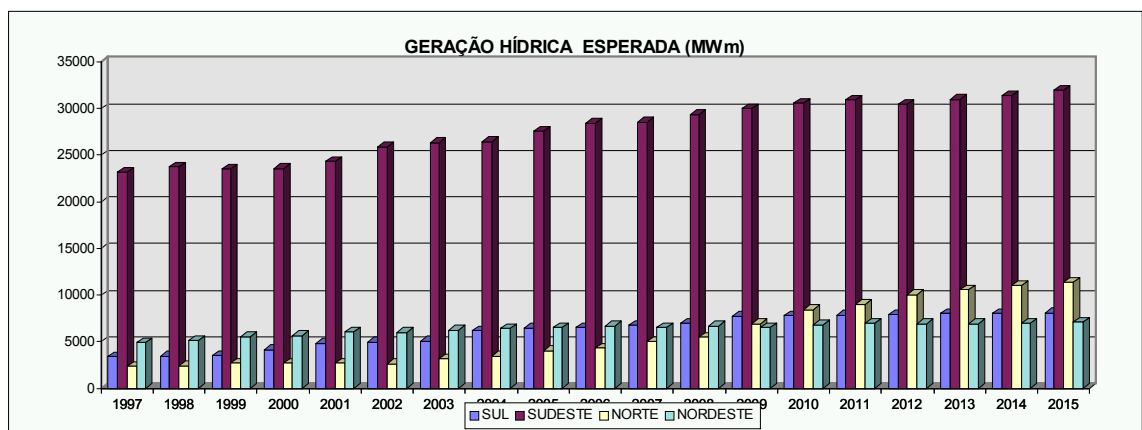
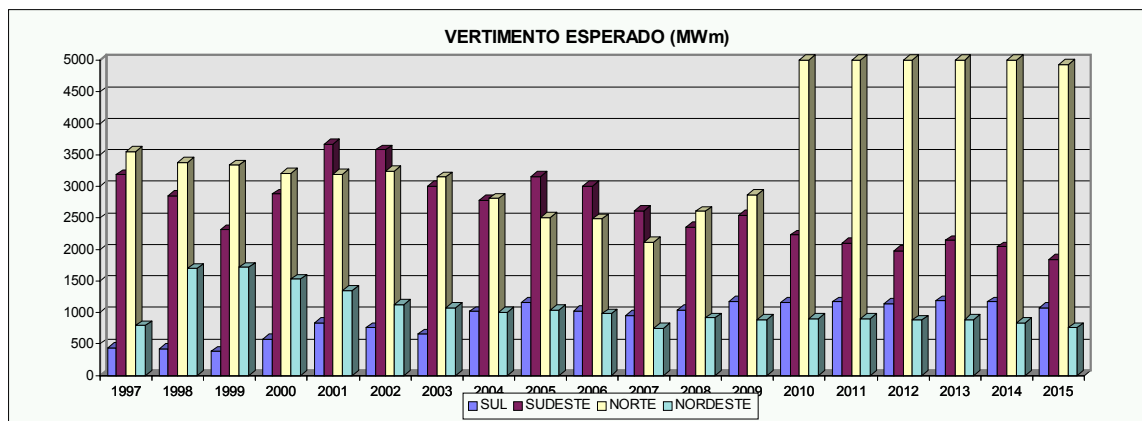
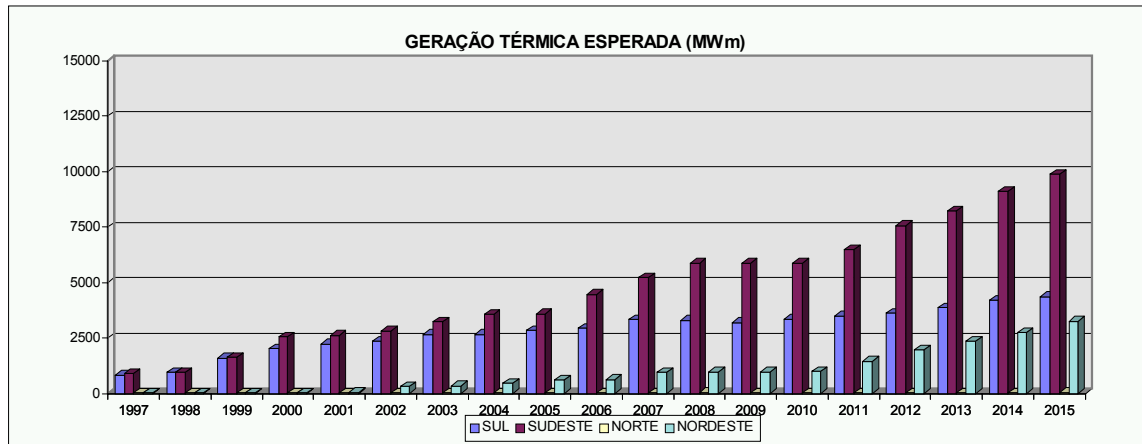


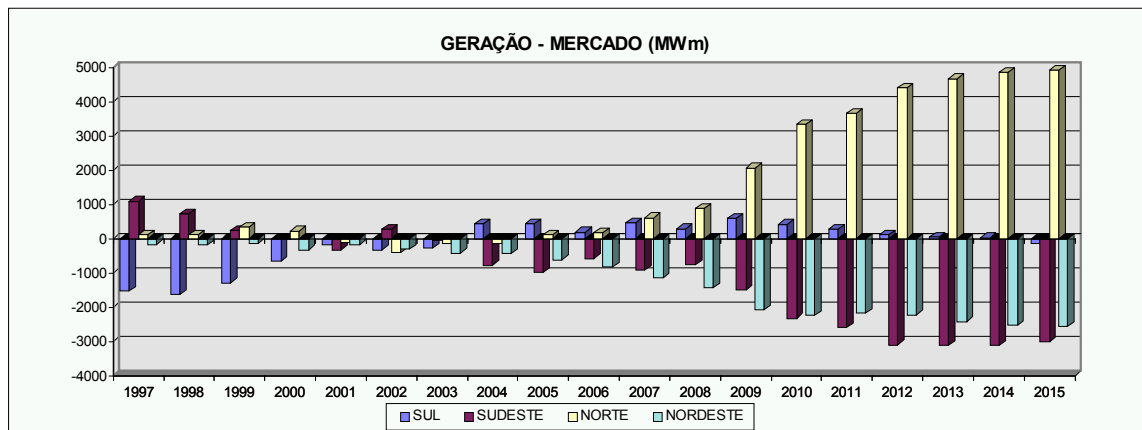
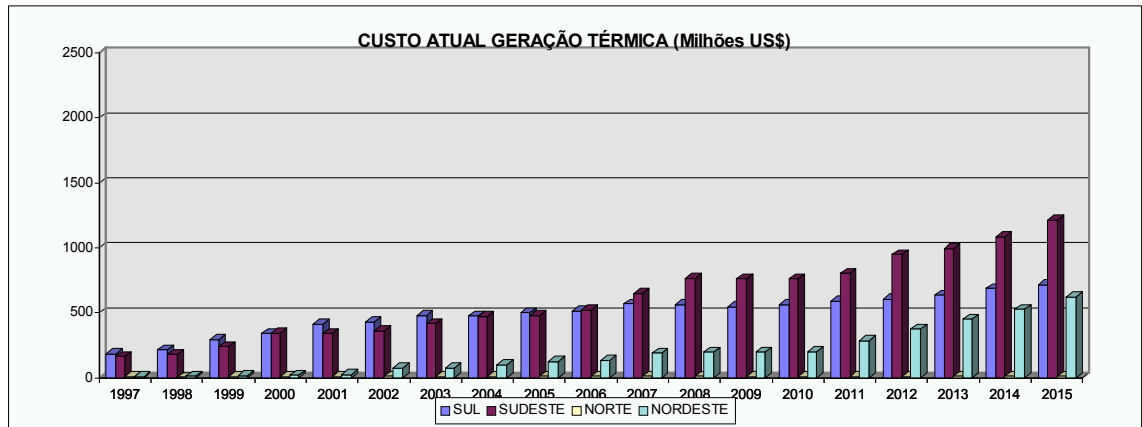


ANEXO J - EXPANSÃO COM DESPACHO HIDROTÉRMICO OTIMIZADO - ALTERNATIVA CONSOLIDADA DE REFERÊNCIA

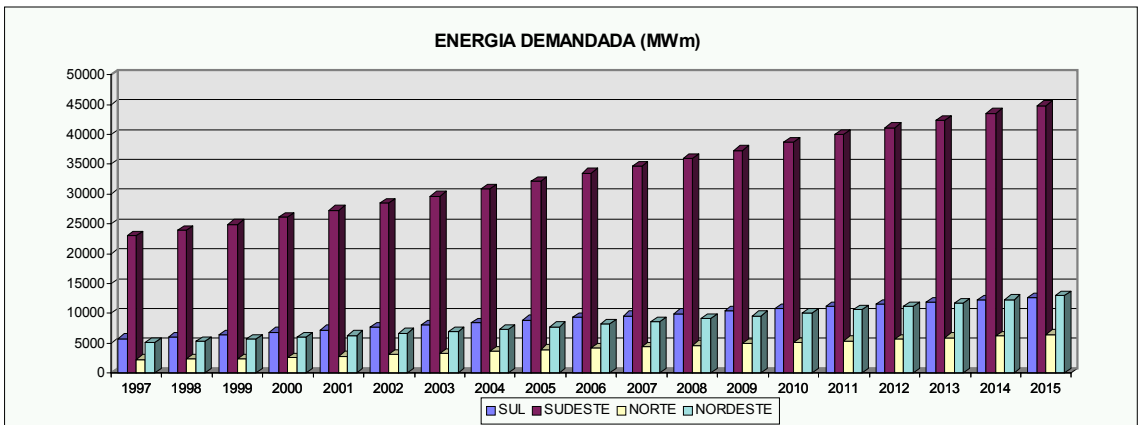
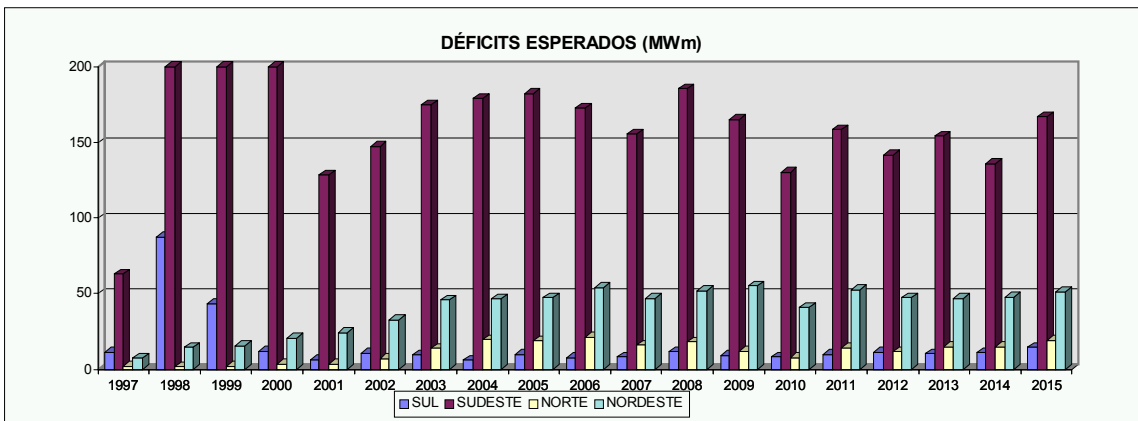
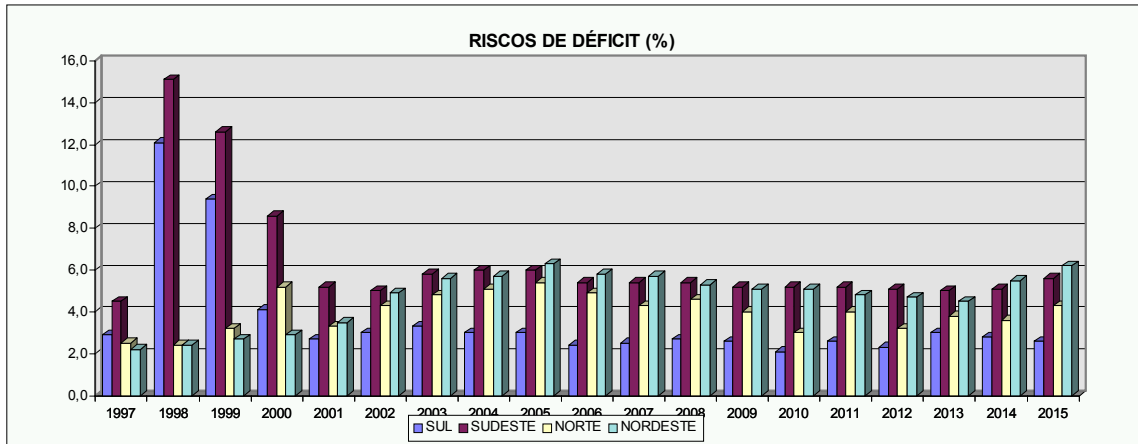
J.1 - RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES - USINAS TERMOELÉTRICAS OPERADAS COM FATOR DE CAPACIDADE MÍNIMO OBRIGATÓRIO NORMAL

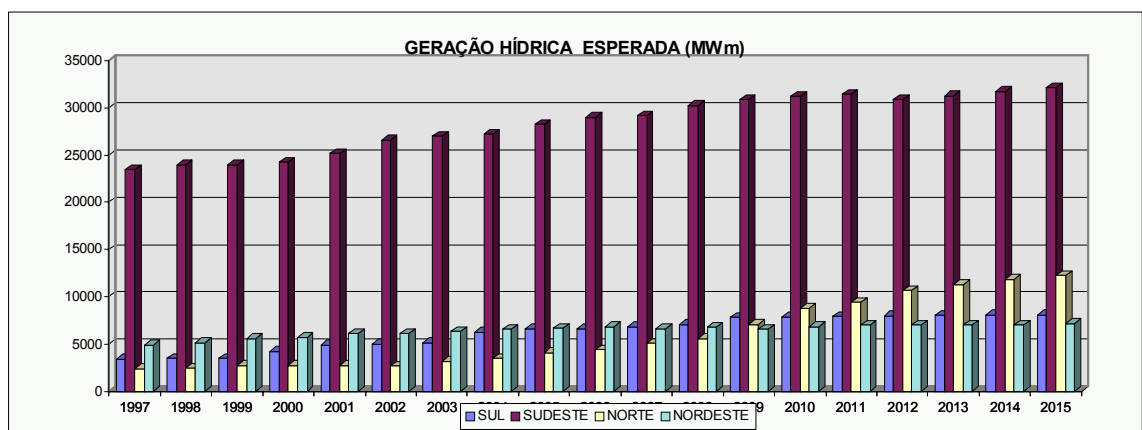
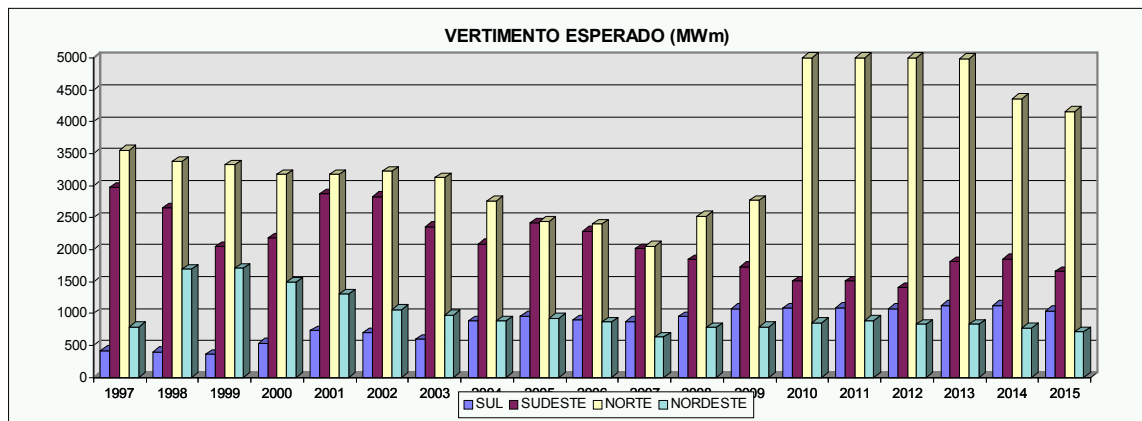
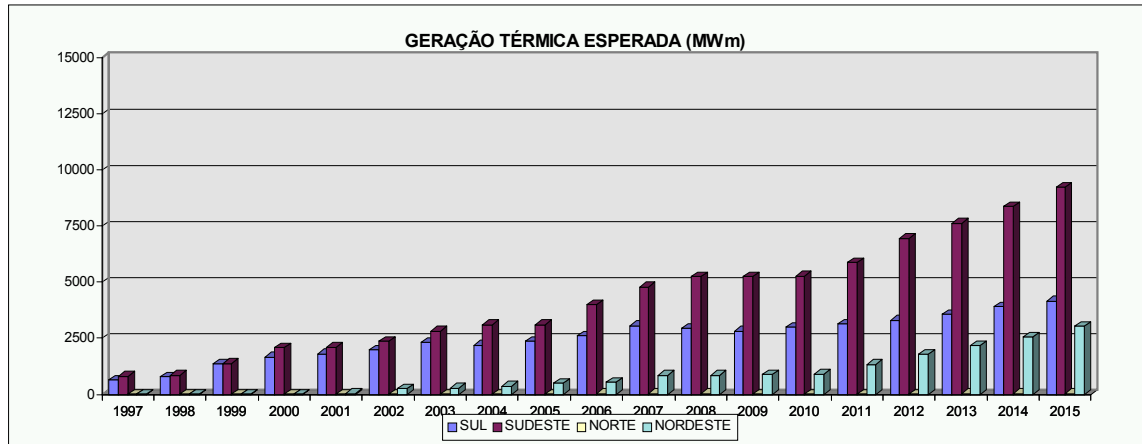


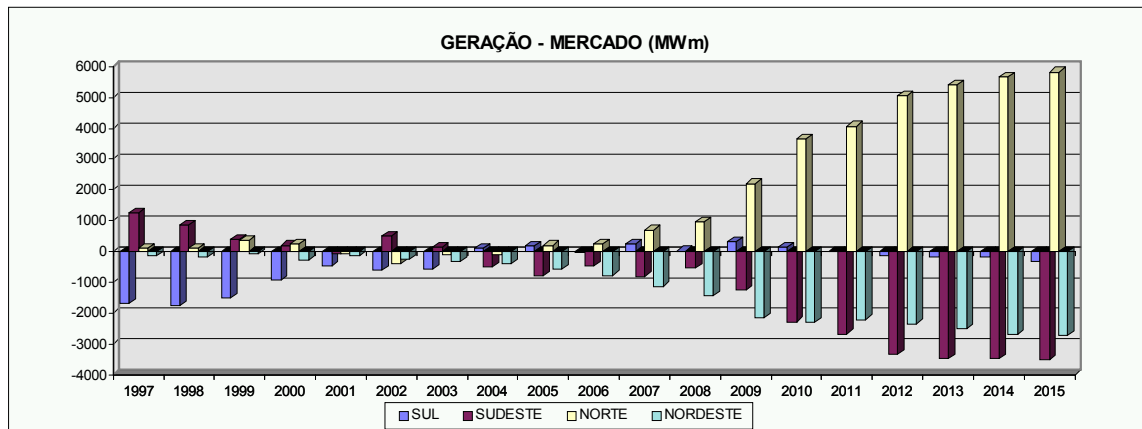
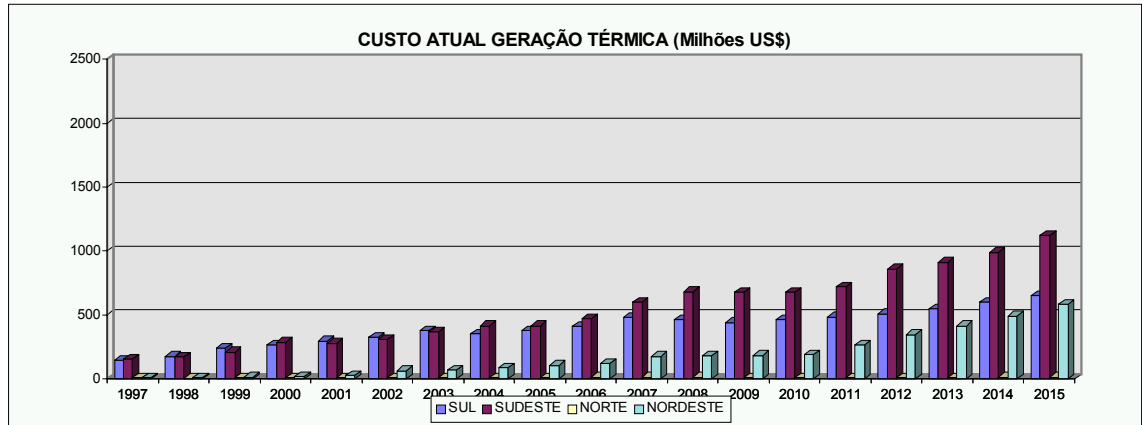




J.2 - RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES - USINAS TERMOELÉTRICAS OPERADAS COM FATOR DE CAPACIDADE MÍNIMO OBRIGATÓRIO ZERADO







(IEE2R.DOC/CPP - Rev.2 - 31/08/98)

CLAUDIO PAIVA DE PAULA

**EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA - ASPECTOS PRÁTICOS E
METODOLÓGICOS, COM ÊNFASE NA OPÇÃO TERMOELÉTRICA**

VOLUME III - APÊNDICES

**Dissertação apresentada ao
Programa Interunidades de
Pós-Graduação em Energia
(Instituto de Eletrotécnica e Energia/
Escola Politécnica/ Instituto de Física/
Faculdade de Economia e Administração)
da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de
Mestre em Energia**

**São Paulo
1997**

ÍNDICE

<i>APÊNDICE 1 - SISTEMAS DE GERAÇÃO COM DERIVADOS DE PETRÓLEO</i>	<i>1</i>
1.1 Usinas Térmicas Convencionais	1
1.2 Sistemas Híbridos - Repotenciamento/Modernização de Usinas em Operação	3
1.3 Usinas Convencionais com Motores Diesel a Óleo Residual	8
<i>APÊNDICE 2 - SISTEMAS DE GERAÇÃO COM GÁS NATURAL</i>	<i>11</i>
2.1 Turbinas a Gás de Serviço Pesado em Ciclo Simples	11
2.2. Turbinas a Gás em Ciclo Combinado	15
2.3 Usinas com Motores Multicombustíveis Diesel/Gás	19
<i>APÊNDICE 3 - GERAÇÃO TERMOELÉTRICA COM CARVÃO MINERAL</i>	<i>22</i>
3.1 Alternativas de Geração com Carvão Mineral	22
3.1.1 Usinas Convencionais a Carvão Pulverizado	22
3.1.2 Usinas a Leito Fluidizado Atmosférico	27
3.1.3 Usinas a Leito Fluidizado Pressurizado	30
3.1.4 Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado - IGCC	35
3.2 Novas Tecnologias de Combustão	39
3.3 Custos de Geração	40
3.4 Conclusões	43
<i>APÊNDICE 4 - O PAPEL DA ENERGIA NUCLEAR</i>	<i>44</i>
4.1 Energia Nuclear - Qualificação	44
4.2 O Papel da Energia Nucleoelétrica	46
<i>APÊNDICE 5 - ESTUDO DE CASO: IMPLANTAÇÃO DE TERMOELÉTRICA A ULTRAVISCOSOS DE PETRÓLEO - A USINA DE PAULÍNIA DA CESP</i>	<i>48</i>
5.1 Características da Termoelétrica Proposta	48
5.2 O RIMA Apresentado - Impactos Ambientais do Projeto	48
5.3 A Reação da Sociedade	49
5.4 Motivações na Aceitação ou Rejeição de Projetos	50
5.5 O Cancelamento do Projeto	52
5.6 Implantação de Projetos Polêmicos - Conclusões e Recomendações	52
<i>APÊNDICE 6 - CARVÃO MINERAL - GERAÇÃO TERMOELÉTRICA A CARVÃO NO SUL OU EM SÃO PAULO</i>	<i>55</i>

6.1 - Generalidades	55
6.2 - Expansão do Parque Termoelétrico	55
6.3 - Suprimento de Carvão Mineral a São Paulo	56
6.3.1 - Generalidades	56
6.3.2 - Carvão Nacional	57
6.3.3 - Importado	58
6.4 - Geração a Carvão no Sul	61
6.5 - Questão Ambiental	61
6.5.1 - Aspectos Gerais	61
6.5.2 - Emissões das Usinas Termoelétricas a Carvão	61
6.5.3 - Legislação de Meio Ambiente	62
6.6 - Tecnologias de Queima de Carvão	62
6.7 - Baixada Santista - Microlocalização de Empreendimentos de Geração	63
6.7.1 - Descrição do Local	63
6.7.2 - Localização CODESP	64
6.7.3 - Localização COSIPA	64
6.7.4 - Outras Localizações na Baixada	65
6.7.5 - Análise Ambiental	66
6.8 - Final	68

LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1 - USINA TERMOELÉTRICA A CARVÃO - Custos de Capital a Preços Internacionais sem sobrepreço e com JDC

TABELA 3.2 - USINA TERMOELÉTRICA A CARVÃO - Custo de Geração - Parcela Referente a Capital

TABELA 3.3 - USINA TERMOELÉTRICA A CARVÃO - CUSTO DO COMBUSTÍVEL

TABELA 3.4 - USINA TERMOELÉTRICA A CARVÃO - CUSTO DE O & M

TABELA 3.5 - USINA TERMOELÉTRICA A CARVÃO - CUSTO TOTAL DE GERAÇÃO

TABELA 4.1 - PRINCIPAIS FONTES DE URÂNIO - (CUSTOS INFERIORES A US\$ 130t)

TABELA 4.2 - PRINCIPAIS FONTES DE TÓRIO

TABELA 4.3 - TERMOELÉTRICAS CONVENCIONAIS - COMPARAÇÃO DE CUSTOS DE GERAÇÃO

TABELA 6.1 - CARVÃO MINERAL NACIONAL - Características Significativas

TABELA 6.2 - CARVÃO MINERAL IMPORTADO - Características Significativas

TABELA 6.3 - REDUÇÕES NA GERAÇÃO DE POLUENTES ATMOSFÉRICOS

LISTA DE FIGURAS

Figura G.1 - Fluxograma Simplificado de uma Unidade Térmica Convencional Baseada em Óleo Pesado

Figura G.2 - Diagrama de um Bloco de Ciclo Combinado com Queima Plena - Sistema de Purificação de Efluentes Incluído (Fully Fired Combined Cycle)

Figura G.3 - Diagrama de um Bloco de Ciclo Combinado com Energização em Paralelo - (Parallel - Powered Combined Cycle)

Figura G.4 - Conversão de Planta a Vapor para Ciclo Combinado com Preaquecimento Pleno - (Boosting of Steam Turbines)

Figura G.5 - Esquema de uma Turbina a Gás de Serviço Pesado

Figura G.6 - Esquema de Funcionamento de uma Turbina a Gás em Ciclo Combinado

Figura G.7 - Esquema Básico de Unidades a Carvão Pulverizado

Figura G.8 - Esquema Básico de Unidades a Leito Fluidizado Atmosférico

Figura G.9 - Esquema básico de unidades PFBC tipo borbulhante supercrítica de 340 MW

Figura G.10 - Fluxograma Simplificado de um Processo IGCC Baseado em Carvão Mineral

APÊNDICE 1 - SISTEMAS DE GERAÇÃO COM DERIVADOS DE PETRÓLEO

1.1 USINAS TÉRMICAS CONVENCIONAIS

1) Introdução

A adoção de óleos combustíveis pesados para geração de termoelectricidade através da utilização da tecnologia convencional não apresenta restrições do ponto de vista tecnológico, sendo uma alternativa bastante difundida, com um mercado fornecedor bastante diversificado e competitivo. CESP 26

Por outro lado, no cenário nacional os óleos pesados como alternativa energética constituem um potencial discreto, ao mesmo tempo que apresentam restrições do ponto de vista ambiental.

2) Processo Básico

O óleo combustível, pré-aquecido para que esteja com viscosidade adequada para a pulverização, é queimado em uma caldeira convencional, gerando vapor em alta pressão que, por sua vez, irá acionar um conjunto turbina/alternador, produzindo a energia elétrica desejada. A Figura G.1 ilustra um fluxograma típico de uma unidade térmica baseada nesta tecnologia.

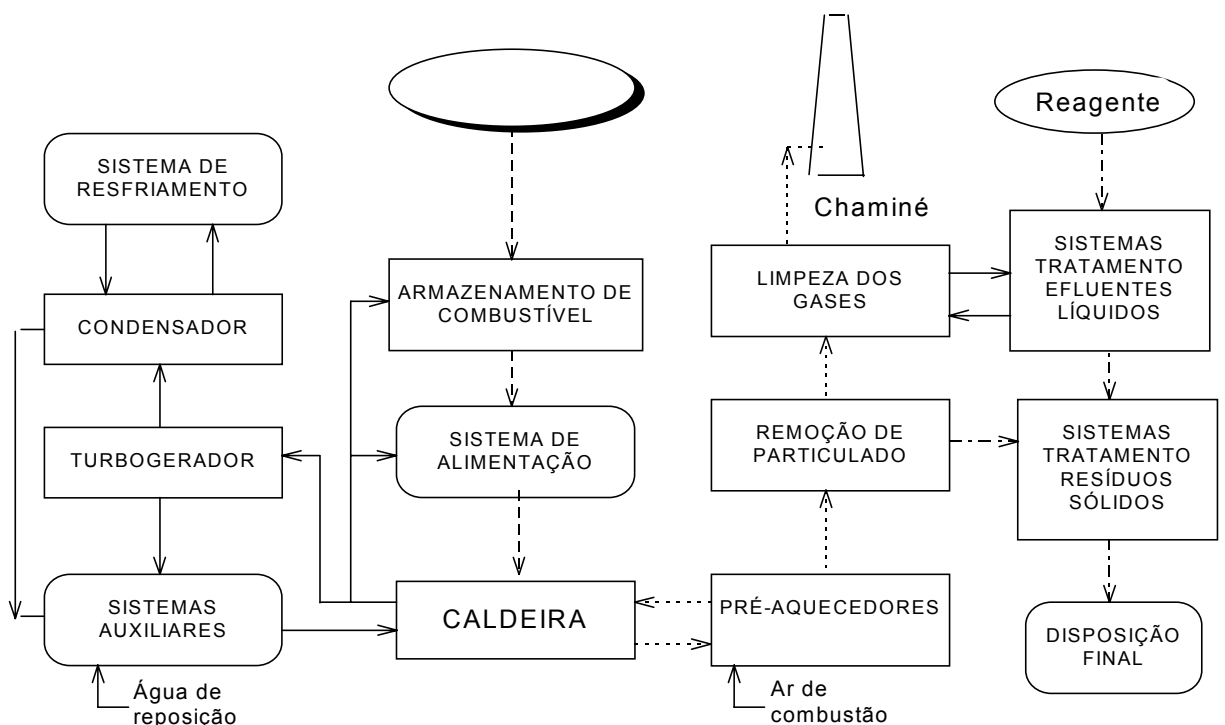


Figura G.1 - Fluxograma Simplificado de uma Unidade Térmica Convencional Baseada em Óleo Pesado

O manuseio dos óleos combustíveis pesados para a sua queima em caldeiras é cercado de cuidados especiais. Primeiramente tanques e linhas devem estar aquecidos em níveis

adequados de temperatura para que haja bom escoamento dos óleos, evitando-se a cristalização de compostos parafínicos, o que promove entupimentos indesejáveis e de difícil solução. CESP²⁵

Em função da sua viscosidade, estes óleos necessitam certo grau de aquecimento para que sejam atingidos níveis adequados à pulverização (cerca de $0,2 \times 10^{-4}$ a $0,35 \times 10^{-4}$ m²/s). CESP²⁵

3) Sistemas Comerciais

Para o segmento óleo combustível, existe um grande número de fabricantes de caldeiras convencionais compatíveis com as necessidades de uma usina termoeletrica de grande porte. CESP²⁶

Os conceitos e arranjos diferem de um fabricante para outro em função da natureza do combustível utilizado. Os geradores de vapor podem assumir diferentes configurações em função do tipo de circulação de água e do vapor (natural e forçada), do arranjo dos queimadores (frontais, opostos, invertidos, ciclônicos e tangenciais) e da condição do vapor produzido (subcríticas e supercríticas).

Nas unidades geradoras a óleo pesado, uma grande atenção é dada aos sistemas de estocagem e manuseio de combustível, em função de sua elevada viscosidade e da tendência à deposição de compostos parafínicos nas paredes dos tanques e tubulações, compostos estes de difícil remoção, o que determina cuidados especiais com a manutenção de temperaturas adequadas e evitando-se bruscas variações de pressão nestes sistemas. CESP²⁵

Além do controle de temperatura e pressão nas linhas, os procedimentos de partida e parada são complexos e dependem de sistemas de combustível auxiliar leve para condicionamento e limpeza das tubulações, bombas e queimadores. CESP²⁵

4) Situação Atual

A tecnologia convencional para a geração de energia com base em óleo combustível praticamente atingiu seus limites tecnológicos, havendo, ainda, a possibilidade de algum avanço na configuração de ciclos térmicos e na geração de vapor em condições supercríticas, o que poderá elevar o rendimento global do chamado ciclo convencional para níveis entre 40 e 45%.

5) Escalas de Potência

O limite de potência de instalações termoeletricas a óleo está estabelecido pela engenharia dos geradores de vapor e das turbinas. Algumas potências são consagradas, como por exemplo 125 MW, 200 MW, 350 MW e 600 MW, em função de padrões estabelecidos principalmente por fabricantes de turbinas a vapor. Os limites superiores para a tecnologia de turbinas a vapor encontram-se hoje na casa dos 1300 MW, porém a tendência é uma redução dos níveis unitários de potência, em função de questões ambientais e de uma melhor distribuição da geração nos sistemas. CESP²⁵

Desta forma, a atualidade nos mostra uma grande concentração de fornecimentos na faixa dos 150 a 350 MW e, em segundo lugar, num patamar de 600 MW para as usinas térmicas a óleo combustível, com uma tendência à utilização de ciclos combinados. Esta mudança está direcionada à melhoria do rendimento global e redução de índices

específicas das emissões gasosas (CO₂, NO_x e SO_x), normalmente utilizado em projetos de repotenciação e/ou adequação ambiental. CESP²⁵

6) Conclusões

Em princípio, no atual cenário, não existem restrições quanto à utilização de óleo pesado na geração termoelétrica, notadamente nos regimes de complementação adotados pelo Setor Elétrico Brasileiro. Uma rápida retomada do crescimento econômico poderá dar oportunidade ao aumento da participação deste energético na matriz de geração de eletricidade, devendo ser observado que o potencial de toda produção nacional deste energético totaliza cerca de apenas 2000 MW, para um fator de capacidade em torno de 60 %, descaracterizando-o como opção para um programa de expansão em larga escala. CESP²⁵

Em termos tecnológicos não existem riscos acima dos níveis normalmente enfrentados por qualquer empreendimento baseado em tecnologias dominadas, havendo um grande número de fornecedores consagrados para quaisquer dos sistemas componentes de uma usina convencional baseada em óleo combustível pesado. CESP²⁵

Os fatores que caracterizam o cenário relativo ao uso de óleo pesado na geração termoelétrica indicam uma tendência à sua utilização econômica em sistemas de cogeração industrial ou autoprodução, determinados por avaliação econômica de cada alternativa, em função da escala e do regime de produção e, no caso da cogeração, do mercado para a energia excedente. CESP²⁵

1.2 SISTEMAS HÍBRIDOS - REPOTENCIAMENTO/MODERNIZAÇÃO DE USINAS EM OPERAÇÃO

A conversão de usinas termoelétricas convencionais em usinas de ciclo combinado a gás e vapor, com inclusão de turbinas a gás nas instalações existentes, é a maneira mais econômica e tecnicamente recomendável para: BECKER¹⁶

- aumentar a eficiência da usina, reduzindo com isso o consumo específico de combustível e os impactos ambientais;
- aumentar a capacidade elétrica instalada da usina.

As emissões de poluentes são reduzidas proporcionalmente à redução do consumo de combustível, devido à maior eficiência operacional. Definem-se os seguintes conceitos:

(i) Repotenciamento (“Repowering”)

Consiste na substituição da caldeira existente por uma ou mais turbinas a gás com suas respectivas caldeiras de recuperação, com ganhos significativos de eficiência. O vapor gerado nas caldeiras de recuperação alimenta a turbina a vapor existente. Existem exemplos de repotenciamentos onde acréscimos de 50 % na potência de UTE’s são obtidos a partir de aumentos de apenas 20 % no consumo de combustível. BECKER¹⁶

(ii) Ciclo Combinado com Queima Plena (“Fully Fired Combined Cycle”)

Nesta alternativa os gases de exaustão da(s) turbina(s) a gás são utilizados como fluido de aquecimento e ar de combustão da caldeira existente. Este arranjo é impulsionado pelos programas internacionais de redução das emissões de CO₂, cuja

consequência imediata sobre as usinas menos eficientes poderá ser a penalização econômica através da cobrança de taxas. Ver figura G.2. BECKER₁₆

(iii) Ciclo Combinado com Energização em Paralelo (“Parallel Powered Combined Cycle”)

Inclusão de uma turbina a gás com sua caldeira de recuperação gerando vapor em paralelo à caldeira convencional existente, complementando a alimentação da turbina a vapor também existente. Ver figura G.3. BECKER₁₆

(iv) Ciclo Combinado com Aquecimento de Condensado (“Boosting of Steam Turbines”)

Inclusão de uma turbina a gás com sua caldeira de recuperação apenas preaquecendo o condensado e a água de alimentação da caldeira já existente. Ver figura G.4. BECKER₁₆

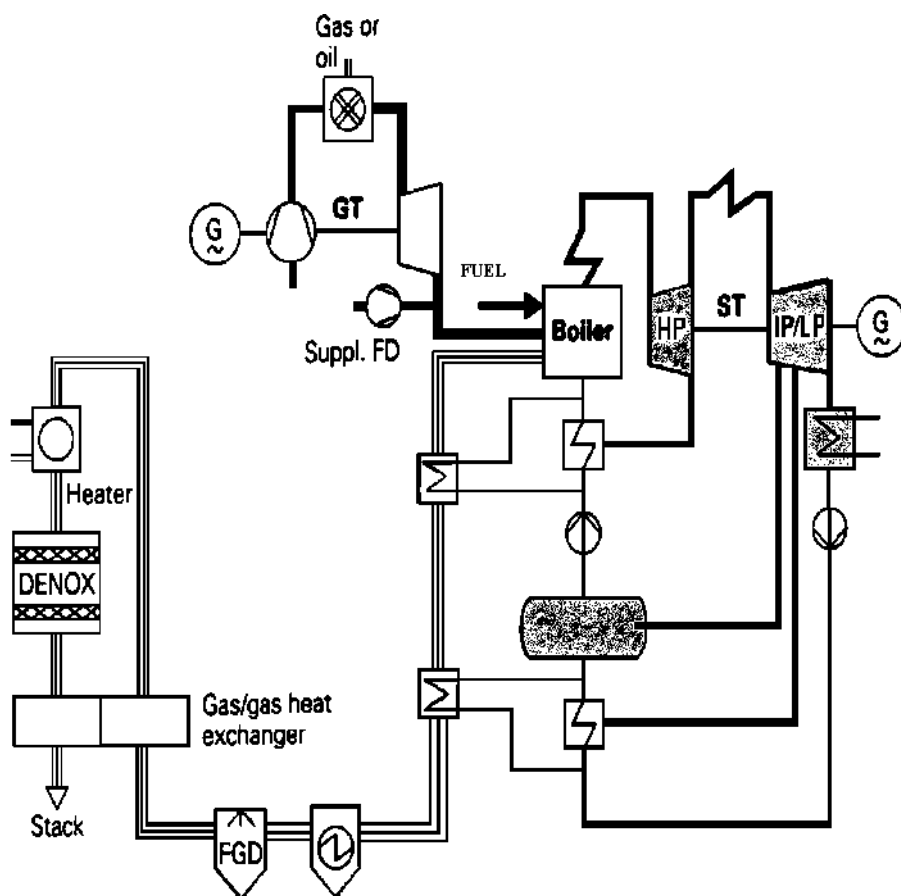


Figura G.2 - Diagrama de um Bloco de Ciclo Combinado com Queima Plena - Sistema de Purificação de Efluentes Incluído (Fully Fired Combined Cycle)

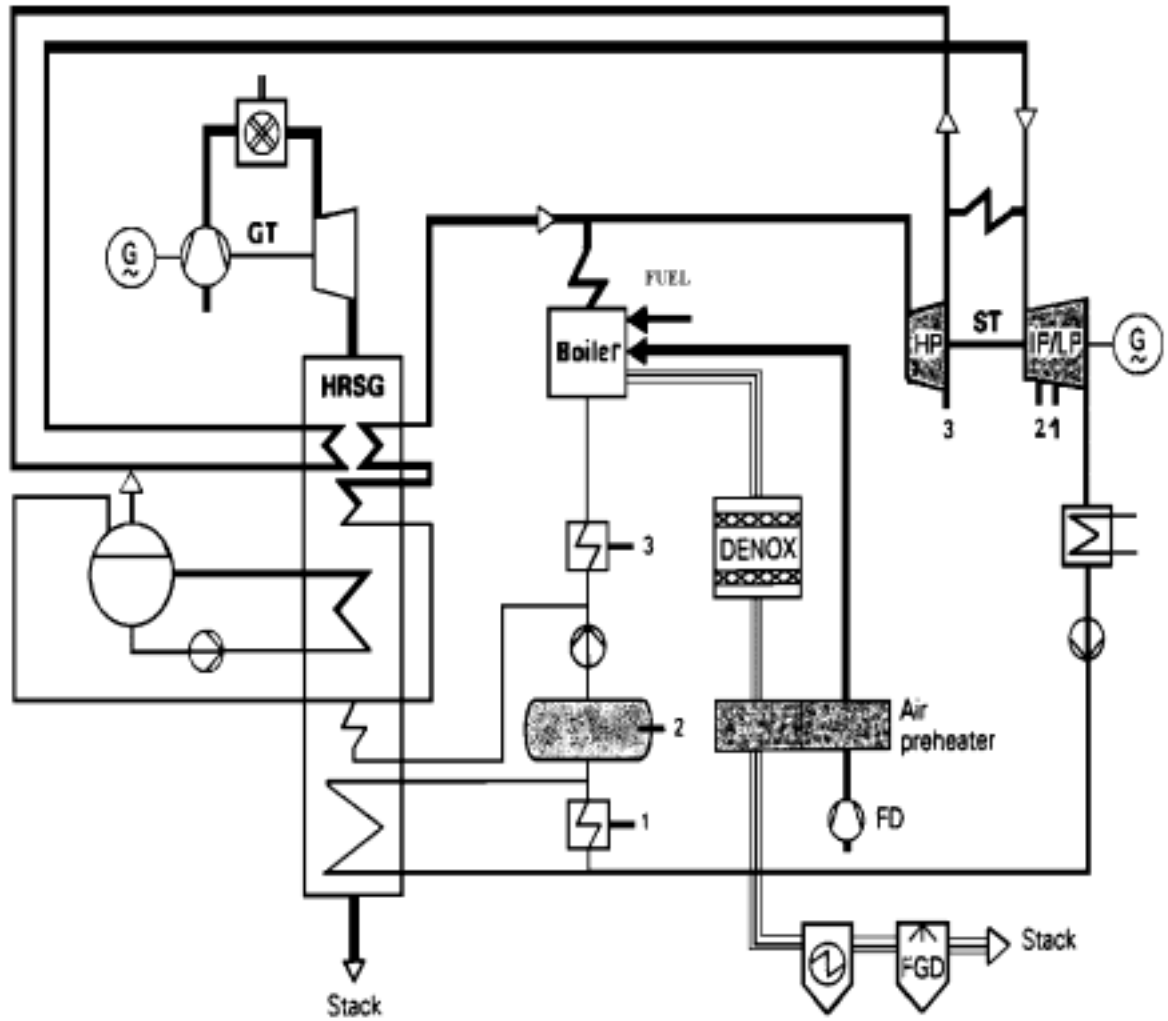


Figura G.3 - Diagrama de um Bloco de Ciclo Combinado com Energização em Paralelo (Parallel - Powered Combined Cycle)

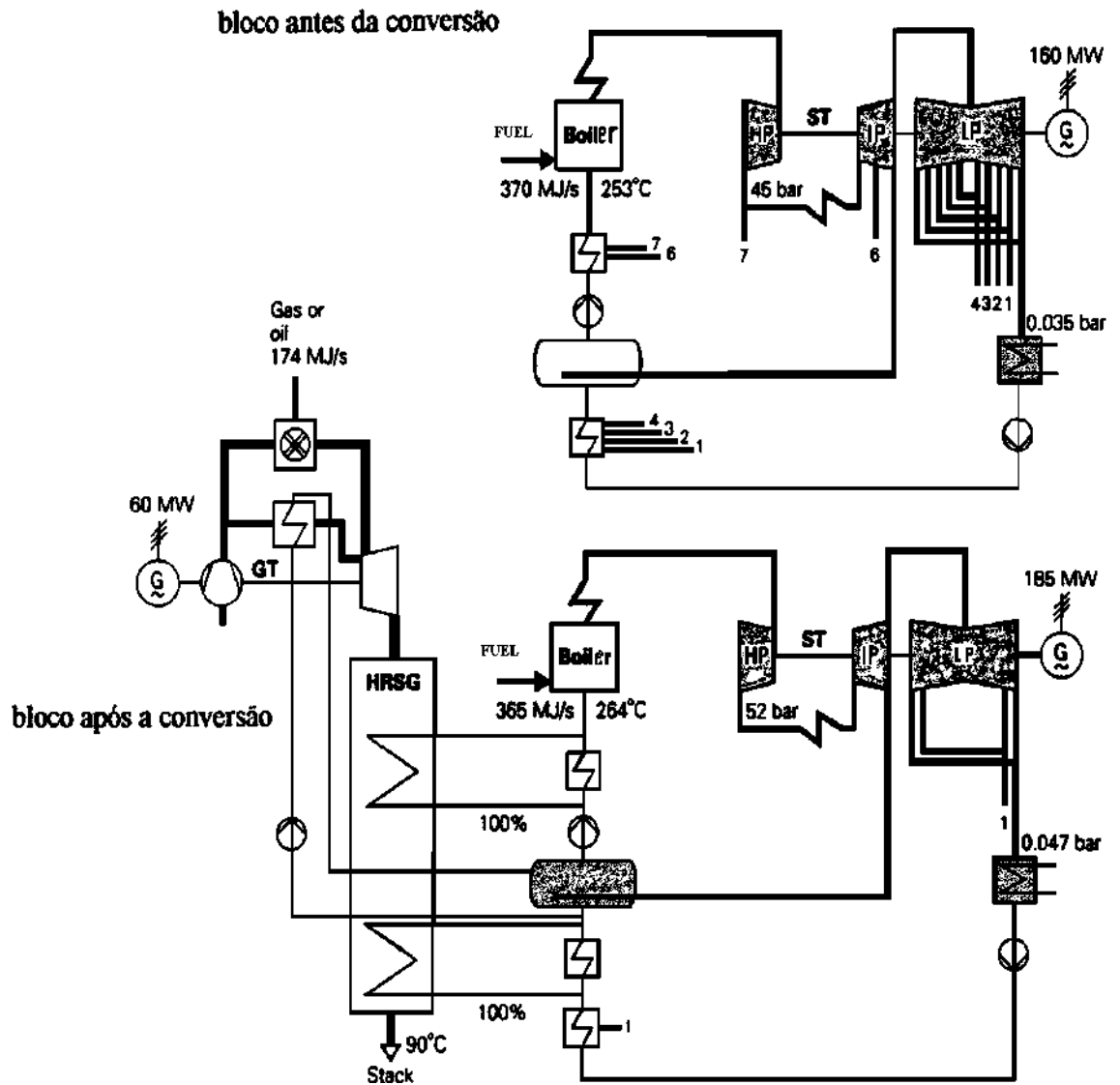


Figura G.4 - Conversão de Planta a Vapor para Ciclo Combinado com Preaquecimento Pleno
(Boosting of Steam Turbines)

1.3 USINAS CONVENCIONAIS COM MOTORES DIESEL A ÓLEO RESIDUAL

1) Introdução

Motores Diesel de grande tamanho são as máquinas térmicas de maior eficiência energética existentes. Permitem, ainda, o consumo de combustíveis de baixo custo, como o óleo residual. CESP³¹

2) Processo Básico

O motor Diesel, desenvolvido para o consumo de óleos combustíveis pesados, é produzido, na época atual (1995), em tamanhos unitários que vão desde exuberantes 65880 kW, obtidos a partir de 12 cilindros em linha, cada um deles com 960 mm de diâmetro e com árvore de manivelas que atinge a velocidade angular de 100 rpm, até modestos 450 kW, a 900 rpm, destinados à geração auxiliar de energia elétrica em instalações marítimas e obtidos de 5 cilindros em linha com 200 mm de diâmetro. O combustível para esses motores são óleos pesados que satisfaçam a norma ISO 8217/1987 classe RM H55 ou a norma CIMAQ 1986, classe H55. Os óleos combustíveis marítimos, desde MF- 30 até MF- 420, que constituem misturas entre o óleo residual OC1A e quantidades variáveis, desde 6 % até 39 %, de óleo Diesel, se enquadram nessas especificações. CESP³¹

O limite superior para a viscosidade do óleo combustível pesado, constante das normas citadas acima, é de 700 mm²/s (cSt) a 50 °C. Os óleos pesados necessitam de tratamento especial antes de poderem ser consumidos. Motores com diâmetros de cilindro da ordem de 200 a 240 mm necessitam o emprego de óleos combustíveis que não ultrapassem 380 mm²/s (cSt) a 50 °C ou menos. CESP³¹

3) Sistemas Comerciais

Usinas termoelétricas com motores Diesel para consumo de óleo pesado, vêm sendo empregadas há muito tempo, tanto para geração de base como para cogeração de eletricidade e calor. O elevado rendimento térmico do motor Diesel, sua confiabilidade satisfatória, além do baixo custo de seu combustível, têm sido os fatores decisivos para a viabilização dessas usinas. Como estas máquinas possuem compressores acoplados externamente, são menos susceptíveis aos efeitos de altitude de instalação. CESP³¹

Nas aplicações estacionárias predominam os motores de 4 tempos. Em 1987, 71 motores Sulzer de dois tempos operavam em 21 usinas, e 193 motores de 4 tempos, do mesmo fabricante, operavam em 68 usinas. Entre essas podem ser citadas a usina elétrica de Vitória, na cidade de Funchal, Ilha da Madeira, com capacidade de 41,8 MW produzidos por quatro motores 16ZA40S, a usina Zhong Shan III, na República Popular da China, com 104,5 MW de capacidade e 10 motores do mesmo modelo. Atualmente existem, no mundo, 524 motores Sulzer do tipo Z, de 4 tempos, instalados ou encomendados. CESP³¹

A firma MAN-B&W reporta em que entre 1988 e 1990 foram vendidas 122 unidades de quatro tempos, totalizando a potência de 960 MW, instaladas em 85 usinas. Entre elas, podem ser citadas a usina de ASIR-ABHA, com 9 motores do tipo 14V52/55A, desenvolvendo a potência de 90 MW, localizada na Arábia Saudita e a usina de Nouakchott, na Mauritânia, com 4 motores 9L52/55B desenvolvendo 32,9 MW. CESP³¹

4) Sistemas Avançados

Na busca de um combustível com custo por unidade de energia menor do que os óleos pesados, vem sendo testado ultimamente uma emulsão aquosa de pó de carvão. O trabalho experimental, patrocinado pelo U.S. Department of Energy (DOE), foi iniciado em 1987 pelas empresas “Arthur D. Little” (ADL) e “Cooper-Bessemer Reciprocating Products Division of Cooper Industries, Inc.” (Cooper). Até 1994 haviam sido realizadas 440 horas de desenvolvimento experimental em motor monocilíndrico. Um motor de 6 cilindros, fazendo uso do novo combustível, havia completado 225 horas de teste. Totalizou-se no final 1050 horas de operação com motores Cooper-Bessemer, utilizando emulsão aquosa de carvão com água. CESP³¹

Um teste prático em grande escala está sendo organizado, desde 1992, por um consórcio formado pelas empresas e grupos “Easton Utilities Commission”, “Cooper”, “ADL” e “Ohio Coal Development Office”, e consiste na instalação e operação de dois motores Cooper Bessemer, de 20 cilindros em “V”, com cilindros medindo 393,7 mm de diâmetro e gerando 6,3 MW cada motor (Potência específica de 0,259 kW/cm², que é um valor relativamente baixo). CESP³¹

Os dois grupos geradores serão instalados na usina N^o 2 da Easton Utilities Commission, que fica em Easton, Maryland, EUA., e serão interligados com as redes elétricas de Easton e da “Delmarva Power and Light Company”. O início da operação dos motores é previsto para Janeiro de 1998, e espera-se completar 6000 horas de teste no ano 2001. Até o fim de 1997 serão realizadas 1000 horas adicionais de teste de durabilidade, nas instalações de engenharia experimental da Cooper, em Mount Vernon, Ohio. CESP³¹

Espera-se atingir um custo de investimento total de US\$ 1300,00/kW, para uma instalação completa com todos os tratamentos de emissões necessários, e estima-se a eficiência, que deverá ser obtida, em 48,2 %. CESP³¹

Um desenvolvimento semelhante, também patrocinado pelo DOE, foi realizado de 1989 até 1994 pela “General Electric Transportation Systems” de Erie, Pennsylvania. Um motor de 12 cilindros foi desenvolvido, testado e operado em estrada de ferro, com resultados satisfatórios, com nível de emissões significativamente inferior ao de locomotivas Diesel atuais. CESP³¹

Os motores Diesel de produção atual, que consomem óleos pesados, conseguem atender a todas legislações antipoluentes válidas para instalações industriais, apesar de que essas legislações sejam geralmente mais severas do que as veiculares. Mesmo assim estão sendo realizados muitos trabalhos de pesquisa e desenvolvimento, afim de encontrar soluções alternativas, de menor investimento e de custo operacional reduzido. CESP³¹

5) Situação Atual

A tecnologia dos Motores Diesel que consomem óleo pesado é antiga e consolidada, mas continua em constante evolução. Os grandes motores Diesel marítimos vêm sendo progressivamente aperfeiçoados, e já em 1950 operavam de forma exclusiva com óleos pesados, mostrando confiabilidade plenamente satisfatória. Seu desenvolvimento influenciou de forma decisiva o desenvolvimento dos motores estacionários, nos quais predomina o funcionamento em quatro tempos. CESP³¹

Desenvolvimentos em andamento, para aperfeiçoar o funcionamento dos motores Diesel com óleo pesado, visam principalmente a redução da emissão de poluentes, para atender às exigências ambientais, sem prejudicar, na medida do possível, a eficiência e o custo por kW. Entre as soluções possíveis, que atendem a legislação do meio ambiente, o uso do óleo pesado 1B é a melhor, quando a utilização é baixa. Os efeitos nocivos da presença de maior quantidade de SO_x no motor, de qualquer forma, precisam ser avaliados de forma crítica, especialmente quando se for considerar a instalação de equipamento DeNO_x, onde a presença de SO_x causa inconvenientes. CESP³¹

6) Escala de Potência

A potência de motores Diesel para consumo de óleo pesado varia entre 65,88 MW (Sulzer 12RTA96C) e 450 kW (MAN B&W 5L20/27 ou semelhante). O extremo inferior da faixa de potência é representado por motores com diâmetros de cilindro da ordem de 200 mm, e com 4 ou 5 cilindros em linha, empregados na geração elétrica de navios. Nem todos os modelos existem com o necessário desenvolvimento para seu uso em usinas elétricas, que envolve trabalhos de desenvolvimento, especialmente na área de adaptação dos turbo-compressores, afim de permitir que os motores sejam acoplados a geradores. Embora estes desenvolvimentos não exijam muito, é sempre necessário que sejam precedidos pelo interesse comercial pela aplicação. CESP³¹

APÊNDICE 2 - SISTEMAS DE GERAÇÃO COM GÁS NATURAL

2.1 TURBINAS A GÁS DE SERVIÇO PESADO EM CICLO SIMPLES

1) Introdução

Turbinas a gás, assim chamadas por operarem com o fluido de trabalho permanecendo na fase gasosa em todo o ciclo, também são conhecidas como turbinas de combustão, por receberem a energia necessária ao seu acionamento através de uma combustão interna. São constituídas basicamente por um compressor de ar, um combustor e uma turbina propriamente dita, que produz a potência necessária ao acionamento do compressor e ainda a potência útil, aproveitada em um gerador elétrico ou diretamente para acionamento mecânico. ABB₀₁

As primeiras turbinas a gás construídas foram máquinas estacionárias, do tipo que hoje se chama de serviço pesado (heavy duty). A partir do início da década de 40 ocorreram as primeiras aplicações de turbinas a gás em propulsão de aeronaves e a partir daí o desenvolvimento dos dois tipos de turbinas seguiram caminhos separados. A evolução das de serviço pesado buscou, como em todos equipamentos industriais, desenvolver máquinas duráveis e capazes de utilizar uma faixa mais ampla de combustíveis; a das aeroderivativas se concentrou em baixos peso e volume; em ambos os desenvolvimentos, a redução de custos e consumo de combustível foi sempre buscado. Devido à grande semelhança de tecnologia entre as turbinas de serviço pesado e aeroderivativas, as inovações tecnológicas de qualquer delas foram rapidamente assimiladas pela outra, de modo que o estágio de evolução dos dois tipos é sempre bastante semelhante. ABB₀₁

O gás natural tem características que o tornam o combustível ideal sob o ponto de vista da queima, pois apresenta baixa formação de fuligem, baixos teores de cinzas e de enxofre e grande volume de produtos de combustão, o que resulta respectivamente em menor manutenção, menores problemas ambientais e maior potência. Pela ausência de nitrogênio atômico nas moléculas do combustível, a liberação de NO_x se resume àquele formado durante a combustão, o que na tecnologia de turbinas a gás é facilmente controlável. CESP₃₁

2) Processo Básico

Turbinas a gás de ciclo simples são baseadas no ciclo termodinâmico a gás, conhecido como ciclo Brayton. Neste, o fluido de trabalho sofre uma compressão adiabática, um aquecimento isobárico, uma expansão adiabática e um resfriamento isobárico, retornando à condição inicial, conforme mostrado na Figura G.5. CESP₃₁

3) Sistemas Comerciais

As turbinas a gás de serviço pesado são equipamentos padronizados, disponíveis comercialmente apenas em alguns modelos de linha dos fornecedores, sendo as adaptações a uma particular especificação de combustível utilizado pelo comprador possível somente dentro de certos limites. Desta forma, para chegar-se a uma usina com determinada potência, o comprador deverá selecionar um número de turbinas do modelo escolhido que se aproxime da potência desejada. CESP₃₁

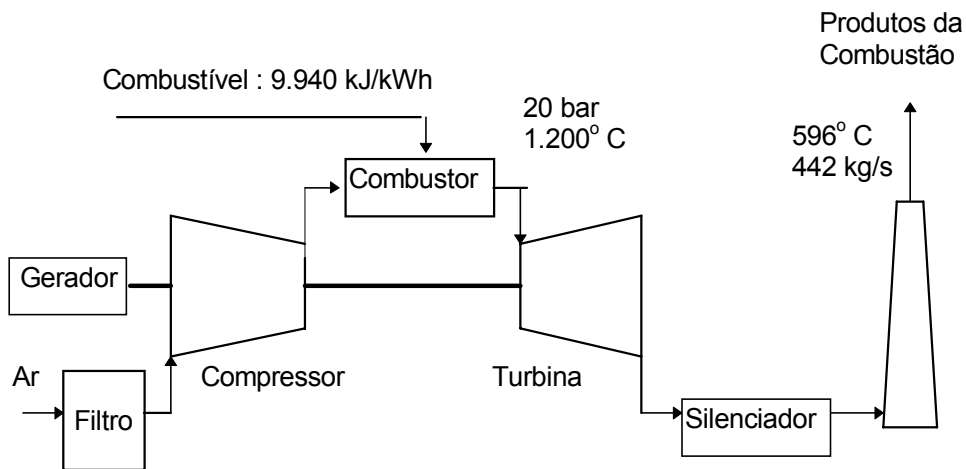


Figura G.5. Esquema de uma Turbina a Gás de Serviço Pesado

Todas as turbinas oferecidas comercialmente têm seus parâmetros operacionais determinados para uma condição padronizada na norma ISO, hoje aceita universalmente. As principais condições desta norma são temperatura ambiente de 15 °C, pressão atmosférica absoluta de 1,013 bar e umidade relativa de 60 %. Normalmente os fabricantes apresentam a potência e eficiência baseadas na operação da turbina usando como combustível o gás natural, sem filtro de ar na entrada, sem redutor de velocidade, sem silenciador e sem chaminé. Para se obter os parâmetros operacionais no local e nas condições de uso deve-se efetuar as correções, que para efeito de planejamento podem ser aproximadas, como se segue. CESP³¹

A correção do desempenho da turbina para a temperatura ambiente do local de operação é a mais importante, e normalmente os fabricantes têm ábacos ou gráficos próprios para sua determinação. Entretanto, para efeito de planejamento, pode-se usar as seguintes fórmulas aproximadas para todas as turbinas:

- Há um aumento de 1 % do “heat rate” (ou diminuição de 1 % da eficiência) para cada 4,5 °C de aumento de temperatura acima do padrão da norma ISO 15 °C;
- Há uma queda de 1 % da potência fornecida para cada 1,4 °C de aumento de temperatura acima do padrão da norma ISO 15 °C.

A altitude é o segundo fator ambiental em ordem de importância no desempenho das turbinas. Seu efeito é apenas de reduzir a pressão do ar na entrada e saída da turbina, reduzindo conseqüentemente sua vazão de ar. Acarreta uma redução da potência mas não afeta a eficiência. Podemos ter uma avaliação de seu efeito pela fórmula :

- Há uma queda de 1 % da potência para cada 80 m de altitude acima do nível do mar.

A umidade do ar tem um pequeno efeito no desempenho das turbinas e em situações onde as condições ambientes não se afastam drasticamente das condições da norma ISO pode ser desprezada. Nos casos onde deseja-se avaliar seu efeito, pode-se usar as

seguintes fórmulas, baseadas na umidade absoluta (kg de vapor d'água por kg de ar seco) do local :

- Há um aumento de 0,1 % do “heat rate” (ou queda de 0,1 % da eficiência) para cada 0,0027 de umidade absoluta acima do valor de 0,0064, que é a umidade absoluta correspondente a 60 % de umidade relativa a 15 °C;
- Há uma queda de 0,1 % da potência para cada 0,0068 de umidade absoluta acima do valor de 0,0064.

4) Sistemas em Estágio de Planta de Demonstração

Turbinas a gás de serviço pesado têm uma tecnologia já estabelecida e as inovações tecnológicas introduzidas na operação da própria turbina têm sido do tipo evolutivo, sem grandes inovações que requeiram a construção de plantas de demonstração. Uma inovação que foge a este padrão é o resfriamento de ar por acumulação de gelo, cuja introdução começa a ser feita em unidades de demonstração. CESP ³¹

Turbinas a gás são freqüentemente usadas em geração de ponta, que nos países desenvolvidos coincide com as horas mais quentes do dia, devido ao uso intenso pelos consumidores de sistemas de refrigeração e condicionamento de ar. Já foi mencionado neste relatório a redução da potência produzida pela turbina a gás provocada pelo aumento da temperatura ambiente, o que implica em que a companhia geradora deve, nestas condições, instalar uma potência muito grande, para atender à carga em situações desfavoráveis à operação das turbinas a gás. CESP ³¹

Visando diminuir a potência instalada necessária a atender à demanda de ponta, vários sistemas foram propostos, e pelo menos um sistema foi operado com sucesso a partir de 1992 em Lincoln, Nebraska, refrigerando o ar de entrada da turbina com gelo produzido e armazenado durante as horas de baixa demanda.

Na mesma linha de refrigeração do ar de entrada da turbina, várias experiências a nível de demonstração foram feitas em regiões semidesérticas através de refrigeração evaporativa adiabática, onde o abaixamento de temperatura é obtido pela evaporação de água ou metanol ou uma mistura deles na entrada de ar da turbina.

5) Sistemas Avançados

O desenvolvimento tecnológico das turbinas a gás busca aumentar a potência e eficiência sem comprometer a durabilidade e flexibilidade no uso de combustíveis. Com este objetivo, a grande maioria das pesquisas se concentra no desenvolvimento de materiais resistentes a altas temperaturas, sistemas de refrigeração das palhetas e bocais que permitam um aumento da temperatura dos gases quentes que entram na turbina propriamente dita e aperfeiçoamento aerodinâmico das passagens e componentes.

6) Situação Atual

Entre todos os fabricantes de turbinas, os equipamentos de maior potência oferecidos comercialmente são do tipo serviço pesado, razão pela qual a maioria dos projetos de expansão das companhias de eletricidade é baseada em turbinas deste tipo. A tendência para turbinas de maior porte - hoje as maiores turbinas de 3.600 RPM têm potência ISO na faixa de 150 a 235 MW - se deve ao menor custo por quilowatt destas máquinas e ao aumento da confiabilidade das grandes turbinas que têm atualmente uma filosofia de

projeto de maior redundância dos componentes e principalmente do sistema de controle, capaz de manter a operação normal da turbina mesmo em casos de falha simples dos principais controladores e sensores. GAS WORLD TURBINE 56

Dentre os membros da NERC - North America Electric Reliability Council, cujos associados detêm 92 % da capacidade instalada por companhias de eletricidade, há cerca de 34.000 MW de potência instalada de turbinas a gás para a geração de ponta, sendo 677 máquinas do tipo serviço pesado, com uma potência média de 32 MW e 357 aeroderivativas, com potência média de 35 MW. O número médio de horas anuais de operação destas turbinas é de 262, o que equivale a um fator de carga de cerca de 3 %. GAS WORLD TURBINE 56

As turbinas de ciclo simples, na sua maioria instaladas para atender demandas de ponta, podem ser facilmente acopladas a uma caldeira de recuperação, produzindo um vapor aproveitado numa turbina a vapor. O novo conjunto, usina de ciclo combinado, torna-se adequado para atender uma demanda de base. Desta forma, um plano de implantação bastante comum entre as companhias de eletricidade é a instalação da turbina em ciclo simples e posteriormente sua conversão para ciclo combinado, o que propicia um fluxo de caixa mais favorável e um aumento gradual da potência instalada, mais ajustado ao aumento da demanda. GAS WORLD TURBINE 56

7) Escala de Potência

Cerca de duas dezenas de fornecedores oferecem praticamente todos os valores de potência entre os extremos a seguir, em 60 Hz. A menor turbina encontrada comercialmente é o modelo S1A-02 da Kawasaki japonesa, com potência de 205 kW. Dentre as maiores turbinas existentes no mercado, destacam-se a GE PG7231(FA) de 168 MW, a Siemens V84.3A de 170 MW, a ABB GT24 de 173 MW e a Westinghouse 501G de 235 MW. As informações acima referem-se às condições ISO, tendo sido coletadas da revista Gas Turbine World - Performance SPECS 1996 - 1997 (Dec.96). GAS WORLD TURBINE 56

8) Conclusões

O gás natural é um combustível que apresenta características que o tornam o combustível ideal para turbinas a gás. Seu baixo teor de enxofre elimina a necessidade de equipamentos de purificação de efluentes gasosos, hoje um dos itens que mais pesa nos custos da geração termoeletrica convencional. A quase ausência de cinzas aumenta a eficiência de geração e reduz a necessidade e o custo das manutenções.

Turbinas a gás colocam-se hoje como a melhor opção para geração termoeletrica de ponta, pelo seu baixo investimento e flexibilidade operacional. As turbinas a gás de serviço pesado são hoje oferecidas em unidades de porte significativo, beneficiando-se de uma economia de escala crescente, o que as coloca como a tecnologia de geração termoeletrica que requer o menor investimento inicial.

2.2. TURBINAS A GÁS EM CICLO COMBINADO

1) Introdução

Turbinas a gás colocam-se hoje como a melhor opção para geração termoelétrica de ponta e até mesmo de base, pelo seu baixo investimento e flexibilidade operacional. As turbinas a gás em ciclo combinado possuem um número de horas de operação que as caracterizam como uma tecnologia estabelecida. Altos fatores de disponibilidade têm sido observados, acima de 95 %. A maior eficiência observada do ciclo combinado situa-se próxima de 55 %, baseada no poder calorífico inferior, e tem crescido continuamente nos últimos anos. Há uma convicção no ambiente da geração termoelétrica que esta continuará a crescer no futuro, não estando longe a quebra da marca de 60 % de eficiência. CESP³¹

O ciclo combinado tem seu nome derivado da utilização de combustível na geração elétrica através dos ciclos Brayton e Rankine em cascata, isto é, usando-se turbinas a gás e turbinas a vapor combinadamente. Nele o combustível é queimado em uma ou mais turbinas a gás, gerando energia elétrica de maneira inteiramente igual às turbinas de ciclo simples. Os gases queimados que deixam a turbina a gás são aproveitados em uma caldeira de recuperação para gerar vapor que aciona a turbina a vapor. Como o vapor é obtido sem a queima de combustível, a potência acrescentada pela turbina a vapor não tem um correspondente consumo de combustível, o que faz do ciclo combinado o meio prático mais eficiente para se gerar energia elétrica termicamente.

O aproveitamento econômico do calor residual na caldeira de recuperação só é possível porque a temperatura dos gases queimados que deixam as turbinas a gás modernas é elevada, conseqüência da temperatura também elevada com que os gases de combustão circulam na turbina a gás. Nos desenvolvimentos mais recentes esta temperatura se aproxima de 1300 °C, com a temperatura dos gases na saída podendo ultrapassar 600 °C, o que por sua vez permite a geração de vapor a 540 °C, condição largamente empregada em usinas termoelétricas a vapor de ciclo Rankine. Nestas condições, um fabricante de turbinas afirma chegar à eficiência de 58 % nas condições ISO. CESP³¹

Devido à alta eficiência na utilização do combustível e também ao maior investimento envolvido nas instalações de ciclo combinado, sua utilização é sempre destinada à geração de base, embora seja bastante comum um programa de construção que instala turbinas a gás de ciclo simples em uma primeira etapa, para geração de ponta, e posteriormente, acompanhando um aumento de demanda, a instalação da caldeira de recuperação, turbina a vapor e demais componentes do ciclo Rankine e transformação do regime de geração para a base. Este modo de implantação tem a vantagem financeira de reduzir o tempo entre a realização das despesas de construção e o seu início de operação e geração de receita, em cada fase.

2) Processo Básico

Turbinas a gás de ciclo simples são baseadas no ciclo termodinâmico a gás, conhecido como ciclo Brayton. Neste, o fluido de trabalho sofre uma compressão adiabática, um aquecimento isobárico, uma expansão adiabática e um resfriamento isobárico, retornando à condição inicial. No ciclo real, ar atmosférico é comprimido na entrada da turbina a gás e os produtos de combustão, na saída da turbina, são lançados na caldeira

de recuperação, gerando vapor que é aproveitado em uma turbina a vapor e daí vai para o condensador, de onde é bombeado de volta para a caldeira, completando o ciclo Rankine. Devido à baixa diferença de temperaturas entre o vapor e os gases de combustão, as caldeiras de recuperação mais eficientes trabalham com mais de um nível de pressão de vapor. A Figura G.6 mostra um esquema de um ciclo combinado. CESP³¹

A parte da turbina a vapor do ciclo combinado é bastante semelhante a das usinas termoelétricas a vapor convencionais, ficando a maior diferença na caldeira, que no ciclo combinado trabalha com produtos de combustão muito mais frios, e conseqüentemente necessita de superfícies de troca de calor maiores. O mecanismo de transferência térmica é predominantemente convectivo, com baixos coeficientes de troca de calor. Há o uso extensivo de tubos aletados e não se usa extrações da turbina para o pré-aquecimento regenerativo da água de alimentação, devido à maior disponibilidade de calor de baixa temperatura. A pressão do vapor não é tão alta quanto nos ciclos convencionais devido à limitação de diferença de temperaturas entre os produtos de combustão e o vapor formado.

A eficiência do ciclo combinado está diretamente relacionada ao desenvolvimento da turbina a gás. Tanto sua própria eficiência de geração, quanto a temperatura de seus gases de escape definem a eficiência global do ciclo. As primeiras turbinas a gás foram construídas com compressores centrífugos radiais que têm algumas vantagens quanto à estabilidade em transientes. Entretanto sua eficiência se reduz acentuadamente para razões de compressão acima de 6. Por sua própria natureza, o arranjo em série de diversos estágios é volumoso e envolve grandes perdas, o que levou ao predomínio do compressor axial na maioria das turbinas modernas. O número de estágios pode se aproximar de 20 e as taxas de compressão usualmente encontradas estão próximas de 20 - há uma relação entre a razão de compressão ótima e a temperatura dos gases que entram na turbina propriamente dita; há também muita diversidade entre os valores escolhidos pelos diversos fabricantes, embora, de modo geral as turbinas que operam em temperaturas mais altas têm razões de compressão maiores. As turbinas a gás do tipo serviço pesado, que são as de maior porte, e por isso são as mais encontradas em grandes instalações de ciclo combinado, normalmente trabalham com razões de compressão menores que as aeroderivativas. CESP³¹

3) Sistemas Comerciais

Sendo as turbinas a gás equipamentos padronizados, sua adaptação aos combustíveis disponíveis torna-se possível dentro de certos limites. As turbinas a vapor também são oferecidas comercialmente em modelos padronizados. Desta forma, para chegar-se a uma usina com determinada potência, deverá ser selecionado um número adequado de turbinas a gás para cada turbina a vapor, dentro de um estudo de otimização econômica, que irá determinar o menor custo da energia gerada em função principalmente dos custos do combustível e de capital.

A maioria das turbinas de projeto mais recente possui na tomada de ar um dispositivo de palhetas defletoras móveis (“inlet guide vanes”) cuja finalidade é controlar a vazão de ar entrando na turbina, permitindo assim, dentro de certos limites (tipicamente na faixa de 100 a 80 % da carga), a variação da potência produzida sem a redução da temperatura de entrada dos gases quentes na turbina propriamente dita, mantendo praticamente inalterada a eficiência da turbina nesta faixa de operação. Algumas turbinas incluem um

sistema semelhante na entrada da turbina de alta pressão, com a mesma finalidade. Estes dispositivos são também importantes na partida do equipamento, evitando condições de “surge” - bombeamento alternativo.

Grandes usinas termoelétricas de ciclo combinado, queimando gás natural, têm sido instaladas ou projetadas nos últimos anos em todo o mundo, como por exemplo a Independence Station, em Scriba, New York, com potência de 1.020 MW ISO ou a de Hsinta em Taiwan, que, quando completa, terá 2.200 MW e será a maior usina de ciclo combinado do mundo gerando em 60 Hz

Todas as turbinas a gás e também os sistemas de ciclo combinado oferecidos comercialmente têm também seus parâmetros operacionais determinados para uma condição padronizada na norma ISO.

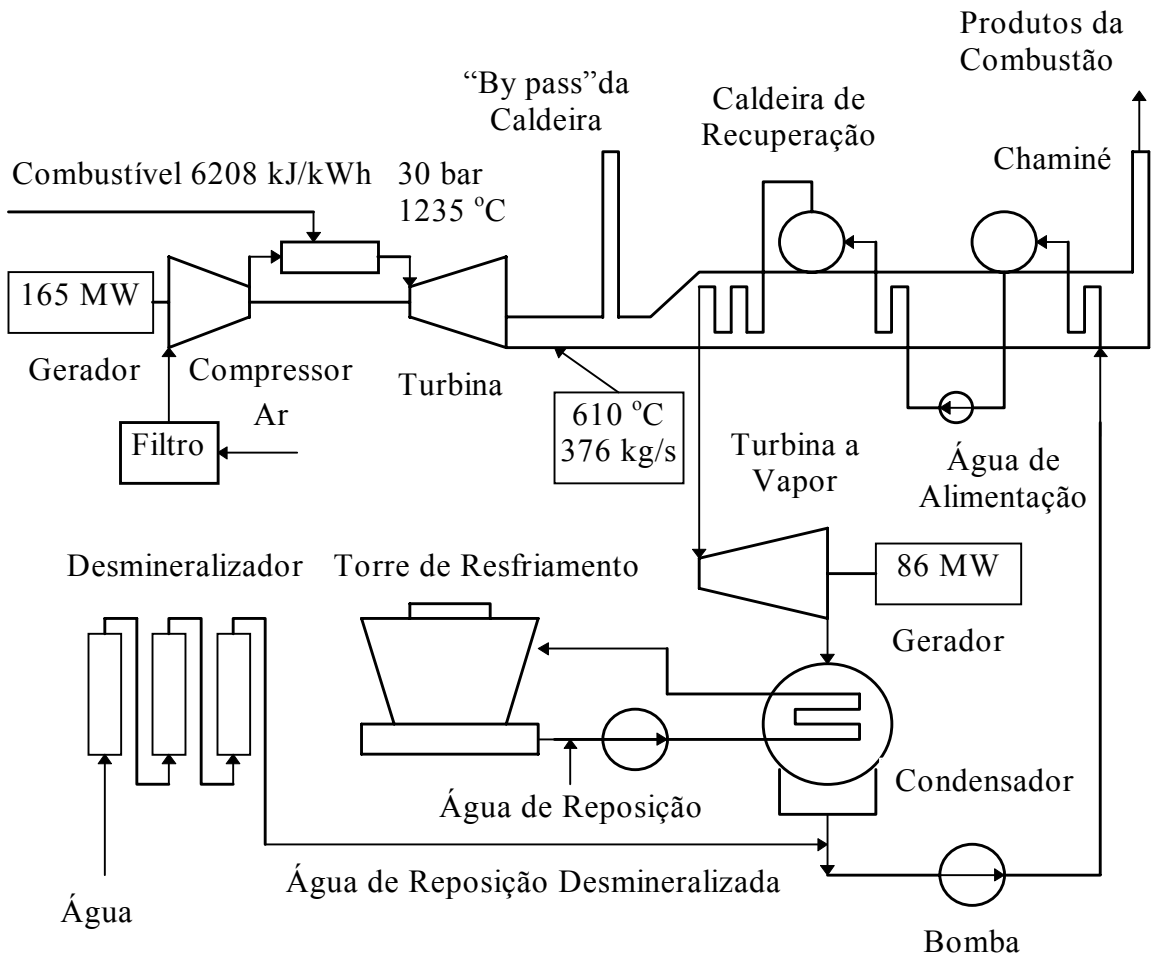


Figura G.6. Esquema de Funcionamento de uma Turbina a Gás em Ciclo Combinado

4) Sistemas em Estágio de Demonstração

A geração termoelétrica em ciclo combinado é uma tecnologia plenamente desenvolvida, sendo as inovações introduzidas de caráter evolutivo, que passam diretamente para a aplicação comercial. Desta forma, não há sistemas em estágio de demonstração.

5) Sistemas Avançados

O desenvolvimento do ciclo combinado está atrelado ao das turbinas a gás. Maiores eficiências são conseguidas na medida em que as próprias turbinas passam a ter maior eficiência, o que é buscado através do aprimoramento do seu projeto aerodinâmico e principalmente pelo aumento da temperatura de entrada dos gases quentes na turbina propriamente dita. Este último traz consigo o aumento da temperatura de saída dos gases, o que provoca a melhoria do ciclo a vapor.

6) Situação Atual

Atualmente a geração termoelétrica em ciclo combinado é uma tecnologia estabelecida, com dezenas de fornecedores em todo o mundo oferecendo sistemas com vários anos de experiência e com um alto grau de padronização. A General Electric, um dos grandes fabricantes de turbinas e sistemas, por exemplo, tem usinas de ciclo combinado instaladas desde 1968, com um total de operação acumulada até janeiro de 1994 de 4.813.600 horas.

7) Escala de Potência

Em princípio, qualquer turbina a gás pode ser usada em um ciclo combinado. Entretanto, devido ao investimento envolvido, a utilização predominante no regime de base e a economia de escala típica deste empreendimento, raramente justifica economicamente a construção de usinas de ciclo combinado de pequeno porte. Por esta razão, a maioria dos fabricantes oferecem sistemas de ciclo combinado baseados em suas turbinas de maior tamanho. No mundo existem várias usinas com potência superior a 1.000 MW como por exemplo a TEPCO-ACC no Japão, com oito turbinas a gás, cada uma com uma turbina a vapor no mesmo eixo, para um total de 2.800 MW, com previsão de entrada em operação em 1995 ou a de EGAT na Tailândia com 14 turbinas a gás e 7 a vapor em eixos próprios para um total de 2.718 MW com início de funcionamento da primeira turbina em 1990 e término da construção em 1996. Curiosamente, os Estados Unidos que deram o grande impulso à geração elétrica em ciclo combinado, hoje têm a maioria dos novos projetos com porte em torno de algumas centenas de MW. Isto se deve ao grande crescimento que houve e ainda ocorre naquele país dos geradores independentes ("Non-Utility Generators" ou simplesmente NUG), que têm projetos menores e em maior número, obrigando as companhias de eletricidade a instalar uma grande capacidade de ponta, basicamente com turbinas a gás de ciclo simples, uma vez que os geradores independentes raramente suprem a ponta. GAS WORLD TURBINE 56

8) Conclusões

O gás natural é um combustível que apresenta características que o tornam ideal para turbinas a gás. Seu baixo teor de enxofre elimina a necessidade de equipamentos de purificação de efluentes gasosos, hoje um dos itens que mais pesa nos custos da geração

termoelétrica convencional. A quase ausência de cinzas aumenta a eficiência de geração e reduz a necessidade e o custo das manutenções.

Turbinas a gás colocam-se hoje como a melhor opção para geração termoelétrica de ponta, pelo seu baixo investimento e flexibilidade operacional. As turbinas a gás em ciclo combinado possuem um número de horas de operação que as caracterizam com uma tecnologia estabelecida. Altos fatores de disponibilidade têm sido observados, acima de 95 %. A maior eficiência observada do ciclo combinado situa-se próxima de 55 %, baseada no poder calorífico inferior, e tem crescido continuamente nos últimos anos. Há uma convicção no ambiente da geração termoelétrica que esta continuará a crescer no futuro, não estando longe a quebra da marca de 60 % de eficiência.

2.3 USINAS COM MOTORES MULTICOMBUSTÍVEIS DIESEL/GÁS

1) Introdução

Motores Diesel de grande tamanho são as máquinas térmicas de maior eficiência energética existentes. Na sua versão bi-combustível, permitem consumir gás, mantendo o processo de combustão Diesel.

Especialmente em motores de grande porte, que funcionam segundo o processo Diesel, atinge-se eficiências térmicas que ultrapassam os 50 %, sem a inclusão, para a determinação desse rendimento, do aproveitamento de energias térmicas normalmente rejeitadas para o ambiente.

Quando o combustível empregado é gasoso, a realização do processo Diesel se dá mediante injeção do gás logo após o início da combustão, em pressão necessariamente mais elevada do que a pressão reinante na câmara no instante da injeção. A combustão normalmente é iniciada pela injeção de pequena quantidade de óleo Diesel, ou óleo pesado, uma vez que o gás demanda mais tempo para a realização de um início de combustão espontâneo, vaporiza com facilidade e não se presta para iniciar o processo Diesel.

A quantidade de óleo Diesel injetada para dar início à combustão é cerca de 5 % do débito necessário para operar o motor a plena carga. A necessária injeção de gás comprimido, em pressão que pode variar entre 250 bar e 370 bar, dependendo da taxa de compressão e da pressão de admissão, bem como das velocidades de gás que se queira atingir durante o processo, demanda de 2 % a 7 %, ou até mais, da potência do motor. Evidentemente, influem nesse consumo de potência de injeção a pressão inicial do gás, bem como seu teor energético.

2) Processo Básico

O motor Diesel desenvolvido para o consumo de óleos combustíveis pesados, é atualmente produzido (1995) em tamanhos unitários que vão desde 65880 kW, obtidos a partir de 12 cilindros em linha, cada um deles com 960 mm de diâmetro e com velocidade angular de 100 rpm na árvore de manivelas, até modestos 405 kW, a 900 rpm, destinados a instalações marítimas e obtidos de 5 cilindros em linha com 200 mm de diâmetro.

O peso total do motor da unidade geradora de 65,88 MW citada acima é de 2030 t, resultando em 30,81 kg/kW. O menor motor, de 405 kW, pesa 5 t, ou sejam 12,3

kg/kW. Relações Massa/Potência até 54 kg/kW são encontradas para motores de poucos cilindros e de baixa rotação. CESP³¹

Os sistemas empregados para possibilitar o uso de gás em motores Diesel são:

- Sistemas de injeção de alta pressão
- Sistemas “Otto” com ignição por injeção piloto normal
- Sistemas “Otto” com ignição por injeção piloto com antecâmara

Os principais sistemas auxiliares presentes numa instalação de geração elétrica com motores Diesel são discriminados abaixo:

- Sistemas de Filtragem de Ar
- Sistemas de arrefecimento
- Aproveitamento de calor rejeitado
- Sistema de óleo lubrificante
- Sistema de Combustível
 - sistema de óleo Diesel
 - sistema de gás
- Sistemas de Partida

3) Sistemas Comerciais

Usinas termoelétricas com motores Diesel a gás, funcionando pelo sistema tradicional de injeção piloto normal vem sendo empregadas há muito tempo, tanto para geração de base como para cogeração de eletricidade e calor, utilizando gás natural ou gases que são subprodutos de processos industriais. O baixo custo energético dos gases, especialmente quando se permite a interrupção de fornecimento sem prévio aviso, tem sido um dos fatores decisivos para a viabilização dessas usinas.

A base para o desenvolvimento dos motores Diesel/Gás é o motor Diesel para consumo de óleo pesado, de aplicação marítima. Os navios tanque para transporte de **GNL**, estocado em reservatórios termicamente isolados sob pressão ambiente, utilizam a perda evaporativa do **GNL** para alimentar seus motores de propulsão Diesel/Gás.

Nas aplicações estacionárias, predominam os motores de 4 tempos. A firma MAN B&W reporta em que entre 1988 e 1990 foram vendidas 122 unidades de quatro tempos, totalizando a potência de 960 MW, instaladas em 85 usinas, das quais 5 usam motores a gás. Estas ficam localizadas em Paris (França), Munique (Alemanha), Uddevalla (Suécia), Estocolmo (Suécia) e Isfahan (Iran). CESP³¹

A usina de cogeração Ringgold, (Pa) nos Estados Unidos da América, pertencente e operada pela empresa Cogentrix Corp., Charlotte, NC, funciona há quatro anos de forma econômica e confiável. O gás de escapamento de três grupos geradores Diesel / Gás de 5,4 MW alimenta uma caldeira, que produz vapor para um turbo-gerador de 1,4 MW. Os motores, fabricados pela firma Wärtsilä, consomem gás natural, comprimido para 3600 psi (250 bar), usando 5 % de injeção piloto Diesel. O consumo energético total é de 8800 Btu/kWh (9284 kJ/kWh) com base no poder calorífico inferior dos combustíveis. Em 48 meses de operação a disponibilidade média foi de 90,1 %.

4) Sistemas Avançados

A indústria de motores grandes está indecisa em relação à versão que deverá ser utilizada. Algumas optaram pelo sistema de injeção em alta pressão, e outras estão dando preferência ao sistema de combustão Otto.

O custo de geração obtido por meio desses dois sistemas difere muito pouco, mas para o sistema Otto existe a vantagem adicional da baixa geração de NO_x . O sistema de injeção em alta pressão, no entanto, é o único que pode se favorecer, em termos de eficiência, do tamanho grande dos cilindros.

O motor a gás de alta pressão é um autêntico motor Diesel, e como tal é beneficiado pelas grandes dimensões. A desvantagem da perda de mais ou menos 4 %, para o acionamento do compressor de gás, poderá, eventualmente, ser solucionada pela injeção de metano líquido.

5) Situação Atual

A tecnologia dos Motores Diesel/Gás se baseia, tanto hoje como no passado, no desenvolvimento dos motores Diesel que consomem óleo combustível pesado. Solicitações térmicas e mecânicas, às quais são submetidos os componentes de um motor Diesel/Gás, são comparáveis ou inferiores às condições encontradas em motores para óleo pesado.

Os grandes motores Diesel marítimos vêm sendo progressivamente aperfeiçoados; já em 1950 operavam de forma exclusiva com óleos pesados, mostrando confiabilidade plenamente satisfatória. Seu desenvolvimento influenciou de forma decisiva o desenvolvimento dos motores estacionários, nos quais predomina o funcionamento em quatro tempos.

Desenvolvimentos já realizados ou em andamento, para aperfeiçoar o funcionamento dos motores Diesel / Gás visam três objetivos principais:

1. Melhoria da eficiência, que resulta em menores consumos energéticos, geralmente medidos em kJ/kWh;
2. Melhoria da relação peso / potência, que resulta em menor custo de investimento;
3. Redução da emissão de poluentes, para atender às exigências ambientais.

6) Escala de potência

A potência de motores Diesel/Gás varia entre 65,88 MW (Sulzer 12RTA96C na versão Diesel / gás, com injeção de alta pressão) e 405 kW (MAN B&W 5L20/27DG). Nem todos os modelos existem com o necessário desenvolvimento para seu uso em usinas elétricas, que envolve trabalhos de desenvolvimento, especialmente na área de adaptação dos turbo-compressores, a fim de permitir que os motores sejam acoplados a geradores. Embora pouco complexos, estes desenvolvimentos exigem a precedência do interesse comercial na aplicação. CESP ³¹

APÊNDICE 3 - GERAÇÃO TERMOELÉTRICA COM CARVÃO MINERAL

3.1 ALTERNATIVAS DE GERAÇÃO COM CARVÃO MINERAL

3.1.1 Usinas Convencionais a Carvão Pulverizado

1) Introdução

Carvão pulverizado é a principal e mais bem estabelecida tecnologia para a geração termoelétrica a partir do carvão, adotada comercialmente desde a década de 30. Por essa razão, é a tecnologia mais confiável e a que conta com o maior número de fornecedores de equipamentos e de opções de projeto.

No passado, usinas a carvão pulverizado eram extremamente poluentes. Por força de regulamentações rigorosas, passaram a contar com equipamentos eficientes para o tratamento dos gases de combustão, visando a redução das emissões de dióxido de enxofre, óxidos de nitrogênio e material particulado. Todavia, a disposição final das cinzas e do calcário utilizado na dessulfurização de gases ainda é problemática por requerer extensas áreas de aterro.

No Sul do Brasil existem diversas usinas a carvão pulverizado operando já há algum tempo. Sob a responsabilidade da Eletrosul existem os pólos de Jorge Lacerda, em Santa Catarina, e de Jacuí, no Rio Grande do Sul. Sob a responsabilidade da CEEE existe o projeto Candiota, no Rio Grande do Sul. Essa experiência, sem dúvida, facilitará a avaliação detalhada dessa tecnologia e a implantação de novas unidades no Brasil. De um modo geral, as jazidas nacionais apresentam carvões de baixa qualidade, com altos teores de cinza e de enxofre, mas algumas jazidas no Rio Grande do Sul apresentam carvões de qualidade superior. SECRETARIA DE ENERGIA 98

2) Processo Básico

Na Figura G.7 apresenta-se o esquema básico de uma unidade de base a carvão pulverizado e parâmetros típicos de unidades subcríticas com dessulfurização de gases e capacidade entre 300 e 500 MW. Unidades de pico possuem potências menores e vapor a pressões e temperaturas inferiores, sem reaquecimento.

As usinas a carvão pulverizado seguem o ciclo Rankine, onde o vapor superaquecido gerado na caldeira move o turbogerador, é condensado cedendo calor à água de resfriamento e retorna à caldeira. Os gases resultantes da queima do carvão preaquecem a água de alimentação e o ar de combustão, seguindo para os sistemas de remoção de particulados e de dessulfurização, antes de serem liberados pela chaminé.

Usinas que operam em pico possuem poucos preaquecedores de água de alimentação e não utilizam reaquecimento de vapor entre as turbinas, a fim de acelerar o procedimento de partida e, principalmente, reduzir os custos de investimento, mesmo elevando o consumo de combustível. Também são adotados arranjos mais simples, menor grau de redundância dos equipamentos e componentes menos confiáveis de forma a reduzir os custos de investimento, embora elevando os custos de manutenção. Ao contrário das usinas de base, a manutenção de algum equipamento de uma usina de pico geralmente requer a sua parada. A capacidade de estocagem de combustível é pequena (cerca de 5 dias). Usinas projetadas para um ciclo de serviço intermediário entre pico e base

geralmente possuem uma configuração pouco eficiente, como as de pico ou ligeiramente superior, mas devem apresentar uma confiabilidade mais elevada, como as de base. CESP 31

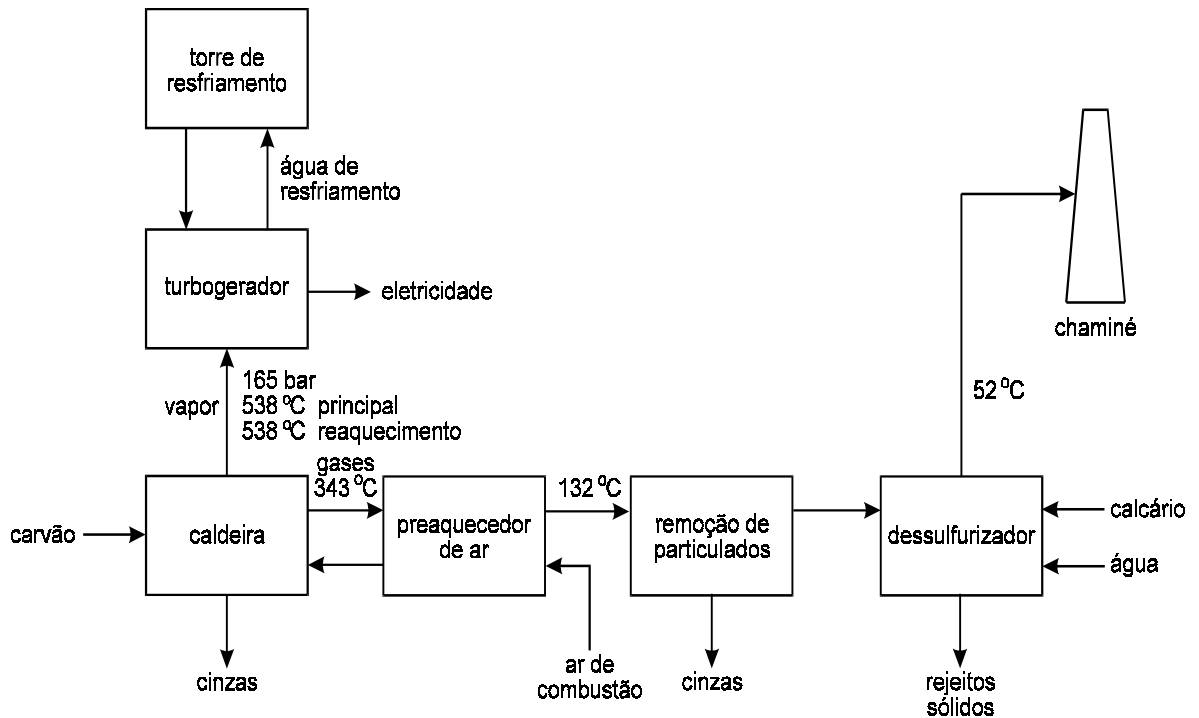


Figura G.7 - Esquema Básico de Unidades a Carvão Pulverizado

Dependendo da disponibilidade de água no local de instalação, o resfriamento do condensador pode utilizar um corpo d'água natural, torres úmidas ou resfriamento a ar. Nesta ordem, os sistemas são cada vez mais caros e menos eficientes, mas exigem menor quantidade de água.

A potência mínima de unidades a carvão pulverizado é de cerca de 25% da potência nominal. Unidades de base podem operar continuamente em potência nominal de forma que, havendo demanda, o fator de capacidade pode atingir o mesmo valor da disponibilidade.

3) Sistemas Comerciais

Usinas a carvão pulverizado operam comercialmente em inúmeras configurações. Uma unidade típica na faixa de 300 a 500 MW apresenta as seguintes características:

- caldeiras subcríticas ou supercríticas, com vapor a 165 ou 241 bar, respectivamente, e temperatura de 538 °C;
- turbinas *tandem-compound* com um aquecimento a 538 °C;

- sete preaquecedores de água de alimentação, incluindo o desaerador;
- resfriamento por torre úmida de tiragem forçada;
- remoção de particulados por filtro de mangas;
- dessulfurização pelos processos cal-calcário por via úmida ou Wellman-Lord (regenerativo) para o caso de carvões com alto teor de enxofre;
- dessulfurização pelo processo cal-calcário por via seca para carvões com baixo teor de enxofre;
- queimadores de baixa produção de NO_x .

A unidade Cope 1, de propriedade da South Carolina Electric & Gas Company, EUA, com 385 MW para operar em base, é considerada o estado da arte em usinas a carvão pulverizado. Ela está sendo construída desde 1993, em contrato *turn-key* liderado pela Duke Power e Fluor Daniel, com operação comercial prevista para 1996. Suas principais características são:

- caldeira subcrítica ABB Combustion Engineering, com vapor a 165 bar e 538 °C, um reaquecimento a 538 °C e queimadores de baixa produção de NO_x ;
- turbogerador *tandem-compound* General Electric;
- sete preaquecedores de água de alimentação, incluindo o desaerador;
- resfriamento por torre úmida de tiragem forçada da GEA;
- remoção de particulados por filtro de mangas e dessulfurização pelo processo cal-calcário por via seca, ambos da ABB Environmental Services.

4) Sistemas em Estágio de Planta de Demonstração

Não existem unidades a carvão pulverizado em demonstração, mas apenas a demonstração de componentes, equipamentos ou sistemas, geralmente em plantas já em operação.

Para a redução das emissões de NO_x após a sua formação na fornalha, os seguintes processos estão sendo demonstrados:

- redução catalítica seletiva (SCR, *Selective Catalytic Reduction*) onde amônia é injetada nos gases de combustão que reagem em leitos catalisadores para formar nitrogênio molecular e vapor d'água. Esse processo pode converter até 90% do NO_x gerado. Até agora tem sido mais utilizado em turbinas a gás de grande porte, mas existe um sistema instalado em uma unidade a carvão pulverizado de 320 MW.
- redução não-catalítica seletiva (SNCR, *Selective Non-Catalytic Reduction*) onde uréia ou compostos de amônia são injetados nos gases, também para formar N_2 e vapor d'água. Apresenta custos inferiores ao SCR mas converte, apenas, de 20% a 70% do NO_x gerado e produz uma névoa visível na chaminé.
- sistemas combinando SCR e SNCR, para obter altas taxas de conversão a menores custos.

Para a redução da formação de NO_x durante a combustão, estão em demonstração aperfeiçoamentos de conceitos já utilizados como:

- queimadores com introdução de ar por estágios;
- fornalhas onde a nuvem de carvão pulverizado é mantida em rotação horizontal, aumentando o contato ar-combustível e reduzindo a temperatura de combustão.

Para a retenção de particulados, está em demonstração um novo tipo de filtro de mangas, com a captura de particulados no lado externo das mangas e limpeza com jatos pulsantes de ar. O objetivo é acelerar o processo de limpeza, que assim pode ser mais freqüente, permitindo o uso de mangas menores. Esse sistema ainda não foi demonstrado em usinas de grande porte.

Para a retenção de SO₂, estão em demonstração sistemas com desempenho similar aos atualmente utilizados (acima de 95% de retenção), porém a custos inferiores. Basicamente, trata-se de aprimorar o tradicional processo de dessulfurização cal-calcário por via úmida.

5) Sistemas Avançados

Dentre os programas avançados para o aprimoramento da geração termoelétrica a carvão pulverizado estão:

- desenvolvimento de ciclos hipercríticos, possíveis graças a novas ligas metálicas para as palhetas das turbinas, que permitem pressões e temperaturas do vapor vivo de até 275 bar e 600 °C. O objetivo é elevar a eficiência do ciclo Rankine para cerca de 46%. A eficiência do ciclo, além de ter importância econômica, é fator decisivo na proteção ambiental, visto que ciclos eficientes necessitam de menos combustível e, conseqüentemente, produzem menor quantidade de rejeitos.
- estudos para o aumento da capacidade de acompanhamento de carga, possibilidade de geração estável a baixa potência e redução do tempo de partida e parada.
- métodos economicamente atraentes para a reciclagem de rejeitos sólidos (cinzas, gesso e calcário) através da sua utilização para diversas finalidades, além da recuperação de metais raros como arsênio, gálio e bário.
- processos de pré-tratamento do carvão, visando a redução da emissão de poluentes e a utilização de combustíveis pobres a custos competitivos.
- técnicas de separação, remoção e absorção do CO₂ produzido.

6) Situação Atual

A tecnologia de combustão de carvão pulverizado se encontra em estágio maduro, ou seja, com um número significativo de unidades em operação comercial há muitos anos. Geralmente são usinas que operam em base, devido ao baixo custo do combustível e ao alto custo de investimento em comparação com outras formas de geração termoelétrica. Mesmo diante de novas tecnologias para geração termoelétrica a partir do carvão, a combustão de carvão pulverizado é muito competitiva, principalmente em usinas de grande porte e operando com carvões de boa qualidade, assegurando baixos custos de instalação e operação, além de emissões compatíveis com as legislações ambientais.

CESP 31

Sendo a forma de geração termoelétrica mais tradicional, a combustão de carvão pulverizado é também a tecnologia mais confiável e a que conta com maiores opções de configuração em operação comercial. O grande número de fornecedores de equipamentos assegura o seu aperfeiçoamento contínuo, principalmente no que diz respeito ao controle de emissões. CESP³¹

As principais projetistas utilizam plantas de referência, de diversas capacidades e para diferentes relações entre eficiência e custo de capital, cujo projeto é adaptado a cada nova unidade e aprimorado ao longo do tempo. Desta forma, pode-se reduzir tanto o tempo quanto os custos de projeto, fabricação e montagem. Graças à experiência adquirida nas plantas de referência, pode-se obter unidades confiáveis e com garantias de desempenho.

A maioria dos equipamentos está disponível comercialmente em concepções e capacidades padronizadas. Algumas modificações podem ser feitas mas os fabricantes devem utilizar projetos e componentes já existentes. A concepção de uma unidade deve levar em conta essa padronização para evitar os riscos e os custos de equipamentos especiais.

Um levantamento junto aos fabricantes nacionais mostrou que, com tecnologia estrangeira, pode-se construir inteiramente no Brasil a maior parte dos principais equipamentos: gerador elétrico, preaquecedores, condensador, desaerador, torres de resfriamento, bombas, sistema de manuseio de combustível e caldeiras sub-críticas até 400 t/h a 120 bar. Turbinas de até 80 MW podem ser construídas com 70% de nacionalização. Assim, pode-se estimar um índice global de nacionalização da ordem de 86%. CESP³¹

7) Escala de Potência

Unidades a carvão pulverizado são encontradas na faixa de 20 a 2000 MW. Abaixo desse limite, as unidades convencionais a carvão geralmente utilizam alimentadores mecânicos e acima dele são adotadas usinas com mais de uma unidade. Geralmente, unidades para operar em pico tem capacidades inferiores a 100 MW

A construção modular em fábrica tem sido adotada para alguns equipamentos, principalmente para a turbina, por reduzir o tempo e os custos de montagem reduzindo, em consequência, os juros durante a construção. Todavia, esta é a tecnologia de geração termoelétrica em que a modularização tem sido menos aplicada. Economias de até 15% podem vir a ser obtidas no investimento total das plantas se essa prática vier a se estabelecer.

8) Conclusões

Carvão pulverizado é a principal e mais tradicional tecnologia de geração termoelétrica. Por esta razão, é a tecnologia que conta com maior número de fornecedores de equipamentos e de opções de projeto. É uma tecnologia pouco eficiente se comparada com outras mais modernas como a combustão em leito fluidizado pressurizado. Em compensação, é a tecnologia que apresenta menor risco tecnológico.

Os principais fornecedores utilizam projetos de referência, adaptados a cada situação e atualizados periodicamente. Assim, graças a experiências anteriores utilizando o mesmo

projeto de referência, obtêm-se unidades confiáveis e com reais garantias de desempenho.

Nas últimas décadas, essa tecnologia passou a contar com equipamentos eficientes para o tratamento dos gases de combustão, mas a disposição de rejeitos sólidos ainda é problemática. CESP³¹

3.1.2 Usinas a Leito Fluidizado Atmosférico

1) Introdução

A tecnologia de combustão em leito fluidizado atmosférico (AFBC - Atmospheric Fluidized Bed Combustion) está plenamente estabelecida. O número e a capacidade das unidades vêm crescendo rapidamente em todo o mundo desde o final dos anos 80. Todavia, até o momento, só estão em operação comercial unidades subcríticas de até 165 MW.

Sendo uma tecnologia intrinsecamente pouco poluente, a combustão em leito fluidizado atmosférico dispensa os equipamentos de dessulfurização de gases e de redução da formação de óxidos de nitrogênio. Além disso, a mesma unidade pode consumir combustíveis com características muito diversas, especialmente os de baixa qualidade e baixo custo.

Entre os conceitos borbulhante e circulante, atualmente a vantagem é do conceito circulante, que apresenta menores custos de capital e de O&M, além de oferecer uma flexibilidade ainda maior de combustíveis. A figura G.8 a seguir ilustra o processo. CESP³¹

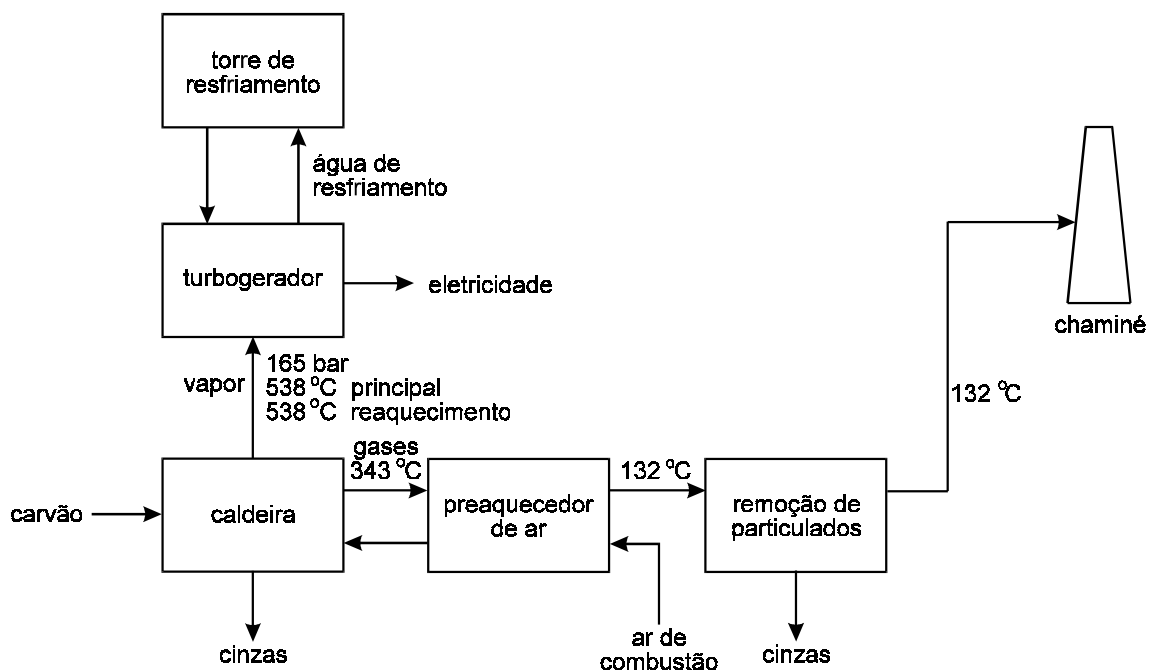


Figura G.8 - Esquema Básico de Unidades a Leito Fluidizado Atmosférico

No Brasil, a tecnologia AFBC tem sido pesquisada por diversas instituições, destacando-se a experiência do CIENTEC que desenvolveu uma caldeira experimental que pode utilizar diversos combustíveis, principalmente carvão mineral. A Eletrosul possui um programa de desenvolvimento da tecnologia de geração termoelétrica por AFBC, para a queima dos carvões com elevados teores de cinzas e de enxofre, atualmente rejeitados pelo complexo Jorge Lacerda. Dentro desse programa foram efetuados um estudo da tecnologia, o projeto conceitual de uma unidade de desenvolvimento de processo (Usina Termoelétrica de Capivari, 12 MW) e o projeto básico dessa unidade.

2) Processo Básico

Na combustão do carvão em leito fluidizado atmosférico, partículas de combustível, calcário e cinzas são mantidas em suspensão através de uma corrente ascendente de ar com velocidade apropriada. O leito suspenso assume características semelhantes às de um fluido, fenômeno que dá o nome à tecnologia. Desta forma, obtém-se um intenso contato entre as fases sólida e gasosa e a redução da temperatura na fornalha para cerca de 850 °C.

Desta forma, a tecnologia AFBC é bastante apropriada para a queima de carvões que apresentam altos teores de cinzas e de enxofre, pois elimina as unidades de dessulfurização de gases normalmente instaladas a jusante das caldeiras convencionais.

As caldeiras AFBC podem ser desenvolvidas nos conceitos básicos borbulhante (*bubbling*) e circulante (*circulating*).

3) Sistemas Comerciais

Até 1992, mais de 150 unidades AFBC operavam comercialmente nos EUA, totalizando uma capacidade instalada de 4,5 GW. As unidades em operação comercial há mais tempo nos EUA são:

- Black Dog, de 130 MW, tipo borbulhante, da Northern States Power Company, que opera desde 1986;
- Nucla, de 110 MW, tipo circulante, da Colorado Ute Electric Association, que opera desde 1987.

O desempenho operacional e os custos de capital, operação e manutenção são equivalentes aos das unidades tradicionais a carvão pulverizado com dessulfurização.

4) Sistemas em Estágio de Planta de Demonstração

A Tampella desenvolve, desde 1989, o conceito CYMIC (*Cylindrical Multi-Inlet Cyclone*) para caldeiras AFBC circulante. Com esse conceito obtém-se caldeiras bem mais compactas pois o ciclone está localizado no interior da fornalha e sua superfície externa também gera vapor. Uma unidade de cogeração com capacidade de 8 MW elétricos, 14 MW para aquecimento público e 8 MW para calor de processo está em demonstração comercial na Finlândia.

O conceito MCFB (*Multi Circulating Fluidized Bed*) emprega velocidades do ar de 9 m/s e dois níveis de circulação. A grande quantidade de material expulsa do leito principal é captada por um resfriador de sólidos, também fluidizado. Só após esse

resfriador vem o ciclone, que faz retornar ao leito principal as partículas carregadas pelos gases de combustão. Essa tecnologia está em demonstração numa usina de cogeração com 20 MW de capacidade.

5) Sistemas avançados

Com o rápido amadurecimento da tecnologia AFBC em unidades subcríticas de até 200 MW, os esforços estão agora direcionados para o desenvolvimento de unidades supercríticas e de maior potência, para tentar superar as unidades a carvão pulverizado também nesse mercado.

A GEC Alsthon anunciou que oferecerá comercialmente uma série de cinco modelos de usinas AFBC circulantes com capacidades de 25 a 650 MW, incluindo uma unidade supercrítica de 400 MW. Todos os modelos podem operar com uma ampla faixa de carvões. São usinas inteiramente modulares, desenvolvidas em um programa conduzido pela EDF - Electricité de France. Outros fabricantes também têm direcionado seus esforços no sentido de aumentar a capacidade de suas unidades.

6) Situação Atual

A tecnologia de combustão em leito fluidizado atmosférico se encontra em estágio comercial, ou seja, com diversas unidades em operação comercial há alguns anos sem, todavia, ter atingido o estágio maduro da combustão de carvão pulverizado. Geralmente são usinas que operam em base, devido ao baixo custo do combustível e ao alto custo de investimento em comparação com outras formas de geração termoeletrica. Atualmente, a vantagem tecnológica está no conceito circulante, oferecido pelos principais fabricantes. Se comparado com o borbulhante, esse conceito apresenta menores custos de capital e de O&M, além de oferecer uma flexibilidade ainda maior de combustíveis.

Assim, para novas encomendas, o conceito borbulhante é considerado superado para termoeletricas. Sua aplicação está restrita a pequenas caldeiras industriais, devido à sua relativa simplicidade. As maiores caldeiras AFBC em operação ainda são do tipo borbulhante mas, em breve, serão superadas pelas diversas caldeiras do tipo circulante de grande porte em construção.

A líder mundial da tecnologia AFBC circulante é a Ahlstrom Pyropower, recentemente adquirido pela FOSTER WHEELER, tendo sido batizada FOSTER WHEELER ENERGIA outros fornecedores destacados são: de LURGI TAMPELLA, BABCOCK WILLCOX, RILEY -STOCKER.

Com o amadurecimento dessa tecnologia, os fabricantes começam a adotar plantas de referência, de diversas capacidades, cujo projeto é adaptado a cada nova unidade e aprimorado ao longo do tempo. Desta forma, pode-se reduzir tanto o tempo quanto os custos de projeto, fabricação e montagem. Graças à experiência adquirida nas plantas de referência, pode-se obter unidades confiáveis e com garantias de desempenho.

7) Escala de Potência

As maiores caldeiras AFBC disponíveis para encomendas são para usinas com capacidade de 250 a 300 MW. Usinas maiores devem combinar mais de uma caldeira.

Até 1994, a maior caldeira AFBC circulante em operação comercial era a da usina de Point Aconi, no Canadá, de 165 MW de potência. Uma unidade de 350 MW começou a

ser construída em 1991 no Japão, com partida prevista para 1995. Atualmente, a maior caldeira borbulhante em operação comercial é a da usina de cogeração de Rauhalahti na Finlândia, com capacidade de 295 MW térmicos.

A construção modular em fábrica tem sido adotada para alguns equipamentos, principalmente para as turbinas. A GEC Alsthon desenvolveu uma série de usinas AFBC do tipo circulante inteiramente modulares, a serem comercializadas em breve, que podem entrar em operação 28 meses após a contratação.

8) Conclusões

A tecnologia de combustão em leito fluidizado atmosférico está plenamente estabelecida, existindo um grande número de unidades operando comercialmente. Todavia, a tecnologia AFBC ainda não está disponível para unidades supercríticas e de grande porte.

Sua principal vantagem em relação às usinas a carvão pulverizado é a baixa emissão de poluentes, sem a necessidade de investimentos em equipamentos suplementares para tratamento de gases, especialmente para carvões de baixa qualidade. Quanto ao NO_x gerado pelo nitrogênio do ar, a vantagem da AFBC é a mesma tanto para carvões de alta quanto de baixa qualidade. No abatimento de SO_2 , entretanto, atualmente a vantagem da AFBC diminui para carvões com baixos teores de enxofre, pois o custo elevado da caldeira AFBC praticamente independe do carvão, enquanto os custos de abatimento em usinas convencionais são relativamente baixos. Em relação aos particulados, a AFBC não apresenta vantagens pois também requer equipamentos de remoção. CESP ³¹

A AFBC tem, ainda, a vantagem de permitir a queima de combustíveis mais baratos, de qualidade inferior, e a mesma unidade pode consumir combustíveis com características muito diversas.

Entre os conceitos básicos borbulhante e circulante, atualmente a vantagem é do conceito circulante, que apresenta menores custos além de oferecer uma flexibilidade ainda maior de combustíveis.

3.1.3 Usinas a Leito Fluidizado Pressurizado

1) Introdução

A tecnologia de combustão em leito fluidizado pressurizado (PFBC - *Pressurized Fluidized Bed Combustion*) associa a flexibilidade do emprego de combustíveis diferenciados e a baixa emissão de poluentes, presentes na combustão em leito fluidizado, com a alta eficiência dos ciclos combinados. Da mesma forma como ocorre com as caldeiras a leito fluidizado atmosférico, o projeto das caldeiras PFBC pode ser desenvolvido nos conceitos borbulhante e circulante. Ver figura G.9. CESP ³¹

A viabilidade da tecnologia PFBC borbulhante tem sido demonstrada nos últimos anos em unidades com escala comercial em diversos países. São módulos na faixa de 80 MW, que estão demonstrando, na prática, a viabilidade desse conceito. Os resultados obtidos já geraram a encomenda de uma unidade de 350 MW para operação comercial e diversos estudos para a instalação dessas unidades.

Até o momento não existem plantas de demonstração da tecnologia PFBC circulante em escala comercial, mas apenas em escala piloto. A tecnologia desenvolvida nessas unidades está sendo utilizada no projeto de uma unidade de demonstração de 80 MW. Considera-se que o conceito circulante deverá ser uma importante opção em termos econômicos para a geração de eletricidade a partir do carvão, com investimentos e custos de O&M inferiores aos da PFBC borbulhante. A PFBC circulante deverá estar disponível para encomendas comerciais no ano 2000.

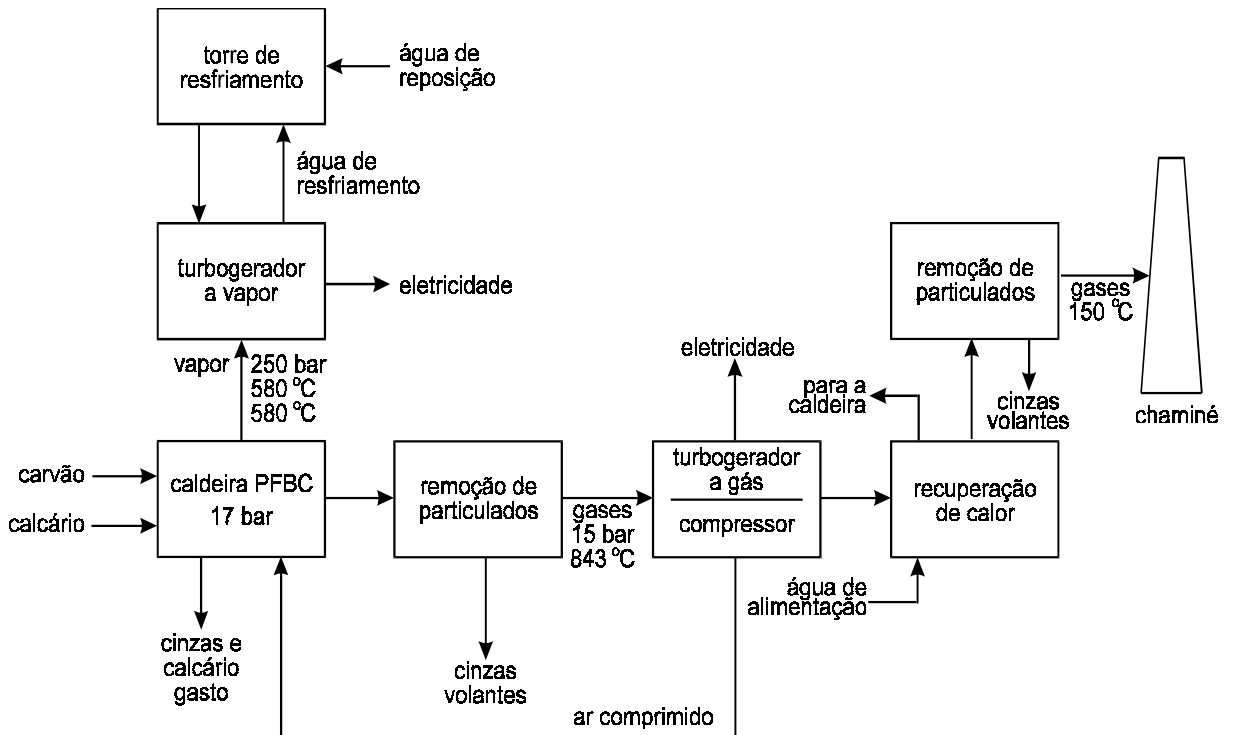


Figura G.9 - Esquema básico de unidades PFBC tipo borbulhante supercrítica de 340 MW

Um intenso programa de pesquisa, desenvolvimento e demonstração está em curso, em nível mundial, envolvendo a tecnologia da combustão em leito fluidizado pressurizado. Esta tecnologia é considerada uma realidade para o final do século, tendo em vista os resultados que nos últimos anos estão sendo alcançados nas usinas de demonstração e testes instaladas nos EUA, Espanha, Suécia e Japão.

2) Processo Básico

A tecnologia PFBC associa a alta eficiência dos sistemas que combinam os ciclos Brayton e Rankine com a flexibilidade de combustíveis e a baixa emissão de poluentes, características da combustão em leito fluidizado.

A combustão do carvão em leito fluidizado mantém partículas de combustível, calcário e cinzas em suspensão através de uma corrente ascendente de ar com velocidade apropriada, conferindo ao leito suspenso características semelhantes às de um fluido. Desta forma, obtém-se um intenso contato entre as fases sólidas e gasosas, permitindo a redução da temperatura no leito para cerca de 850 °C.

O conceito PFBC permite arranjos muito compactos, com construção modular e montagem em fábrica, o que contribui para reduzir os custos de capital. Estima-se que uma caldeira PFBC tenha cerca de um quarto do tamanho de uma caldeira convencional equivalente. A planta PFBC de 71 MW de Wakamatsu, no Japão, ocupa uma área equivalente a 70% daquela que seria requerida por uma planta convencional.

3) Sistemas Comerciais

Apesar da tecnologia PFBC borbulhante ser considerada ainda em estágio de demonstração, a primeira usina em escala comercial (Värtan, tecnologia ABB Carbon) foi entregue à sua proprietária, Stockholm Energie, em setembro de 1991, após dois anos de construção e um ano e meio de testes e demonstração. Iniciou-se, então, o comissionamento e a operação comercial.

A usina é de cogeração, sendo composta por dois módulos PFBC, cada um com um combustor e uma turbina a gás, uma única turbina a vapor convencional e um único filtro de mangas na exaustão das turbinas a gás. Segundo a concessionária, os problemas encontrados foram resolvidos de forma satisfatória pelo fabricante. CESP³¹

4) Sistemas em Estágio de Planta de Demonstração

- **Escatron:** operada pela concessionária ENDESA em Zaragoza, Espanha, fornecida pela ABB Carbon em acordo com a Babcock & Wilcox Espanhola, com base na experiência adquirida na usina de Värtan. A caldeira PFBC opera com linhito de baixa qualidade (poder calorífico entre 10 MJ/kg e 18 MJ/kg) e está ligada a uma turbina a gás de 17 MW e a uma turbina a vapor existente de 62 MW. O ciclo Rankine é subcrítico (88 bar, 510 °C) sem reaquecimento. A usina entrou em funcionamento no final de 1990 e em meados de 1992 havia operado por 4064 horas. Além das dificuldades naturais em operar uma nova tecnologia, surgiram alguns problemas na sua adaptação para o linhito com altos teores de cinzas e enxofre, de características muito diferentes do carvão utilizado em Värtan.
- **Tidd:** localizada na cidade de Brilliant, Ohio, EUA, e operada pela Ohio Power Co., uma subsidiária da American Electric Power Service Corp. A caldeira PFBC da ABB Carbon está conectada a uma turbina a vapor de 55 MW existente e a uma turbina a gás de 15 MW. O ciclo Rankine é subcrítico (90 bar, 426 °C) sem reaquecimento. É o primeiro projeto de demonstração da PFBC em escala comercial nos EUA. O combustível é carvão com alto teor de enxofre. Os testes de operação começaram no início de 1991 e, no início de 1995, haviam sido completadas mais de 7000 horas de operação.
- **Wakamatsu:** operada pela Electric Power Development Co. no Japão, com 71 MW de capacidade, sendo 14,8 MW gerados na turbina a gás e 56,2 MW na turbina a vapor. O ciclo Rankine é subcrítico com um reaquecimento (103 bar, 593 °C, 593 °C). O combustível é carvão australiano com poder calorífico de 24 MJ/kg, teor de enxofre 0,4% e 9,5% de cinzas. Essa planta é a primeira com filtração de gases a alta temperatura e alta pressão em tubos de cerâmica, dispensando sistemas de filtração na descarga de gases para a atmosfera. A tecnologia é da ABB Carbon, licenciada no Japão pela Ishikawajima-Harima Heavy Industries. A construção foi iniciada em 1991 e a planta está em operação desde 1993.

Baseada nos resultados de Wakamatsu, a Kyushu Electric Power Co. encomendou uma unidade supercrítica com reaquecimento (241 bar, 566 °C, 566 °C) de 360 MW para operar comercialmente. Essa unidade está sendo fabricada e será instalada na usina de Karita .

5) Sistemas Avançados

Até o momento, não existem plantas de demonstração da tecnologia PFBC circulante em escala comercial, mas apenas em escala piloto . Em 1986 a Ahlstrom Pyropower iniciou a construção de uma unidade de 10 MW em Karhula, Finlândia, que está operando desde 1989. Também a Deutsche Babcock, em associação com a Riley Stoker, possui uma unidade piloto PFBC circulante.

A tecnologia desenvolvida na unidade de Karhula está agora sendo utilizada na construção da unidade de demonstração de 80 MW do Des Moines Energy Center (DMEC) em Iowa, EUA, com início de operação previsto para 1996. O ciclo Rankine será subcrítico (90 bar, 480 °C) sem reaquecimento. Esse será um marco importante no desenvolvimento da PFBC, pois representa a entrada no mercado de outro fornecedor de grande peso. A Ahlstrom Pyropower é a principal fabricante mundial de caldeiras a leito fluidizado atmosférico, com mais de 100 unidades comercializadas e, desta forma, está transferindo sua significativa experiência para o conceito PFBC.

Ainda em estágio inicial de desenvolvimento, a chamada segunda geração da PFBC tenta associar a essa tecnologia as vantagens da gaseificação do carvão. Nesse novo tipo de planta, o combustível é carbonizado e desvolatilizado antes de entrar na fornalha PFBC, obtendo-se um gás de baixo poder calorífico a ser queimado diretamente no combustor da turbina a gás. Com isso, obtém-se temperaturas da ordem de 1150 °C na entrada da turbina a gás, ao invés dos cerca de 870 °C obtidos pela fornalha PFBC. Espera-se assim atingir eficiências líquidas da ordem de 45%. Esse processo está sendo desenvolvido principalmente pela British Coal Corporation, GEC Alstom e pela Foster Wheeler.

6) Situação Atual

A tecnologia PFBC foi desenvolvida para unidades que operam em base, visando reduzir os custos de combustível. A tecnologia PFBC borbulhante, desenvolvida pela ABB Carbon, se encontra em estágio de demonstração, ou seja, seu conceito tem sido verificado em unidades completas em escala de potência comercial. Para essa tecnologia ser considerada comercial, é necessário que seja adquirida experiência operacional em geração comercial durante alguns anos em um número significativo de unidades .

A tecnologia PFBC circulante, desenvolvida principalmente pela Ahlstrom Pyropower, se encontra em estágio de desenvolvimento em escala piloto, ou seja, seu conceito tem sido verificado por meio de componentes não integrados e de pequeno porte. Devido à maior velocidade de fluidização e, conseqüentemente, ao melhor aproveitamento da área de troca térmica, as unidades PFBC do tipo circulante serão ainda mais compactas e eficientes que as borbulhantes. Além disso, a razão Ca/S no caso circulante deverá ser cerca de 50% menor que no borbulhante, com evidentes vantagens no consumo de calcário. Assim sendo, deverá haver vantagem do conceito circulante tanto nos custos de capital quanto nos custos de operação. Espera-se a comercialização de unidades circulantes em escala comercial para o ano 2000 .

No estágio atual da tecnologia, dificilmente seria possível fabricar seus equipamentos principais no Brasil. Todavia, deve ser possível fabricar os equipamentos convencionais como gerador elétrico, pré-aquecedores, condensador, desaerador, torres de resfriamento, bombas e sistema de manuseio de combustível. Turbinas a vapor de até 80 MW podem ser construídas com 70% de nacionalização .

7) Escala de Potência

As unidades de demonstração da tecnologia PFBC borbulhante atualmente em operação (Escatron, Tidd, Wakamatsu) têm potência na faixa de 70 a 80 MW. Cada planta é formada por um módulo PFBC - turbina a gás P200 da ABB Carbon, que gera cerca de 22% da potência elétrica total e fornece vapor para uma turbina convencional que gera os 78% restantes. Capacidades maiores, na faixa dos 135 MW de Värtan, são obtidas utilizando dois módulos PFBC - turbina a gás P200, também gerando cerca de 22% da potência elétrica total, com uma turbina a vapor gerando o restante.

Para a planta de Karita, estão sendo fabricados um módulo PFBC - turbina a gás que gera cerca de 70 MW e uma turbina a vapor de 285 MW. Essa será a primeira unidade a utilizar o módulo P800 da ABB Carbon.

Estudos para uma unidade de 750 MW com base em dois módulos P800 da ABB Carbon (no arranjo adotado em Värtan) já estão em andamento no mercado americano.

8) Conclusões

A tecnologia PFBC borbulhante é uma alternativa a ser considerada para a geração termoelétrica a partir do carvão nos próximos anos. Os resultados alcançados nas usinas de demonstração superaram as expectativas de projeto. São módulos na faixa de 80 MW que estão demonstrando, na prática, a viabilidade do conceito PFBC borbulhante. Os resultados que vêm sendo obtidos geraram a encomenda de uma unidade de 350 MW para operação comercial no Japão. CESP³¹

Até o momento só existem plantas de PFBC circulante em escala piloto de 10 MW. As unidades PFBC circulante deverão ser ainda mais compactas e eficientes que as borbulhantes, o que deverá contribuir para reduzir tanto os custos de capital quanto os de operação. A tecnologia desenvolvida em escala piloto está agora sendo utilizada na construção de uma unidade de demonstração de 80 MW, com início de operação previsto para 1996.

Quanto à utilização de carvões com baixa qualidade, a PFBC apresenta características ainda melhores que a AFBC, graças à maior intensidade dos fenômenos de transferência associados à fluidização.

3.1.4 Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado - IGCC

1) Introdução

A tecnologia de gaseificação integrada com ciclo combinado (IGCC - *Integrated Gasification Combined Cycle*), composta de um processo de conversão de combustíveis sólidos ou líquidos em gás, com a posterior queima deste gás em um sistema de turbina com arranjo de ciclo combinado, pretende ser uma das respostas para um novo modelo tecnológico da geração térmica, estando a ponto de ultrapassar a fase de demonstração para se tornar comercial, seja para óleos pesados, carvão mineral ou biomassas. CESP³¹

A tecnologia IGCC apresenta-se promissora, tendo em vista sua aplicação baseada em óleo pesado ou carvão, notadamente em função do grau de desenvolvimento atingido pela gaseificação de óleo combustível, outros óleos residuais e carvão na produção de gás de síntese para a indústria química. CESP³¹

A escala das unidades IGCC atinge 500 MW, sendo este o referencial adotado pelo EPRI nos documentos de “Technology Assessment”. Entre as tecnologias de geração de energia elétrica com base em combustíveis fósseis é o que apresenta o menor impacto ambiental. CESP³¹

2) Processo Básico

Uma unidade IGCC típica baseada em óleo pesado ou carvão mineral é composta de quatro blocos distintos:

- Sistema de recebimento, estocagem, manuseio e preparação de combustíveis;
- Planta de gaseificação com sistema de limpeza do gás combustível e de recuperação de subprodutos;
- Turbina a gás com respectivo alternador;
- Caldeira de recuperação, geração de vapor, ciclo térmico convencional a vapor, turbina a condensação com respectivo alternador

A Figura G.10 indica um fluxograma simplificado de uma unidade IGCC baseada em carvão mineral.

3) Sistemas Comerciais

Alguns processos para a gaseificação de óleos pesados e carvão mineral estão disponíveis comercialmente, entre estes pode-se destacar:

- TEXACO
- SHELL
- KRUPP KOPPERS
- LURGI BRITISH GAS
- HTW (HIGH TEMPERATURE WINKLER)

Uma vez tratado, o gás produzido é queimado em uma turbina a gás acoplada a um alternador. Os gases de exaustão desta, a elevada temperatura, passam por uma caldeira de recuperação, produzindo o vapor que gerará energia, através da movimentação de um conjunto turbina a vapor/alternador, constituindo o ciclo combinado comum a todos os processos. CESP³¹

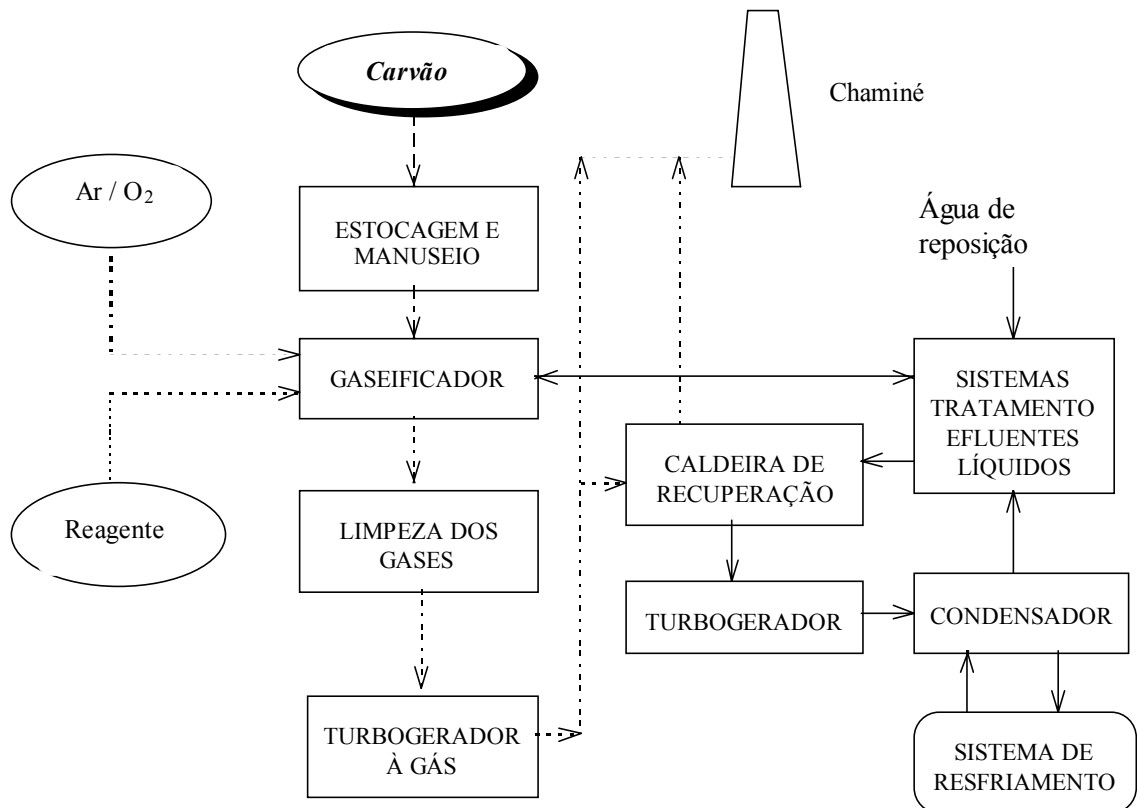


Figura G.10 - Fluxograma Simplificado de um Processo IGCC Baseado em Carvão Mineral

4) Sistemas em Estágio de Planta de Demonstração

Plantas IGCC baseadas em óleos combustíveis pesados já ultrapassaram o estágio de demonstração para tornarem-se comerciais. A tecnologia de gaseificação de óleos combustíveis está dominada há muitos anos, utilizada para a produção de gás de síntese visando a fabricação de amônia, metanol e outros produtos.

5) Sistemas Avançados

Os avanços reportados referem-se aos já citados sistemas de filtração em alta temperatura e também com relação às turbinas.

Nestas últimas, o desenvolvimento de novos materiais de fabricação de palhetas que permite a operação em temperaturas de até 1600 °C, somado a sistemas de “intercooling” na compressão do ar e de reaquecimento dos gases no ciclo de expansão, possibilitam elevar substancialmente o rendimento térmico das turbinas e, conseqüentemente, da planta termoelétrica.

Nestes avanços pode-se também incluir a injeção de vapor (STIG) que além de propiciar ganhos de rendimento permite uma redução nas emissões de NO_x da turbina.

6) Situação Atual

Em termos mundiais, o número de plantas IGCC operando com óleos residuais pesados já alcança a casa de duas dezenas.

As instalações de maior porte estão situadas na Itália e na Espanha. São elas:

- FALCONARA, Consórcio API/ABB - 220 MW;
- PORTO MARGUERA, Consórcio AGIP/ENEL - 250 MW;
- PRIOLO (Sicília), ENEL - 500 MW;
- PUERTALLANO (Madrid), Elcogas - 335 MW.

As três primeiras plantas baseiam-se no processo de gaseificação da TEXACO, processando óleos pesados. A unidade de Puertallano, no entanto, gaseifica carvão através do sistema Krupp Koppers' Prenflo; opera com turbina a gás de 190 MW e a vapor de 145 MW, já estando em operação com gás natural. Passará para carvão em 98.

No mundo todo já foram instaladas perto de 100 unidades de gaseificação de óleos pesados para os mais diversos fins. Na tecnologia de gaseificação de carvão mineral deve-se destacar a experiência da SASOL da África do Sul, operando a tecnologia LURGI.

Isto significa dizer que plantas IGCC podem ser consideradas de tecnologia dominada, havendo espaço ainda para avanços nos sistemas de limpeza do gás e na tecnologia das turbinas.

7) Escalas de Potência

De acordo com a bibliografia, embora plantas de demonstração tenham escalas entre 80 e 150 MW, unidades IGCC tem seu limite mínimo de economicidade na faixa de potência entre 200 e 250 MW. A maturação atingida pelas tecnologias envolvidas em plantas IGCC a óleo pesado permite a implantação de unidades de maior potência com os níveis de risco aceitáveis por este tipo de empreendimento.

8) Conclusões

O estágio de domínio das tecnologias para gaseificação de óleos pesados e carvão mineral, consagrada há décadas na produção de gás de síntese para indústria química (produção de amônia, uréia, metanol e outros), é um fator de confiabilidade a ser creditado à tecnologia IGCC para o seu aproveitamento.

Somam-se a esta experiência cerca de 10 anos de demonstração da tecnologia IGCC para carvão mineral, o que permite a projeção de um horizonte não muito distante para uma aplicação comercial consagrada.

Com relação aos custos envolvidos, os investimentos tendem a ser de 20 a 25% superiores aos de plantas convencionais (pulverizado) ou de leito fluidizado, porém com custos referentes ao combustível substancialmente reduzidos em função dos níveis de rendimento atingidos.

Os custos fixos de O&M ainda são elevados, notadamente em função dos sistemas de gaseificação e de limpeza de gases, o que tende a ser reduzido à medida que soluções definitivas para estes sistemas sejam encontradas.

Salienta-se que, para combustíveis fósseis e do ponto de vista ambiental, a tecnologia IGCC é a que apresenta o menor impacto ambiental.

3.2 NOVAS TECNOLOGIAS DE COMBUSTÃO

A combustão do carvão mineral em leito fluidizado, a nível mundial, encontra crescente aceitação, por se tratar de uma tecnologia que permite o aproveitamento de diversos combustíveis de qualidade inferior (baixo poder calorífico, alto teor de cinzas e/ou umidade e altos teores de enxofre), com baixo nível de impactação ambiental, pela reduzida emissão de poluentes a custos competitivos com as técnicas convencionais.

Os baixos níveis de emissão de poluentes referem-se, principalmente, às emissões gasosas de SO_x e NO_x . Os gases de enxofre são retidos no próprio processo de combustão através da adição de calcário ao combustor alcançando-se, desta forma, retenção da ordem de 90% do enxofre contido no combustível. As baixas emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x) são consequência das baixas temperaturas observadas no processo de queima fluidizada, normalmente da ordem de 850°C, onde a formação destes gases fica minimizada.

A utilização das cinzas com perspectivas de aproveitamento comercial poderá ser realizada através da sua aplicação na indústria cimenteira e de artefatos cerâmicos. Na eventualidade de se tornar necessário, as cinzas podem ser colocadas em aterros de áreas originalmente utilizadas para rejeitos de beneficiamento.

Referente à mineração, a implantação de novas usinas junto às minas possibilita o consumo direto do carvão bruto, ou dos subprodutos do processo de beneficiamento, permitindo a redução do impacto ambiental decorrente do transporte e estocagem de carvão mineral, economizando inclusive os custos de manutenção de estoque regulador de combustível.

A administração dos recursos ambientais deve reconhecer a mineração como atividade essencial para o homem, embora potencialmente poluidora. Seu impacto é variável em função de uma série de fatores, específicos ou não. A rigidez locacional, característica da atividade mineral, resulta de processos geológicos, implicando muitas vezes que, por razões técnicas e econômicas, o beneficiamento e o uso do produto se realizem junto a área de extração.

Embora reduzida nos últimos anos, a atividade carbonífera representa vetor econômico importante para as regiões carboníferas. Mesmo assim, os impactos ambientais decorrentes da exploração mineral criaram restrições por parte da opinião pública, obrigando as empresas mineradoras a investir na proteção ambiental associada aos processos de lavra e beneficiamento, atenuando a impactação da atividade produtora. De fato, os efeitos de décadas de exploração do carvão sem os devidos cuidados com o meio ambiente ainda são sentidos pela população da região.

O novo cenário que se descortina apresenta-se promissor à medida que acena, em função de um novo modelo tecnológico, para a possibilidade de retomada do

crescimento da economia carbonífera em bases ambientalmente aceitáveis, tendo como benefício adicional a viabilidade técnica do consumo de rejeitos de carvão estocados. A adoção desta tecnologia certamente contribuirá para a redução do passivo ambiental existente, resultando ainda em crescimento sustentado da economia regional, com reflexos positivos no nível de emprego e qualidade de vida.

3.3 CUSTOS DE GERAÇÃO

O carvão utilizado na usina termoeletrica de Jorge Lacerda é do tipo CE-4500. Adquire-se atualmente 120×10^3 t/mês, a um preço de R\$ 46,03/t. Nas térmicas localizadas no Rio Grande do Sul utiliza-se o tipo CE-3300, 133×10^3 t/mês, a um preço de R\$ 12,04/t.

O consumo de carvão é pago pelas empresas distribuidoras das regiões Sul e Sudeste (CCC - Conta Comum de Combustíveis), proporcionalmente ao mercado atendido. Em função disso, a geração térmica é determinada pelo GCOI - Grupo Coordenador da Operação Interligada.

Na Tabela 3.1 a seguir, listam-se os custos unitários de investimento em geração - (US\$/kW), baseados em referências internacionais, sem sobrepreço e com JDC - Juros Durante a Construção. Estes custos convertidos em operacionais - (US\$/kWh) encontram-se na Tabela 3.2; da mesma forma, os custos de combustível constam da Tabela 3.3 e os de O&M na Tabela 3.4. O Tabela 3.5 consolida todos estes custos, fornecendo faixas de variação do custo total de geração.

TABELA 3.1
USINA TERMOELÉTRICA A CARVÃO
Custos de Capital a Preços Internacionais sem sobrepreço e com JDC
 (US\$/kW instalado)

CAPACIDADE (MW)	TECNOLOGIA			
	PC	PCD	IGCC	AFBC
50	1.791	2.162	2.476	1.898
2x50	1.645	1.984	2.273	1.743
125	1.714	2.069	2.370	1.817
2x125	1.579	1.905	2.182	1.673
250	1.452	1.752	2.007	1.539
2x250	1.342	1.619	1.854	1.422
350	1.300	1.569	-	-
2x350	1.202	1.451	-	-

PC = UTE a carvão pulverizado;

PCD = UTE a carvão pulverizado com dessulfurização;

IGCC = UTE de ciclo combinado com gaseificação de carvão;

AFBC = UTE de leito fluidizado atmosférico.

Fonte: ELETROSUL 50

TABELA 3.2
USINA TERMOELÉTRICA A CARVÃO
Custo de Geração - Parcela Referente a Capital
 (US\$/MWh)

CAPACIDADE (MW)	TECNOLOGIA			
	PC	PCD	IGCC	AFBC
50	34,4	41,6	47,6	36,5
2x50	31,6	38,1	43,7	33,5
125	33,0	39,8	45,5	34,9
2x125	30,3	36,6	41,9	32,2
250	27,9	33,7	38,6	29,6
2x250	25,8	31,1	35,6	27,3
350	25,0	30,2	-	-
2x350	23,1	27,9	-	-

Fonte: ELETROSUL 50

TABELA 3.3
USINA TERMOELÉTRICA A CARVÃO - CUSTO DO COMBUSTÍVEL
 (US\$/MWh)

TIPO DE CARVÃO	TECNOLOGIA			
	PC	PCD	IGCC	AFBC
CE 1800 - REJEITO	-	-	-	2,0
CE 3300 - CANDIOTA(1)	9,1	9,3	-	9,2
CE 3300 - C. BONITO(2)	14,0	14,3	-	14,2
CE 3700 - B. JACUÍ (2)	17,5	17,9	15,1	17,8
CE 6500 - COLÔMBIA	19,3	19,8	16,7	19,6

Nota: A venda de cinzas representa, atualmente :

- (1) 4% do custo do carvão e
- (2) 14% do custo do carvão.

Fonte: Plano 2015

TABELA 3.4
USINA TERMOELÉTRICA A CARVÃO - CUSTO DE O & M
(US\$/MWh)

CAPACIDADE UNIDADE X MW	TECNOLOGIA			
	PC	PCD	IGCC	AFBC
50	5,4	10,9	10,6	10,7
2 x 50	5,1	10,4	10,0	10,3
125	4,7	9,5	9,2	9,7
2 x 125	4,5	9,2	8,8	9,4
250	4,2	8,6	8,2	9,0
2 x 250	4,0	8,3	7,9	8,8
350	4,0	8,2	--	--
2 x 350	3,9	8,0	--	--

Fonte: *ELETROSUL* 50

TABELA 3.5
USINA TERMOELÉTRICA A CARVÃO - CUSTO TOTAL DE GERAÇÃO
(US\$/MWh)

CAPACIDADE (MW)	COMBUSTÍVEIS					
	CE 1800 REJEITO	CE 3300 CANDIOTA	CE 3300 CANDIOTA	CE 3300 C.BONITO	CE 3700 C.BONITO	CE 6500 COLÔMBIA
	TECNOLOGIA					
	AFBC	AFBC	PC	AFBC	AFBC	PC
50	49,2	56,4	48,9	61,4	65,0	59,1
2x50	45,8	53,0	45,8	58,0	61,6	56,0
125	46,6	53,8	46,7	58,8	62,4	56,9
2x125	43,6	50,8	43,9	55,8	59,4	54,1
250	40,6	47,8	41,2	52,8	56,4	51,4
2x250	38,1	45,3	38,9	50,3	53,9	49,1
350	-	-	38,1	-	-	48,3
2x350	-	-	36,1	-	-	46,3

Fonte: *Plano 2015/ELETROSUL* 50

3.4 CONCLUSÕES

O país conta com reservas significativas de carvão mineral, capazes de alimentar por muitos anos uma produção elevada de energia elétrica. O carvão mineral, sob o ponto de vista de disponibilidade energética, tem condições de participar ativamente na expansão da geração de energia elétrica.

Os custos de geração (inclusive JDC) variam de US\$ 36,00/MWh a US\$ 65,00/MWh, sem sobrepreço. Os seguintes fatores influenciam estes valores:

- Potência de cada unidade - 50 a 350 MW - e do número de unidades da usina;
- Tipo de carvão energético utilizado;
- Tecnologia empregada: PC, PCD e AFBC;
- Custo do carvão.

Ressalta-se por fim que os custos acima apresentados referem-se à base econômica 1991. Avalia-se que face aos constantes avanços tecnológicos nesta área, certamente reduções significativas de custos possam ser incorporadas aos novos projetos. CESP ³¹

APÊNDICE 4 - O PAPEL DA ENERGIA NUCLEAR

4.1 ENERGIA NUCLEAR - QUALIFICAÇÃO

A utilização da energia nuclear envolve alguns aspectos ambientais, políticos e de segurança que, muitas vezes, não costumam ser considerados para os demais combustíveis. Existem diferenças desta forma de energia quando comparada com as convencionais, evitando muitas reações às vezes irracionais frente a estas novas formas da tecnologia. DOSTROVSKY³⁶

Os reatores de baixa velocidade de fissão foram agrupados segundo o meio de moderação: *Água Leve*, usando urânio enriquecido (maior concentração de U_{235}) e *Água Pesada*, utilizando urânio natural. O tipo atualmente mais usual de reator a água leve é o **PWR**-pressurizado, existindo ainda, em menor quantidade o **BWR**-água em ebulição. Os reatores a água pesada seguem o modelo canadense **CANDU**, presente, inclusive, no programa nuclear argentino. De maneira geral todos perdem em eficiência, pelo menos a nível comercial, quando comparados com o **PWR**. DOSTROVSKY³⁶

Ciclo do Urânio

Urânio é um mineral razoavelmente distribuído na natureza, estando presente em vários continentes. Ocorre na forma de óxidos, em formações sedimentares, associado a folhelhos, carvão e em depósitos de fosfatos. A Tabela 4.1, mostra a distribuição de ocorrências. DOSTROVSKY³⁶

Ciclo do Tório

Para o futuro pesquisa-se os reatores tipo **Breeders**, que produzem mais material físsil do que queimam. Estes reatores utilizam o mineral físsil tório no lugar do urânio. Uma aparente vantagem deste elemento reside em sua maior disponibilidade na natureza. A Tabela 4.2 a seguir mostra estas disponibilidades e sua distribuição pelo mundo. O Brasil está bem aquinhado nesta distribuição. DOSTROVSKY³⁶

Ciclo do Combustível e Rejeitos

A transferência de calor acontece por intermédio de convecção a partir dos elementos combustíveis. Através da mecânica de construção dos reatores, consegue-se efetivar ganhos importantes de eficiência nestes conjuntos de geração de potência mecânica. Dentre estas características destacam-se: boa transmissão de calor, proteção eficiente do elemento físsil, contenção de todos os produtos gerados na reação de fissão nuclear e resistência ao ataque da radiação durante toda sua vida útil. DOSTROVSKY³⁶

Os problemas que vem a seguir são os de mais difícil solução: armazenamento e reprocessamento de combustível e tratamento dos rejeitos. A meia vida de isótopos formados nestas reações impõe preocupações que acompanharão a humanidade por milhares de anos. Escolhem-se, preferencialmente, sítios de grande estabilidade geológica, livres de lençóis freáticos e acondicionam-se estes rejeitos em recipientes de chumbo, recobertos de uma cobertura de vidro fundido. DOSTROVSKY³⁶

Enfatiza-se que o problema dos rejeitos atinge nações que operam o ciclo de reprocessamento do combustível; caso apenas se queime urânio para geração, os problemas são de menor monta. DOSTROVSKY³⁶

TABELA 4.1
PRINCIPAIS FONTES DE URÂNIO
 (CUSTOS INFERIORES A US\$ 130t)
 (1000 t)

PAÍS	Reservas	Recursos Recuperáveis
América do Norte	407	893
Austrália	336	394
África do Sul	313	147
Canadá	185	510
Brasil	163	92
Niger	160	53
França	67	46
Mundo(excl. ex-econ.plan)	2000	2450

Fonte: Agência de Energia Nuclear/Agência Internacional de Energia Atômica (1982/1983)

TABELA 4.2
PRINCIPAIS FONTES DE TÓRIO
 (1000 t)

PAÍS	Reservas	Recursos Recuperáveis
Turquia	330	440
Índia	319	n.d.
Noruega	132	132
América do Norte	122	278
Brasil	68	1200
Dinamarca	54	32
Egito	15	280
Canadá	n.d.	300
Outros	33	90
Mundo(excl. ex-econ.plan)	1073	2752

Fonte: Agência de Energia Nuclear/Agência Internacional de Energia Atômica (1982/1983)

Fusão Nuclear

O principal problema da geração de potência mecânica a partir da fusão nuclear está na disponibilidade de sua tecnologia, a qual, apesar de demonstrada, ainda mostra-se resistente a uma comprovação prática. Sua principal vantagem reside na aparente

inesgotabilidade do combustível (Deutério/isótopo do hidrogênio - existindo fartamente na natureza) e na relativa pouca atividade dos rejeitos formados. DOSTROVSKY³⁶

Como na fissão, na fusão a produção de energia é proveniente do rearranjo molecular do combustível, onde parte da matéria transforma-se em energia. Difere da fissão por gerar uma quantidade muito maior de energia por unidade de massa de combustível. DOSTROVSKY³⁶

Os vários experimentos conduzidos, a partir das tecnologias em desenvolvimento, ainda não conseguiram estabilizar as reações por mais do que algumas frações de segundos, inviabilizando seu aproveitamento prático. E, pior, com o passar dos anos e investimentos vultosos em pesquisas, ainda não se vislumbra a possibilidade de se realmente contar com esta fonte praticamente inesgotável de energia. DOSTROVSKY³⁶

4.2 O PAPEL DA ENERGIA NUCLEOELÉTRICA

No momento a energia nuclear tem sido empregada, de maneira geral, na geração de eletricidade, predominantemente em regime de *base*. Suas centrais caracterizam-se pelo custo de implantação elevado, baixo gasto na conta combustível e extremamente susceptíveis a fatores de escala.

Limites à Participação da Energia Nuclear

Conclui-se de observações do perfil de consumo de vários países, que a nucleoeletricidade não é a resposta universal às demandas de energia das populações. Mesmo as mais agressivas políticas de nuclearização não teriam condições de suprir, na melhor das hipóteses, mais do que 20 % do total das necessidades de energia primária dos países que as adotem. Estas constatações se prendem ao perfil atual do mercado de eletricidade. Pretende-se mostrar evoluções tecnológicas que elevariam esta participação ao entorno de 100 %.

Considerações de Custo de Geração Nucleoelétrica

Comparada com os processos termoelétricos convencionais, a nucleoeletricidade tem o componente custo de capital maior que os demais, ao passo que seu componente combustível é incomparavelmente reduzido. A Tabela 4.3 a seguir ilustra esta constatação.

As centrais nucleares do passado conviveram com condições excepcionais de custo que as tornaram imbatíveis quando comparadas com as demais. Neste período a nuclearização dos setores elétricos dos Estados Unidos e Inglaterra foi bastante significativa. Praticava-se custos de instalação de US\$ 150/kW.

Com o crescimento da conscientização das populações sobre os riscos de acidentes nucleares, mesmos corriqueiros, avolumaram-se as exigências nos licenciamentos destes empreendimentos, ferindo mortalmente sua expansão; os custos de instalação nesta fase chegaram a US\$ 3500/kW. A única exceção foi o programa nuclear francês, que tocado de forma competente e em fatores de escala elevados, conseguiu praticar custos mais favoráveis.

TABELA 4.3
TERMOELÉTRICAS CONVENCIONAIS
COMPARAÇÃO DE CUSTOS DE GERAÇÃO
 (Em % do Custo Total)

Principais Componentes do Custo	NUCLEAR	CARVÃO MINERAL	ÓLEO COMBUSTÍVEL
CAPITAL	55 a 80	25 a 55	10 a 25
COMBUSTÍVEL	15 a 30	40 a 65	70 a 85
OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	05 a 15	05 a 10	05

Fonte: Bennett (1985)

Segurança - Oposição a Nucleoeletricidade

Como acima observado, o custo das centrais elevou-se significativamente após acidentes e reações das coletividades envolvidas. A influência da existência de um parque de construção de armas nucleares também pode implicar em redução de custos ou de sanções internacionais que dificultariam sua expansão.

Como reação a este ritmo crescente de insegurança frente a novas instalações, a indústria de equipamentos vem pesquisando reatores intrinsecamente seguros, que ofereçam risco mínimo de acidentes, com sistemas de proteção redundantes.

Como conclusão pode-se afirmar que a indústria nucleoeletrica volta-se para o uso mais seguro e intenso deste recurso. Busca-se evitar a insegurança e reduzir-se custos, apesar de serem providências antagônicas. Para muitos países, no entanto, a nucleoeletricidade é a única fonte possível de suprimento, haja vista a extensão dos recursos de material físsil.

APÊNDICE 5 - ESTUDO DE CASO: IMPLANTAÇÃO DE TERMOELÉTRICA A ULTRAVISCOSOS DE PETRÓLEO - A USINA DE PAULÍNIA DA CESP

5.1 CARACTERÍSTICAS DA TERMOELÉTRICA PROPOSTA

O empreendimento selecionado para estudo foi o da Usina Termoelétrica de Paulínia, que seria construída no município de mesmo nome, nos arredores de Campinas. A planta foi concebida para ser operada em ciclo Rankine a vapor, utilizando o óleo nº 8 como combustível.

Sua potência bruta seria de 350 MW, obtida em gerador único acoplado a turbina a vapor de três estágios. A caldeira seria do tipo “once thru”, tiragem equilibrada e com bateria de aquecedores de condensado. A condensação seria efetuada em torres úmidas.

Seria equipada com todos acessórios usuais modernos para controle da poluição. Destacam-se precipitadores eletrostáticos, dessulfurizadores, queimadores de elevada eficiência, chaminé de 150 m, etc. O sistema de manuseio do combustível seria bastante complexo, mantendo-o sempre em condições adequadas de viscosidade e temperatura. CESP²⁵

5.2 O RIMA APRESENTADO - IMPACTOS AMBIENTAIS DO PROJETO

Durante a apresentação do EIA-RIMA do projeto, a CESP desenvolveu a tese de que a atmosfera da região teria, em média, uma melhoria nos seus padrões após a instalação do empreendimento. Esta afirmativa baseou-se na constatação de que parcela preponderante deste óleo ultraviscoso gerado na REPLAN seria queimada na UTE, equipada com todos acessórios anti-poluição adequados ao processamento dos efluentes. CESP²⁷

De fato, as indústrias da região de Paulínia atualmente já queimam o combustível preconizado para a UTE, óleo nº 8, tanto puro como diluído com diesel. Esta queima não é, no entanto, assistida com os cuidados apropriados, como preconiza a legislação ambiental vigente. BAJAY¹²

A UTE de Paulínia, por outro lado, foi concebida de tal forma que suas fontes poluidoras aéreas tenham níveis de emissão minimizados através da utilização de tecnologias, no momento, já disponíveis no mercado, tanto para queimadores como para dessulfurizadores. CESP²⁷

Pesquisou-se exaustivamente a nível de literatura e junto a fabricantes as tecnologias mais adequadas de dessulfurização dos gases de combustão. Chegou-se à conclusão que o processo a cal/calcário seria o mais adequado ao projeto, sendo inclusive utilizado mundialmente em 84% das usinas termoelétricas. CESP²⁶

Para o estudo da dispersão dos efluentes gasosos, considerou-se a emissão através de uma chaminé de 150 m de altura. Utilizando-se um modelo gaussiano de dispersão de plumas, simulou-se o funcionamento da UTE, considerando-se como limite um raio de 50 km ao seu redor. Os resultados indicaram que os efeitos das emissões são imperceptíveis além de 30 km da UTE, uma área de 3000 km². CESP²⁷

No município de Paulínia as emissões de SO₂ são atualmente estimadas pela **CETESB** em 28.365 t/ano, sendo, no entanto, boas as condições do ar, devido às excelentes condições de dispersão na região. BAJAY₁₂

Conclui-se, com o auxílio de modelos matemáticos, que a instalação do sistema dessulfurizador de gases e da chaminé do tipo bifluxo, reduz significativamente a carga poluidora. Esta alcançaria 23,2 µg/m³, para duas unidades de 350 MW. Os teores, sem estes dispositivos, chegariam de 46 a 55 µg/m³. BAJAY₁₂

Quanto à parte de efluentes líquidos, verifica-se que a qualidade das águas dos rios adjacentes seria minimamente afetadas, menos de 3% do limite preconizado pela legislação. Esta condição decorre do projeto da planta, que prevê torres de resfriamento úmidas, independentes destes cursos d'água, além de tratamento centralizado de todos efluentes líquidos e sólidos. Desta forma, a agressão à fauna e flora locais seriam diminutas. CESP₂₇

Realizou-se um estudo de análise, avaliação e gerenciamento de riscos no *site*. Este estudo contempla a avaliação destes riscos desde a instalação até a operação da UTE. Dentre as constatações preliminares alcançadas, verificou-se que a operação do sistema de controle da poluição previsto no projeto da UTE deveria ser monitorado pela **CESP** e controlado pelos órgãos oficiais de saneamento ambiental. Assim, a concepção do sistema de controle da poluição estaria centrada na busca da eliminação de agentes que possam vir a prejudicar a saúde da população. BAJAY₁₂

Concluindo, os estudos indicaram que os impactos ambientais seriam mínimos e o empreendimento era ambientalmente viável. Quanto à emissão de CO₂, preconizou-se a implantação de um reflorestamento ciliar com espécies de ocorrência regional, preservando o ecossistema e fixando o CO₂, melhorando portanto as condições ambientais da região. CESP₂₇

5.3 A REAÇÃO DA SOCIEDADE

O Projeto de construção de um parque de termoelétricas a ultraviscosos de petróleo começou a ser desenhado em fins de 1986. A reação inicial da sociedade foi de indiferença e/ou aprovação. Por ignorar a real dimensão do impacto destas instalações em seu meio, a população colocava-se na expectativa de que maiores esclarecimentos seriam afinal veiculados.

A **CESP** perdeu aí uma oportunidade excepcional de ganhar a confiança da sociedade e deslanchar seu projeto. Por desatenção, descaso ou mesmo distração, não adotou uma política de esclarecimento e posterior convencimento da sociedade. A reação não tardou: a deficiência da **CESP** na ocupação dos espaços junto à população residente nas cercanias dos empreendimentos, às organizações civis e à *mídia*, galvanizou e mobilizou a sociedade em grupos de pressão que cumpriram seu papel. A busca de elementos que pudessem dismantelar o projeto levou à dissecação completa do projeto pelas organizações não governamentais ligadas à ecologia, meio ambiente, assistência social, etc.

Por coincidência, ou por necessidade do projeto, o local escolhido para a usina situava-se em zona densamente habitada. Além deste condicionante, constatou-se que esta

população residente possui um nível intelectual acima da média da região. Estas coincidências resultaram na total mobilização da sociedade local contra o projeto. E pior, para qualquer outro local escolhido, estes grupos de pressão dirigiam-se à estes novos segmentos e despertavam sua consciência ecológica.

Este processo coincidiu com a intensificação, a nível mundial, da análise crítica das intervenções do homem na natureza, como também ainda da degradação sócio-ambiental em marcha do meio ambiente. O crescimento destes movimentos deságua na formação de organizações ecológicas bastante combativas. Passam a questionar todo novo projeto que se pretende implantar, forçando a cabal justificativa de cada condicionante.

A **CESP** não conseguiu, num primeiro momento, concatenar nenhuma política ou estratégia para enfrentar as dificuldades que se desenhavam no horizonte.

5.4 MOTIVAÇÕES NA ACEITAÇÃO OU REJEIÇÃO DE PROJETOS

Dentre os vários condicionantes para a escolha da localização de um empreendimento termoeletrico, o relacionado à proximidade do mercado a ser atendido figura em posição de destaque. A instalação de uma UTE numa região de elevada densidade demográfica, por outro lado, como a região de Campinas, com alto índice de industrialização e duas universidades que se apresentam como formadoras de opinião, gera expectativas controversas na população local. **CESP** ²⁵

Se por um lado existe a possibilidade de se carrear benefícios relacionados à construção em si, por outro o choque de informações sobre agressões ao meio ambiente gera expectativas que se contrapõem aos benefícios anunciados.

A **CESP**, após os choques iniciais, desenvolveu uma política de “oficializar e sistematizar as informações necessárias para orientar a população, instituições e o poder público local, visando fortalecer os canais de representação comunitária e propiciando uma melhor conciliação entre os interesses da empresa e os da população local”¹. As informações foram veiculadas através dos meios de comunicação, palestras, seminários e reuniões com técnicos da empresa.

Também foram exibidos vídeos a respeito das ações da **CESP** no meio ambiente, na região e em outras localidades. A política adotada previa enfim uma série de intervenções com o intuito de esclarecer e informar a população a respeito das necessidades e características da UTE.

A preparação do programa incluiu sondagem da visão da população a respeito do empreendimento, discussão com os interlocutores sobre a proposta apresentada e a elaboração do material de divulgação. Sua implementação deu-se através da realização de eventos (palestras, seminários, exposições, etc.), havendo, ao final, uma avaliação dos resultados para eventuais reorientações e redirecionamentos. O programa foi desenvolvido pela **CESP** tendo como co-participantes outros órgãos da administração pública estadual e municipal e as organizações da sociedade civil.

A estratégia, no entanto, não teve acolhida adequada, não havendo aceitação do projeto.

¹ Resolução da Diretoria da Empresa à época.

A **CESP** falhou ao conscientizar a população sobre a necessidade de expansão do parque gerador e também de que estas novas ofertas de energia são consequência do aumento da demanda das regiões industriais de elevado padrão de consumo. Falhou-se no convencimento destas regiões a participar dos benefícios e gravames destes novos aproveitamentos. Da mesma maneira, falhou-se no esclarecimento dos verdadeiros riscos ambientais do empreendimento.

Porque a população tomou esta postura? O que a levou a rejeitar um benefício potencial ao seu desenvolvimento?

Em primeiro lugar, pode-se observar o avanço da sociedade ao responder de maneira clara e consequente seu inconformismo com as propostas que lhe estão sendo apresentadas. Não se poderia concluir que esta sociedade não desejou o empreendimento; concluiu-se, isto sim, que ela não desejava o pacote que estão lhe forçando a aceitar.

Dentre as várias causas deste insucesso pode-se alinhar a inexperiência da **CESP** (e talvez de todas Concessionárias brasileiras de energia elétrica) na capacidade de vender um novo produto. Não sabem vender porque não vendem produto algum; os consumidores na sua área de concessão são obrigados a dela comprar.

Estas empresas não têm políticas de venda de seus produtos e muito menos de *marketing*. Num momento crucial do futuro da empresa, falha a administração superior ao permitir a inexistência de um departamento formal de *marketing* e falham os técnicos ao montar políticas e estratégias inadequadas e fadadas ao insucesso.

Outras causas do insucesso foi a postura heterogênea das várias áreas na empresa, onde cada departamento, ou “feudo”, entendia o projeto da UTE de maneira diferente. Um departamento de *marketing* poderia, ou mesmo deveria, unificar interna e externamente o fluxo de informações sobre o projeto, formando então uma forte consciência do acerto da escolha. Eliminar-se-iam as discussões estéreis sobre a adequabilidade ou não do término de todas as obras hidroelétricas paralisadas antes de se iniciar a implantação de termelétricas. Estima-se que muitos insucessos empresariais iniciam-se internamente, provocando vulnerabilidades precoces em projetos de grande potencial.

O resultado de todas estas falhas estava estampado no enunciado preliminar do empreendimento, onde se comunicava que a **CESP** iria construir uma UTE que utilizaria como combustível um resíduo de petróleo e não, por exemplo, um óleo ultraviscoso. Alardeava-se como benefício do projeto à sociedade o fato de que se estava buscando um aproveitamento das últimas frações disponíveis do refino, aumentando-se o rendimento deste processo. A sociedade, no entanto, entendeu que lhe estavam empurrando um resíduo, uma sujeira, um rejeito de processo industrial, caracterizando-se perfeitamente a inadequabilidade do fornecimento da informação, pois, no final, resíduo de petróleo e ultraviscoso são a mesma coisa.

Verificou-se então que informações transmitidas de maneira inadequada criam preconceitos, às vezes injustificados, contra alguns projetos. A reversão destas expectativas negativas podem consumir todos os esforços do órgão empreendedor, inviabilizando a conclusão do projeto.

5.5 O CANCELAMENTO DO PROJETO

A **CESP** prosseguiu no seu caminho de implantação do projeto. Contava com estudos setoriais que indicavam a necessidade e a viabilidade da construção destas usinas.

Sua principal colocação apontava para a constatação de que a maior dificuldade enfrentada por todos os projetos e todas as empresas do setor era a carência de recursos para investimentos.

Este projeto, no entanto, contava com linhas de financiamento específicas e de custo reduzido. Eram recursos do chamado “Fundo Nakazone”, fundos instituídos pelo Governo Japonês com o intuito de fomentar o crescimento de nações em desenvolvimento. Os recursos seriam administrados pelo Banco Mundial e o Governo Japonês, em princípio, não desejava que a indústria japonesa fosse a fornecedora dos equipamentos destes projetos.

Os projetos então deveriam ser viáveis, desejados pela comunidade local e de comprovada eficiência e eficácia. Após sua construção, a *mídia* japonesa registraria o esforço do Governo Japonês na redução das desigualdades entre nações desenvolvidas e em desenvolvimento.

Começaram aí as dificuldades. A **CESP** não estava conseguindo passar a mensagem que o projeto estava aprovado e aceito pela comunidade local. Procurando contornar as reações adversas locais, substituiu duas vezes o *site* da implantação da usina. As reações foram mais passionais e políticas ainda: apesar de incompetentes neste campo de atuação, as câmaras de Paulínia e Mogi Guaçu sancionaram leis municipais que impediam a implantação de usinas termoelétricas em seus municípios. Mesmo existindo parte expressiva da população local que aprovava os projetos, grupos políticos locais e estaduais conseguiram sobrepujar estas vontades populares.

A **CESP** antes destas reações políticas, terminara o **RIMA**, encaminhando-o ao **CONSEMA**. Após estes trâmites, o próximo passo seria a convocação de audiências públicas para apreciação do Projeto. A própria **CESP** sentindo a tempestade que se aproximava, solicitou um tempo adicional para avaliações internas, antes portanto destas audiências. Paralelamente, lançou-se a um amplo programa de esclarecimento da coletividade, com palestras, vídeos, publicações, etc.

Coincidindo com estes esforços, realizava-se no Rio de Janeiro a **ECO - 92**, local ainda mais apropriado para estes debates. O Governador à época, não desejando participar dos embates, ou até, talvez, desejando desenvolver postura contemporizadora, tomou a decisão de cancelar o projeto no transcorrer do evento.

Restou então para a **CESP** a responsabilidade de ter proposto projetos não sintonizados nem com a coletividade nem com as forças políticas que lhe deveriam dar sustentação.

5.6 IMPLANTAÇÃO DE PROJETOS POLÊMICOS - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O sistema estatal tende a amortecer a capacidade de interação e de avaliação do consumidor. Trata-se de uma estrutura paternalista em que o Estado, ou as empresas estatais, devem atender as necessidades da população, sem o comprometimento dos

consumidores para com a empresa. Podem então não haver opções de produtos para aquisição, com um consequente desinteresse do consumidor final.

No momento em que se inverte esta política e se oferta à população outras opções de produto, como energias de qualidade, procedência e preços diferenciados, certamente a sociedade se interessará pelas condições sob as quais ela está sendo gerada. A ação de *merchandise* dirigido pode provocar o interesse do consumidor final no produto em comercialização. Invertem-se as políticas: seus objetivos deixam de ser institucionais e passam a ser comerciais.

No exemplo de Paulínia é clara a ausência de condições de propor alternativas à população pela **CESP**. Esta incapacidade de convencimento acarretou a rejeição do projeto pela sociedade. Tornava-se clara a falta de credibilidade da **CESP** junto a população, não prosperando nenhum comprometimento entre ela e a sociedade.

Quando uma empresa exerce com habilidade suas faculdades na área de *marketing*, ela se posiciona na presunção de que o cliente sempre tem razão, só comprando realmente o que lhe interessa. Produtos fora de suas expectativas de qualidade não serão adquiridos.

A sociedade capitalista, por outro lado, aceita que todo empreendimento deva ter lucro, perenizando o funcionamento das empresas e buscando o retorno do capital investido. Da mesma forma, aceita o fato que empresas privadas não costumam operar a fundo perdido.

Considerando-se estas premissas e buscando-se contornar estas dificuldades estruturais, propor-se-ia a seguinte política a ser seguida pela **CESP** e a Comunidade envolvida no projeto:

1. A **CESP** deve construir empreendimentos na área energética utilizando tecnologias mais adequadas e obedecendo as resoluções e posturas dos órgãos de controle de meio ambiente.
2. O funcionamento destes projetos será monitorado por órgãos especializados e credenciados da gestão de recursos naturais.
3. Na eventualidade do descumprimento pela **CESP** dos padrões negociados com a comunidade, esta não poderia cobrar as contas de eletricidade durante intervalo de tempo a ser estabelecido com as autoridades locais. Evidentemente, as causas e efeitos destas perturbações serão prontamente reparadas.

O significado desta política está na constatação de que a **CESP** deverá envidar todos seus esforços no sentido de contar com o melhor sistema de controle de emissões. Caso ocorram acidentes, a empresa deverá primeiramente corrigir o ocorrido, passando a indenizar a população com o fornecimento gratuito de eletricidade.

A comunidade poderia então considerar o empreendimento como instalação confiável, onde o empreendedor assume os encargos do negócio, não tendo receio em aceitar riscos para que não haja agressões à população, ao meio ambiente e à sua integridade.

Concluiu-se que a suspensão de sua instalação decorreu mais da inabilidade da **CESP** em negociar com a coletividade, apesar da intransigência desproporcional desta para com o projeto, do que a existência de problemas técnicos.

Depois de todos estes percalços experimentados pela empresa e pela comunidade diretamente envolvida, pode-se chegar à conclusão de que todos perderam. O que cabe hoje investigar é se ambas as partes estão conscientes das eventuais decisões erradas que tomaram no passado e se ambas estão trabalhando para que haja concórdia em eventuais interações no futuro. Neste processo a única arma é o convencimento e o progresso constitui o objetivo maior a se perseguir.

O significado desta nova política está na constatação de que a **CESP** deverá emvidar todos seus esforços no sentido de se contar com o melhor sistema de controle de emissões. Caso ocorram acidentes, a empresa deverá primeiramente corrigir o ocorrido, passando a indenizar a população com o fornecimento gratuito de eletricidade. A comunidade poderia então considerar o empreendimento como instalação confiável, onde o empreendedor assume os encargos do negócio, não tendo receio em aceitar riscos para que não haja agressões à população, ao meio ambiente e à sua integridade.

APÊNDICE 6 - CARVÃO MINERAL - GERAÇÃO TERMOELÉTRICA A CARVÃO NO SUL OU EM SÃO PAULO

6.1 - GENERALIDADES

O Carvão Mineral apresenta-se até hoje como um dos mais importantes energéticos existentes, participando na geração de 30% da energia elétrica mundialmente consumida. No Brasil o quadro mostra-se de maneira diversa: apesar do carvão constituir 62 % das reservas de combustíveis fósseis, participa em aproximadamente 2,5 % do total da potência instalada. SECRETARIA DE ENERGIA ⁹⁸

Estas diversidades são explicadas, dentre outras razões, pela vocação hídrica do setor elétrico brasileiro, por uma regionalização do setor carvoeiro, ao lado de uma interligação elétrica recente entre os sistemas Sul e Sudeste. Também corrobora para esta versão a qualidade do carvão brasileiro, que necessita de intensas lavagens para a sua melhoria. SECRETARIA DE ENERGIA ⁹⁸

Em verdade a discussão sobre a qualidade do carvão para queima em caldeiras é mais ampla. Se por um lado se coloca que os melhores produtos devam possuir reduzidos teores de cinzas e enxofre, por outro pode-se afirmar que, para portes médios, a evolução tecnológica é na direção da queima em leito fluidizado, que contorna estas dificuldades. De fato, esta nova tecnologia, atualmente bastante empregada em função de suas baixas emissões, opera satisfatoriamente com produtos classificados como de qualidade inferior.

As eventuais restrições ambientais induzem então a seleção de tecnologias modernas de geração para os novos empreendimentos em análise, como caldeira de leito fluidizado circulante, gaseificação acoplada a ciclos combinados, etc. Caso seja desejável, as usinas poderiam ser dimensionadas para portes mais reduzidos, da ordem de 200 a 300 MW, minorando-se o impacto de cada implantação. SECRETARIA DE ENERGIA ⁹⁸

6.2 - EXPANSÃO DO PARQUE TERMOELÉTRICO

A necessidade de aporte de blocos alternativos de energia elétrica às regiões Sudeste e Sul, à existência de impedimentos na evolução das atuais fontes tradicionais de suprimento, viabiliza empreendimentos baseados na termoeletricidade a carvão mineral.

Duas alternativas podem ser consideradas para o aumento desta geração: construção de centrais termoeletricas ao lado das minas no Sul ou construção de usinas próximas aos centros de carga no Sudeste, utilizando carvão importado. Cada alternativa encerra vantagens ou dificuldades na sua implementação. A construção de usinas no Sul será analisada com mais vagar, em seguida, em item específico. SECRETARIA DE ENERGIA ⁹⁸

A localização próxima ao mercado envolve considerações mais complexas que a anterior, uma vez que, se existir a disposição política de se instalar empreendimentos de suprimento de energia ao Estado dentro da área de concessão, os estudos de viabilidade conduzidos a favor desta alternativa serão certamente influenciados. Deve-se então examinar inicialmente a principal restrição desta alternativa, representado pelo abastecimento de carvão mineral às Usinas Termoeletricas. Sua disponibilidade

abundante, condições de suprimento e preço de aquisição deverão compatibilizar-se com o custo do MWh a ser incorporado ao Sistema.

No caso do Estado de São Paulo, que não possui recursos deste energético, à exceção das reservas de Cerquilha, que são modestas, impõe-se a localização das usinas junto aos seus limites territoriais. Analisa-se então, em primeiro lugar, locais junto ao litoral, com seu suprimento processando-se por via marítima. O abastecimento marítimo, no entanto, impõe condicionantes adicionais à estas instalações, tais como: profundidade adequada da lâmina d'água, inexistência de áreas de proteção ambiental, ocorrência de condições satisfatórias de dissipação dos poluentes, etc. Pode-se ainda avaliar locais próximos a outras fronteiras do Estado; estas, porém, devem se situar preferencialmente junto a cursos d'água, centros consumidores, etc., adotando-se então o transporte ferroviário do combustível. SECRETARIA DE ENERGIA 98

Pelas considerações acima seleciona-se, preliminarmente, a Baixada Santista como a região que reuniria o menor número de gravames, aliada ao fato de abrigar o porto mais completo e de melhores características para esta aplicação, que inclusive exibe discreta ociosidade. Corrobora para esta escolha o vulto do consumo de energia elétrica da região, o terceiro maior do Estado e o porte de seu polo industrial, que garante um nível regional de empregos adequado. Acrescenta-se a estes aspectos favoráveis, a possibilidade de produção, através das cinzas da caldeira e de resíduos da dessulfurização, de material inerte para aterros, muito procurados na região, dominada por mangues. Em função das restrições ambientais, selecionar-se-iam tecnologias modernas de geração para estes empreendimentos, como caldeira de leito fluidizado circulante, gaseificação acoplada a ciclos combinados, etc. Mesmo adotando-se estas novas tecnologias e cercando-se de todos os cuidados nas instalações, as restrições de capacidade do porto e das condições ambientais da localidade limitariam, preliminarmente, estes empreendimentos a uma capacidade máxima da ordem de 2000 MW no horizonte estudado. SECRETARIA DE ENERGIA 98

6.3 - SUPRIMENTO DE CARVÃO MINERAL A SÃO PAULO

6.3.1 - Generalidades

A análise do abastecimento marítimo de carvão mineral à região considerada deverá se concentrar nas seguintes possibilidades/regiões de origem:

1. Nacional, Rio Jacuí/RGS,
2. Nacional, Bagé/RGS,
3. Importado, Colômbia,
4. Importado, Austrália,
5. Importado, África do Sul.

As alternativas nacionais estão centradas nos minérios riograndenses, escolha esta decorrente das suas propriedades, de seu custo de fornecimento e das condições potenciais de embarque do produto. A opção por alternativas utilizando carvões importados é consequência das atuais condições favoráveis de fornecimento do mercado mundial deste combustível e da excelente qualidade do produto cotado. SECRETARIA DE ENERGIA 98

Em verdade a discussão sobre a qualidade do carvão para queima em caldeiras é mais ampla. Se por um lado se coloca que os melhores produtos devem possuir reduzidos teores de cinzas e enxofre, por outro pode-se afirmar que para portes médios (da ordem de 150 MW), as novas tecnologias têm caminhado para a queima em leito fluidizado. Esta nova tecnologia, atualmente bastante empregada em função de suas baixas emissões, opera satisfatoriamente com produtos de pior qualidade. Assim esta discussão deveria se concentrar mais em custos unitários da energia gerada, como ainda na busca de menores custos de transporte, que privilegiaria, em princípio, os importados.

6.3.2 - Carvão Nacional

As opções aqui consideradas têm origem no Estado do Rio Grande do Sul. Esta escolha decorre da infra-estrutura portuária existente no estado, do Porto do Rio Grande em particular e das propriedades do seu carvão. A necessidade de um porto de alto padrão está condicionada ao objetivo de se contar com fretes de retorno de navios transoceânicos de grande porte, que costumam cruzar o litoral daquele estado.

Para efeito de análise, pode-se organizar as jazidas de carvão da seguinte maneira:

- Charqueadas;
- Leão;
- Candiota.

Na ocorrência Charqueadas se está imaginando as reservas da empresa COPELMI, maior empresa privada da região no ramo de carvão. Em verdade esta empresa tem outros jazimentos além de Charqueadas (atualmente paralisada), como as minas de Recreio (céu aberto) e Guaíba (em desenvolvimento, também céu aberto). O critério de agrupá-las foi o de se usar o porto de Charqueadas, seguindo o carvão por chatas através do Rio Jacuí e Lagoa Patos, até o Porto do Rio Grande, onde seriam embarcados em navios oceânicos. São carvões de razoável qualidade, desde que convenientemente lavados. Evidentemente, as condições desta alternativa pressupõem profundos estudos para sua viabilização, uma vez que se efetuam transbordos que sempre oneram o custo final. Caso se opere em São Paulo com processos em leito fluidizado, talvez se necessite complementar a carga com produtos de maior teor de inertes, havendo então lugar para este tipo de produto. SECRETARIA DE ENERGIA 98

A Mina do Leão I, subterrânea e em processo de exaustão, localiza-se em Butiá, pertencendo à CRM - Companhia Riograndense de Mineração, estatal estadual que também possui a Mina de Candiota. Na mesma localidade, encontra-se em desenvolvimento a Mina Leão II, subterrânea, porém construída com um plano inclinado e instalações completas de lavagem, tendo condições de produzir o melhor produto da região. Padece também do mesmo problema das anteriores, dificuldade de

acesso a portos oceânicos, uma vez que embarca também pelo Porto de Charqueadas. Impõe-se a finalização da implantação do projeto, caso haja interesse no fornecimento desta mina, apesar de já ter no momento condições de operar em níveis menores de produção. SECRETARIA DE ENERGIA 98

Em verdade os investimentos na região de Charqueadas estão em compasso de espera, conforme se defina o esquema de suprimento à Usina de Jacuí (350 MW), que pode se efetivar pela COPELMI-Mina Guaíba ou pela CRM-Mina Leão II, ou mesmo por uma divisão do fornecimento entre ambas.

A Cia Riograndence de Mineração possui a maior mina de carvão do país, Candiota, localizada nas cercanias do município de Bagé, a mais de 400 km de Porto Alegre. Apesar da distância, pode ser facilmente conectável à Rede Ferroviária Federal, que ligaria a mina ao Porto de Rio Grande, a aproximadamente 100 km, permitindo custos mais competitivos de suprimento. O carvão produzido alimenta o Complexo Candiota II da CEEE, de 446 MW de potência total instalada. Suas características o diferenciam dos demais do estado, destacando-se o alto teor de inertes e sua difícil condição de lavagem. Desta forma, sempre se imaginou sua utilização em projetos de geração tipo “Boca da Mina”, como os planejados no Plano 2010. Com a atual nova legislação sobre meio ambiente e a preocupação das comunidades locais e do Uruguai (limítrofe ao projeto Candiota) com as emissões previstas, imagina-se que as novas instalações poderiam ser até do tipo Leito Fluidizado Circulante-CFB, mais adequadas, inclusive, a este tipo de carvão. A continuação desta exploração dependerá do correto equacionamento de recursos e interesses; seria necessário a interação dos agentes interessados na realização do empreendimento. SECRETARIA DE ENERGIA 98

Deve-se destacar o profundo respeito ao meio ambiente existente em Candiota, cuidando-se adequadamente dos cursos d’água e recuperando-se totalmente o solo, reintegrando-o às atividades agrícolas regionais. A Tabela 6.1 a seguir ilustra a qualidade dos carvões considerados. SECRETARIA DE ENERGIA 98

6.3.3 - Importado

Existem ofertas de carvões minerais de boa qualidade vindos de várias partes do mundo. Além desta constatação, a opção por minérios importados pode também decorrer das condições reinantes no mercado internacional de “commodities”, condições estas vigentes já há muitos anos e que infringem pesadas perdas aos países em desenvolvimento. No caso específico do carvão, as condições comerciais ficaram ainda mais deprimidas pela entrada do Leste Europeu no mercado e da Rússia em particular. Estes países têm enfrentado fortes pressões econômicas na busca de moedas conversíveis, depreciando fortemente os preços internacionais.

Complementa a atratividade desta alternativa as condições excepcionais de frete marítimo de retorno oferecidas pela DOCENAVE, subsidiária da VALE DO RIO DOCE, que opera com navios tipo PANAMAX e CAPE-SIZE nestas linhas, suprimindo os mercados do extremo oriente com minério de ferro. Esta empresa costuma transportar carvão metalúrgico proveniente da Austrália em direção ao Espírito Santo em seus navios graneleiros.

Para estes navios oferecerem fretes baratos, existe a necessidade de condições adequadas de atracação, que estão presentes no Porto de Santos, confirmando o acerto da escolha da região como centro de geração de termoelectricidade a carvão mineral. Mesmo com a necessidade de alívio de carga em Praia Mole-ES, caso do navio tipo CAPE-SIZE, ainda se consegue valores reduzidos de frete marítimo. A Tabela 6.2 a seguir, tenta mostrar os preços praticados no mercado internacional, sem maiores preocupações, entretanto, com acordos comerciais bilaterais.

TABELA 6.1
CARVÃO MINERAL NACIONAL
Características Significativas

Procedência e Tipo de Carvão	Fornecedor	Preço Estimado (US\$/t)	Teor Máx. de Cinzas (%)	Teor Máx. de Enxofre (%)	Poder Calorífico (kcal/kg)
Charqueadas - Piratini	Copelmi	36	35	1,0	4700
Recreio - Polo Petroq.	Copelmi	27	47	1,5	3700
Charqueadas	Copelmi	20	54	2,0	3100
Leão I e II	CRM	16	46	0,8	3700
Leão I e II	CRM	18	40	0,8	4200
Leão I e II	CRM	20	35	0,8	4700
Leão I e II	CRM	29	20	0,8	6000
Candiota	CRM	7	52	1,5	3300
Candiota	CRM	19	35	0,8	4700

Nota: Os preços indicados referem-se a cotações preliminares, sem preocupação de se viabilizar fornecimentos de vulto, ligados a projetos específicos.

Fonte: CESP²⁹

TABELA 6.2
CARVÃO MINERAL IMPORTADO
Características Significativas
(US\$ - 1993)

DISCRIMINAÇÃO	Porto de Embarque	Preço FOB US\$/t	Preço CIF US\$/t	Teor de Cinzas (%)	Teor de Enxofre (%)	Poder Calorífico (kcal/kg)
Type I (Languedoc International)	Santa Marta (Colômbia)	25,00	34,00	8,0	0,8	5556
Type II (Languedoc International)	Santa Marta (Colômbia)	37,00	46,00	6,0	0,6	6778
Type I & II (Languedoc International)	Santa Marta (Colômbia)	32,00	41,00	7,0	0,7	6112
Lenring Ton (Mitsui Trading)	New Castle (Austrália)	39,15	48,65	13,5	0,4	6700
Dray Ton (Mitsui Trading)	New Castle (Austrália)	39,44	48,94	14,0	1,0	6750
Bloom Field (Mitsui Trading)	New Castle (Austrália)	39,15	48,65	15,0	1,0	6700
Cithgow (Mitsui Trading)	Balmain (Austrália)	39,15	48,65	13,5	0,6	6700
Gordonstone (Mitsui Trading)	Gladstone (Austrália)	40,90	50,40	13,0	0,7	7000
Curragh (Mitsui Trading)	Gladstone (Austrália)	42,95	52,45	13,0	0,5	7350
Good Hope (AngloAmerican Ltd)	Richards Bay (SouthAfrica)	n.d.	n.d.	13,9	0,8	6700
Kleinkopje (AngloAmerican Ltd)	Richards Bay (SouthAfrica)	n.d.	n.d.	15,0	0,6	6600
Kromdraai (AngloAmerican Ltd)	Richards Bay (SouthAfrica)	n.d.	n.d.	14,5	0,7	6600

Fonte: Mitsui Trading Company - 1993 (Preços estimados segundo cotações internacionais para fornecimentos da ordem de 10⁶ t anuais)

6.4 - GERAÇÃO A CARVÃO NO SUL

A alternativa de expansão de geração no Sul tem sido exaustivamente estudada nos anos recentes, constando inclusive do Plano 2010. Neste, planejava-se a construção de 6 módulos de 350 MW em Candiota - RGS, utilizando-se, durante o tempo de vida útil dos empreendimentos, grande parte dos recursos minerais medidos na localidade. O Programa Candiota não tem datas de operação confirmadas, estando adquiridos apenas parte dos equipamentos importados e concluída a terraplanagem do primeiro módulo. SECRETARIA DE ENERGIA 98

Apesar do primeiro módulo constar atualmente no Plano de Obras do Setor, ainda não existe equacionamento dos recursos para estes empreendimentos; da mesma forma, ainda não se estudou de forma mais abrangente o impacto ambiental destas usinas nem tampouco as soluções necessárias a sua implementação. Seriam usinas de caldeiras convencionais, sem unidades de dessulfurização dos gases de combustão - FGD², portanto de difícil aprovação pela atual legislação.

Por outro lado, a **ELETROSUL** está implantando a Usina Jacuí I em área adjacente à jazida de carvão pertencente à COPELMI; em função das dificuldades da empresa, esta usina encontra-se com suas obras paralisadas. Esta UTE encontra-se em processo de privatização, estando a BECHTEL em tratativas para sua operação em consórcio com a **ELETROSUL**.

6.5 - QUESTÃO AMBIENTAL

6.5.1 - Aspectos Gerais

A expansão da termoeletricidade no Brasil, a exemplo do que vem ocorrendo nos países do primeiro mundo, estará condicionada à utilização de tecnologias que minimizem os impactos ambientais, desde a produção do combustível até a destinação final dos resíduos de combustão.

Os custos associados a estas tecnologias são significativos e as exigências crescentes. Em termos mundiais, a queima de combustíveis é apontada como uma das causas do aquecimento global da atmosfera e da acidificação do ar. Estes dois termos costumam ser arrolados entre os problemas ambientais associados à geração termoeleétrica.

6.5.2 - Emissões das Usinas Termoeletricas a Carvão

O carvão mineral é constituído por carbono, hidrogênio, oxigênio, nitrogênio, enxofre, minerais incombustíveis (chamados de cinzas) e de traços de outros elementos. Os principais problemas ambientais associados à utilização de carvão na geração de energia elétrica são:

² FGD - Flue Gas Desulfurization - Unidade de dessulfurização dos gases da caldeira

- Efluentes Aéreos, constituídos por material particulado e gases (óxidos de enxofre, nitrogênio e carbono).
- Efluentes Líquidos, gerados pela drenagem geral da área e particularmente pela do pátio de estocagem de carvão.
- Resíduos sólidos, constituídos por cinzas leves e pesadas.
- Liberação de calor para a atmosfera e/ou corpos hídricos.

6.5.3 - Legislação de Meio Ambiente

Dentre as normas, leis, decretos, portarias, resoluções, etc., tanto a nível federal como estadual, que devem ser observados durante os procedimentos para a implantação de empreendimentos termoelétricos, a mais restritiva e a de maior importância, é a Resolução **CONAMA** nº 8, de 06 de dezembro de 1990. Avalia-se que a operação e os custos de construção de empreendimentos termoelétricos a carvão mineral no Rio Grande do Sul serão fortemente impactados por esta nova legislação. No momento analisa-se, a nível federal, os eventuais desvios que poderiam ser acrescentados à legislação quando de sua revisão, prevista para fins do ano corrente.

A legislação nacional assemelha-se à internacional no que se refere a padrões de qualidade do ar (Resolução **CONAMA** 03/90), estabelecendo também padrões secundários ou seja concentrações de poluentes abaixo dos quais se prevê o mínimo efeito adverso sobre a população e meio ambiente em geral. As novas termoelétricas a carvão deverão estar enquadradas na legislação que limita as emissões (**CONAMA** 08/90). Desta forma, com os teores de enxofre contidos nos carvões nacionais, torna-se obrigatória a instalação de dessulfurizadores (**FGD**) nas unidades acima de 70 MW. Os equipamentos de controle ambiental certamente representarão parcelas substanciais do investimento total dos empreendimentos termoelétricos no atual horizonte tecnológico; verifica-se porém que, com a evolução destes sistemas, seu custo tende a reduzir-se, sendo desejável, quando possível, a postergação destes investimentos.

6.6 - TECNOLOGIAS DE QUEIMA DE CARVÃO

O Programa Termoelétrico a Carvão Mineral previsto no Plano 2.010, privilegiava a construção de usinas de grande porte (350 MW), todas em ciclo Rankine. Estas usinas estariam baseadas na tecnologia de caldeiras a carvão pulverizado. Esta escolha decorreu do fato de que, à época da conceituação do plano de expansão, somente existiam caldeiras em leito fluidizado de pequeno porte, cujos usuários experimentavam custos mais elevados e riscos de desempenho operacional insatisfatório.

Para se adaptar as usinas com caldeiras de queima pulverizada aos padrões de emissão vigentes, necessita-se equipá-las com acessórios dispendiosos para a dessulfurização (**FGD**) e despoeiramento dos gases de exaustão. Caso seja possível iniciar a geração sem estes acessórios, que seriam aplicados a medida que as condições ambientais restrinjam as operações, existe a possibilidade de se investir menos recursos, haja vista a permanente evolução destes processos.

O panorama atual difere substancialmente do anterior. As caldeiras de leito fluidizado já estão disponíveis em tamanhos de até 250 MW, prosseguindo-se seu desenvolvimento. Tornando-se mais confiável, esta tecnologia expandiu substancialmente sua participação no parque gerador mundial, exibindo então, como consequência, preços mais atraentes.

Existem vantagens significativas que a credenciam como a mais adequada aos carvões nacionais, sabidamente de alto teor de cinzas; destacam-se os efeitos favoráveis às áreas de preparação de matéria prima, dessulfurização e aos precipitadores eletrostáticos, justificando-se projetos mais simplificadas e de menor porte, consequentemente mais baratos.

Por outro lado, admite-se que ainda por muito tempo, pelo menos na região Sudeste, a Geração Termoelétrica será utilizada no padrão “Complementação Térmica”. Desta forma, levando-se em consideração o porte do Sistema Hidroelétrico, com capacidade de regularização plurianual, o acionamento das Termoelétricas poderia e deveria ser por intervalos maiores de tempo, sob carga constante, durante os períodos de hidrologia desfavorável. Conclui-se então que a operação com caldeiras convencionais - equipadas com sistemas **FGD** - poderia ser reavaliada, devendo existir projetos em que esta tecnologia possa ser empregada. Em resumo, a médio prazo e para tamanhos maiores, poder-se-ia considerar as caldeiras convencionais, equipadas ou não com FGD, conforme a revisão da legislação; para tamanhos intermediários e em projetos de longo prazo, outras tecnologias devem ser consideradas.

Prosseguindo nesta pesquisa, deteta-se para o início do próximo século a disponibilidade de tecnologias ainda mais eficientes e viáveis. Neste conjunto pode-se incluir a gaseificação do carvão e emprego de Turbinas a Gás, ciclo Brayton, seguindo-se um ciclo combinado, ou mesmo reinjeção de vapor nestas turbinas. Também avalia-se como viável a combustão pressurizada em leito fluidizado.

6.7 - BAIXADA SANTISTA - MICROLOCALIZAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO

6.7.1 - Descrição do Local

Os locais potenciais selecionados devem sempre gravitar sobre o Porto de Santos, principal condicionante para a localização. De fato, trata-se do maior porto da América do Sul, com expressiva capacidade de movimentação de graneis sólidos, líquidos, containers, carga geral, etc., contando inclusive com vários terminais privativos. Especificamente no caso de graneis sólidos, tem ocorrido discreta ociosidade, função de importantes mudanças ocorridas no mercado de fertilizantes. No passado, alimentava-se o polo produtor/misturador de fertilizantes de Cubatão através de minério de fósforo importado pelo porto. Com a entrada em operação dos projetos de mineração do Triângulo Mineiro, este insumo passou a vir de Minas Gerais por via ferroviária, liberando o Terminal de Fertilizantes - **TEFER** desta movimentação. Desta forma, apesar de já movimentar um volume de 2.000.000 t anuais, fato ocorrido em 1975, opera-se hoje na marca de 800.000 t anuais. SECRETARIA DE ENERGIA 98

Adentrando-se pelo estuário de Santos, encontram-se várias locações viáveis, chegando-se no final à Baía de Evolução da COSIPA, no limite entre os municípios de Santos e Cubatão. Nesta área, inclusive, existe ainda o terminal da ULTRAFÉRTIL e uma

extensa área aterrada pela COSIPA, áreas ociosas e disponíveis para novas locações, uma vez que estas empresas dificilmente se expandiriam nestes locais.

6.7.2 - Localização CODESP

A CODESP - “Companhia Docas do Estado de São Paulo”- opera com carvão mineral em terminal específico na área do Macuco, margem direita do estuário; são níveis de movimentação inferiores que os praticados no terminal de granéis, que habitualmente não trabalha com este produto. Como indicado acima, tem ocorrido discreta ociosidade no **TEFER**.

A CODESP em decorrência das restrições orçamentárias que têm atingido todas as estatais federais e da desaceleração da economia, não tem dragado satisfatoriamente o canal de acesso e alguns berços de menor utilização. Esta deficiência operacional prejudica a atividade do porto em geral e dos terminais privados, como o da COSIPA. Como o presente estudo leva em consideração ações para longo prazo, este fato não deve ser levado em consideração; aliás a direção da empresa tem reiterado que para movimentações de vulto está pronta para efetuar adaptações que as viabilizem.

A profundidade padrão garantida tem sido de 35’(10,7m) no canal de acesso, restringindo portanto a movimentação de todos terminais a este limite. O **TEFER** em Conceiçãozinha, por sua localização na entrada da barra, na margem esquerda, e em função do manifesto interesse da CODESP em sua melhor utilização, seria exceção à restrição estabelecida. Desta forma, desde que convenientemente dragado, operaria no calado 13m, viabilizando a atracação de navios graneleiros de grande porte em condições particularmente vantajosas. SECRETARIA DE ENERGIA 98

O projeto de implantação de UTE’s a carvão importado, em princípio, se adapta satisfatoriamente ao ambiente da empresa, além de agregar expressivo volume de cargas à suas instalações. Admite-se ainda que poderá contribuir para tornar mais sólida a nova organização que se desenha, acrescentando-se o fato da CODESP já ter longa experiência na autoprodução de energia elétrica.

A expansão em curso do porto, com a instalação de novos e modernos equipamentos aumentará significativamente sua capacidade, além de propiciar custos operacionais mais reduzidos. Desta forma, a instalação de uma geração a carvão mineral em área disponível no retro-porto do **TEFER**, contribuirá para o sucesso desta iniciativa. Trata-se de área livre, próxima à rede da **CESP**, de terreno aterrado, como todos os da região, e com pequenos cursos d’água que propiciariam arranjos satisfatórios no esquema de refrigeração da usina. SECRETARIA DE ENERGIA 98

6.7.3 - Localização COSIPA

A COSIPA no passado investiu na infra-estrutura da região, aterrando extensas áreas do mangue, desenvolvendo a rede viária, ampliando a oferta de energia e água e implantando seu porto. Recebe carvão importado por via marítima, num montante anual da ordem de 9 milhões de toneladas, como também exporta através de seu porto privado a produção destinada ao exterior. Investiu pesadamente na dragagem do seu canal de acesso e do Largo do Caneu, bacia de evolução do seu porto. Apesar de efetuar a manutenção constante destas vias, enfrenta limitações de calado decorrentes dos

problemas internos da CODESP, que não tem cumprido sua parte nos convênios vigentes de operação conjunta do estuário de Santos. SECRETARIA DE ENERGIA 98

A profundidade praticada em seu porto seria de 35' (10,7m), limite garantido no canal de acesso da CODESP, apesar de em suas instalações manter 37' (11,3m), operando com três berços. Existe discreta ociosidade em suas instalações, função de algumas limitações de seu processo produtivo, uma vez que costuma exportar parte significativa de sua produção. Ultimamente tem utilizado em seus alto-fornos somente carvões metalúrgicos importados, de melhor qualidade. SECRETARIA DE ENERGIA 98

O relacionamento da empresa com a CESP foi intenso, tendo havido entendimentos para a cessão da expansão de seu terreno no porto para a construção de um terminal avançado da hidrovía Tietê-Paraná, construindo-se, por exemplo, armazéns alfandegados nestas locações. A instalação de UTE's neste local contribuirá para o abastecimento elétrico da empresa, tornando mais estável o suprimento de energia à região. Estas novas idéias para a ocupação da área recuperada pela COSIPA são uma evolução de ações anteriores desenvolvidas; imaginava-se implantar no local um Polo Industrial Metal-Mecânico, uma união dos interesses de grupos privados viabilizada pela AD-Cubatão, agência de desenvolvimento regional mantida pela Prefeitura de Cubatão.

O terreno aterrado, totalmente situado no município de Cubatão, oferece espaço suficiente para várias usinas, com seus periféricos e áreas de estocagem, possuindo ainda boas condições de acesso. Localizando-se ao lado do porto existente, também possui condições satisfatórias para eliminação do calor residual da usina por refrigeração em ciclo aberto, estando ainda próximo da extremidade Sul do anel em 345 kV da COSIPA. SECRETARIA DE ENERGIA 98

6.7.4 - Outras Localizações na Baixada

As opções consideradas na montagem do projeto Baixada Santista devem sempre observar a utilização do estuário, seja através do porto CODESP, ou de terminais privados ligados especificamente ao empreendimento. Analisam-se agora outras alternativas, que, apesar de também utilizarem o estuário, não teriam as facilidades das opções anteriormente colocadas.

A primeira seria a área da ULTRAFÉRTIL. Localizada adjacente ao porto da COSIPA, goza das mesmas facilidades ali existentes. Diferencia-se somente quanto à sua jurisdição - pertence ao município de Santos e não ao de Cubatão; no próximo tópico analisar-se-á as implicações deste fato. O local oferece acesso viário excelente, como também condições satisfatórias de refrigeração dos condensadores.

Outra área de interesse seria a localizada defronte ao Largo Santa Rita, adjacente ao Terminal Barnabé. Apesar de estar bem posicionada, não conta atualmente com a disponibilidade de condições satisfatórias de infra-estrutura, nem com dragagens no calado requerido. Diferencia-se das áreas circunvizinhas à COSIPA por situar-se após a Serra do Quilombo, no Vale do rio Jurubatuba, no município de Santos. Esta localização permite maior independência em relação às condições ambientais reinantes tanto em Cubatão como em Santos, zona da CODESP.

As demais áreas exibem um grande número de restrições que as descredenciam como localizações privilegiadas de empreendimentos ligados a gerações termoelétricas. Como estas avaliações estão sendo conduzidas em caráter preliminar, nada impede que sejam reavaliadas no futuro, podendo eventualmente servir para instalações de menor porte. Em verdade a evolução das tecnologias de geração termoelétrica tem permitido a instalação destes empreendimentos em locais anteriormente classificados como impróprios; novos estudos sempre podem acrescentar novas alternativas ao universo destas análises. SECRETARIA DE ENERGIA 98

6.7.5 - Análise Ambiental

A região da Baixada Santista carrega uma herança de projetos implantados de maneira insatisfatória. Este conjunto de indústrias gerou no passado uma série de agressões ao meio-ambiente e à população em geral. As agressões impactaram fortemente a opinião pública, dificultando muitas vezes uma discussão mais serena sobre as atuais condições ambientais da região. Em função destes fatos passados, a comunidade costuma colocar restrições a qualquer expansão das instalações das empresas locais ou implantação de novas unidades. A norma adotada tem sido a de não se agravar as condições ambientais existentes, adaptando-se as instalações, ou da empresa interessada, ou as de outras da vizinhança, na direção da redução da carga poluidora dos efluentes, melhorando-se, no final, as condições vigentes no entorno do projeto. No futuro se prenuncia um comércio de emissão de poluentes entre as empresas locais. SECRETARIA DE ENERGIA 98

Contribuiu para a resolução destes problemas a atuação da **CETESB** e a consciência ecológica do empresariado local, reduzindo-se dramaticamente a presença de agentes de poluição na atmosfera, nas águas e nos resíduos industriais. A atenção sobre a região tem sido tão intensa que até se criou uma regional da **CETESB** em Cubatão, que se destaca pela profundidade das análises que conduz e pela abrangência do acompanhamento das fontes emissoras, uma vez que localiza-se dentro da área de análise. A **CETESB** de Santos, por outro lado, com jurisdição por toda a Baixada, não adotaria a mesma profundidade de abordagem da regional citada, pelo menos num primeiro contato, devido ao vulto de seu campo de ação. Em projetos de grande porte, entretanto, admite-se que a avaliação seja equivalente, independentemente de jurisdição.

Pode-se ilustrar a ação da **CETESB** - Regional Cubatão através da Tabela 6.3 a seguir, que relaciona a poluição gerada em 320 fontes controladas, as principais responsáveis pelas condições reinantes na região.

Os responsáveis pelas maiores cargas poluidoras são as maiores empresas da região: **PETROBRÁS (RPBC)** e **COSIPA**. A **CETESB** monitora dentro das instalações destas empresas várias fontes emissoras, tendo já conseguido expressivas reduções dos poluentes lançados; o trabalho continua, havendo campo para melhorias neste controle. SECRETARIA DE ENERGIA 98

TABELA 6.3
REDUÇÕES NA GERAÇÃO DE POLUENTES ATMOSFÉRICOS
(1000 t/ano)

Poluente	Situação em 1990	Situação em 1991	Redução (%)
Poeiras	114,42	31,74	72
Hidrocarbonetos	32,81	4,01	88
SO₂	28,60	18,08	37
NO_x	22,30	17,36	22
NH₃	3,19	0,07	98
Fluoretos	0,96	0,07	92

A regional de Cubatão da **CETESB** divide sua área de atuação em duas partes: Centro e Vila Parisi. Os problemas mais graves no Centro são os relacionados com a emissão de odores na atmosfera. Normalmente nestes lançamentos detecta-se a presença de hidrocarbonetos e óxidos de enxofre. Responsabiliza-se a **RPBC** e **ESTIRENO** por estas ocorrências, sendo constantemente autuadas e multadas cada vez que ultrapassam os limites acordados. Os problemas de Vila Parisi estão relacionados com a emissão de particulados. A **COSIPA** é a principal responsável por estes poluentes, sendo multada a autuada constantemente. Em verdade existiu um extenso contencioso com esta empresa, que já investiu fortemente em processos e equipamentos para o despoeiramento das instalações de manuseio de granéis sólidos e pátios de estocagem de minérios de ferro e carvão. A **CETESB** avaliou que este esforço foi insuficiente, fixando sempre novas metas para a operação da **COSIPA** nos próximos anos.

Uma UTE a carvão mineral instalada na Baixada Santista deverá conviver com este ambiente intensamente controlado e monitorado. Evidentemente, tanto a tecnologia atual como as em desenvolvimento permitem projetos que resolvem satisfatoriamente o problema das emissões de efluentes atmosféricos e das águas. Contribui ainda a uma análise favorável deste projeto o fato das usinas operarem em complementação térmica a sistemas fortemente hídricos, sendo sempre possível se conduzir uma geração com reduções da potência quando da ocorrência de inversões térmicas; alternativamente nestas ocasiões seria possível até a substituição do combustível, utilizando-se óleo BTE ou Gás Natural, existentes na região. Este tipo de operação é muito comum em países de forte geração termoelétrica. SECRETARIA DE ENERGIA 98

Um projeto a se examinar seria o de instalação de uma ou mais usinas nas imediações do Porto de Santos, de maneira a se receber carvão de boa qualidade por via marítima. Este carvão deverá conter de 10 a 15% de cinzas, de 0,8 a 1,0 % de enxofre e poder calorífico superior de 6.700 kcal/kg. Tomando-se como exemplo um parque de geração de 1.000 MW, estima-se um consumo médio de combustível de 350 t/h ; este combustível teria o potencial de gerar com as tecnologias convencionais uma descarga

máxima de particulados de 3.500 t anuais, caso limite em que a usina trabalharia todo o ano a plena carga, da mesma ordem que os montantes controlados pela CETESB. Fazendo o mesmo raciocínio para o enxofre, chegar-se-ia a um montante anual de 5.500 t de SO_x, também equivalente aos padrões vigentes.

Sob o ponto de vista ambiental, as considerações acima permitem uma acolhida favorável à usina em tela. Pelos critérios de análise conduzidos pela CETESB e demais autoridades ambientais locais, pode-se preliminarmente concluir que seu impacto na região seria compatível aos atuais níveis de emissões existentes. SECRETARIA DE ENERGIA 98

Uma expansão do parque existente segundo a teoria da “Bolha de Poluição” importaria na busca de empresas com potencial de melhoria de seus processos a custos satisfatórios, para futuras associações. As tratativas para a instalação do empreendimento passam portanto por negociações na direção de uma melhoria conjunta das condições ambientais da região, transformando-se os índices individuais em globais. O exemplo da COSIPA é significativo: poder-se-ia melhorar seus processos, com redução da carga poluidora e instalar-se conjuntamente empreendimentos energéticos dentro de sua área, com possíveis ganhos ambientais no final.

Apesar dos projetos tradicionais bem conduzidos operarem satisfatoriamente, no caso limite, optar-se-ia pelas novas tecnologias, voltadas a um desempenho ambiental melhorado, como caldeiras a leito fluidizado, gaseificação acoplada a turbinas a gás, etc. Estas, no momento, têm desempenho garantido até o limite de 250 MW, existindo, no entanto, numerosos projetos em fase final de montagem já dimensionados ao porte de 500 MW. Um caso significativo é o da usina a carvão mineral de BEWAG, situada no centro de Berlim, Alemanha, operando com caldeira a leito fluidizado circulante na potência de 100 MW; garante-se NO_x<110 µg/m³, SO_x<160 µg/m³, CO< 130 µg/m³ e particulados<20 µg/m³. SECRETARIA DE ENERGIA 98

6.8 - FINAL

Conclui-se do presente trabalho que existe a real necessidade de se aprofundar os estudos para a construção destas usinas. Dever-se-ia analisar o potencial de suprimento das fontes de carvão mineral arroladas, assim como os meios de transporte e transbordos considerados. Os locais indicados também deveriam ser adequadamente pesquisados, de maneira a se montar um projeto de implantação que subsidie a realização das obras. SECRETARIA DE ENERGIA 98

Em especial, dever-se-ia aprofundar os contatos com os agentes que estariam presentes nesta implantação, como a CODESP, CETESB, COSIPA, ULTRAFÉRTIL, e outros. Negociações com estes agentes poderão contribuir para a montagem de um projeto consistente de geração termoelétrica. SECRETARIA DE ENERGIA 98