

MARCOS BRANDIZZI

DOUGLAS ALEXANDRE CASETTA

A viabilidade das térmicas a gás natural no estado de São Paulo na geração de energia .

Monografia apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para a obtenção do
título de MBA em Energia.

Área de Concentração: Geração de Energia
Elétrica através de Térmicas a Gás Natural.

Orientadora: Profª Drª Eliane A. F. A. Fadigas

São Paulo

2005

MBA/EN

2005

B733v

DEDALUS - Acervo - EPEL



31500017592

M2005 B5

FICHA CATALOGRÁFICA

1640940

Brandizzi, Marcos

A viabilidade das térmicas a gás natural no Estado de São Paulo na geração de energia/ M. Brandizzi, D.A. Casetta. -- São Paulo, 2005.

177 p.

Monografia (MBA em Energia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Geração de energia termelétrica 2.Gás natural – São Paulo I.Casetta, Douglas Alexandre II.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Programa de Educação Continuada em Engenharia III.t.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Marcos Brandizzi

Douglas Alexandre Casetta

A viabilidade das térmicas a gás natural no estado de São Paulo na geração de energia.

Monografia apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para a obtenção do
título de MBA em Energia.

Área de Concentração: Geração de Energia
Elétrica através de Térmicas a Gás Natural.

Aprovado em:

Banca Examinadora

Profª Drª Eliane Aparecida Faria Amaral Fadigas

Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo Assinatura: _____

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo Assinatura: _____

Prof. Dr. Lineu Belico dos Reis

Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo Assinatura: _____

AGRADECIMENTOS

Em especial às nossas famílias, esposas e filhos, que sempre nos apoiaram, até mesmo, quando os sacrificamos, por estarmos compromissados nos finais de semana pela dedicação exigida pelo curso.

À nossa orientadora, Profa. Dra. Eliane Aparecida Faria Amaral Fadigas, por sua presteza em nos direcionar, além de contribuir com comentários e sugestões para elaboração deste trabalho.

Aos entrevistados, José Luiz Alquezar, Prof. Dr. Dorel Soares Ramos e Dr. José Maria Resende, pela disponibilidade e pelas contribuições com atuais e relevantes informações, que nortearam nossos trabalhos.

Ao Prof. Dr. Lineu Belico dos Reis e ao Prof. Dr. Marco Saidel pelas contribuições prestadas durante o curso.

Às empresas Alstom e Comgás, nossa gratidão por nos proporcionar a oportunidade e incentivar nosso desenvolvimento acadêmico e profissional neste curso de MBA.

E finalmente, a todos que de uma forma ou de outra nos ajudaram e nos incentivaram.

Somos muito gratos

Resumo

Este trabalho tem como objetivo discutir a viabilidade técnica e comercial das plantas térmicas a gás natural, especialmente no estado de São Paulo e seu valor agregado ao sistema elétrico brasileiro dentro do contexto do novo modelo regulatório de energia elétrica implementado pelo Ministério de Minas e Energia. É uma visão de viabilização e implementação de novos empreendimentos em infra-estrutura em geração de energia elétrica a partir da utilização do gás natural, existente em grande escala, conforme recentes descobertas na Bacia de Santos, no Estado de São Paulo, que poderá trazer ao País menor dependência do regime pluviométrico. Ao mesmo tempo em que minimiza ou elimina fatores impeditivos ao incremento em curto prazo da expansão de oferta de energia elétrica no contexto do novo modelo regulatório. Faz-se necessário, apresentar as mais recentes tecnologias aplicadas à geração de energia nas suas mais diversas modalidades de configuração queimando gás natural, mostrando o atual estágio tecnológico e seus avanços em ciclos combinados de alta eficiência e performance. Apresenta a participação do gás natural na matriz energética brasileira, mostrando as fontes existentes, incluindo as novas fontes de gás natural no estado de São Paulo, à rede de gasodutos existentes e os projetos em estudo. Embora o parque brasileiro de geração de energia instalado seja tradicionalmente e predominantemente hidroelétrico, ocorreu um incremento substancial da geração térmica na matriz energética brasileira, alcançando nos últimos cinco anos a participação de 18% da capacidade total instalada de geração, representada, principalmente, pelas plantas de geração térmicas a gás natural. Constatando-se a importância das termelétricas a gás natural existentes, e futuros projetos que instalados em centros de carga, como o estado de São Paulo, trazendo vantagens técnicas na sua instalação, com ênfase na confiabilidade agregada ao sistema elétrico local, diminuindo a dependência energética através da importação de outras regiões.

Abstract

This document intends to discuss the feasibility of the Gas Fired Power Plants in its commercial and technical aspects, especially in the case of São Paulo State, in order to add value to the Brazilian electric system in the context of the new model and its regulations, implemented by the Ministry of Mines and Energy. It is a view of feasibility and implementation of new projects in infrastructure for electric power generation, using natural gas, existent in great scale, based on recent discoveries in the basin of Santos, state of São Paulo, which can provide less dependency of the pluviometric regime to the country. At the same time it can minimize or even eliminate prohibitive issues to the energy expansion capacity within a short period of time, in the context of the new model of regulations. It presents the most recent applied technologies to power generation in different configurations, burning natural gas, showing the state of the art combined cycles technology, with high performance. Furthermore, the participation of the natural gas in the Brazilian energetic matrix is focused, showing the existent sources, including the new sources of natural gas in São Paulo state, the existing gas pipelines and the new projects in study. Although the Brazilian system for power generation is traditionally and predominantly hydroelectric, a substantial increment of the thermal power generation in the Brazilian energetic system has been installed, reaching, in the last five years a participation of 18% of the total power generation capacity installed, mainly, by the Gas Fired Thermal Power Plants. This proves the importance of the thermal power plants using natural gas, currently installed and future projects, generating energy in load centers, as the case of São Paulo state. Bringing technical advantages of its installation to the local electric system, with emphasis to the reliability added, reducing the energy dependence from other areas.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 - Processo interativo do planejamento de expansão.....	28
Figura 2.2 - Evolução da potência instalada no SIN em MW	34
Figura 2.3 - Evolução da capacidade instalada das térmicas no SIN, em MW	35
Figura 2.4 - Capacidade alternativa instalada das térmicas no SIN, em MW	35
Figura 2.5 - Riscos de déficit para o não atendimento de 1% do SIN, em %.....	38
Figura 2.6 - Evolução dos Custos Marginais de Operação do SIN, em R\$/MWh.....	39
Figura 2.7 - Fluxograma esquemático do Sistema Interligado Nacional	40
Figura 2.8 - Variação do fluxo energético dependendo da época do ano.....	41
Figura 2.9 - Mapa geo-elétrico do estado de São Paulo	42
Figura 2.10 - Empresas geradoras de energia do estado de São Paulo.....	45
Figura 2.11 - Representação gráfica da capacidade de Geração Instalada por concessionária	45
Figura 2.12 - Representação gráfica da energia requerida pelo estado de São Paulo	46
Figura 3.1 - Reservas provadas nacionais	52
Figura 3.2 - Reservas totais nacionais	53
Figura 3.3 - Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasnet).....	61
Figura 3.4 - Gasoduto Bolívia-Brasil (GasEnergia)	62
Figura 3.5 - Participação acionária da Comgás São Paulo	65
Figura 3.6 - Malha de gasodutos de transporte do gás natural	70
Figura 3.7 - Áreas de concessão para distribuição de gás no estado de São Paulo	73
Figura 4.1 - Estrutura do Modelo de Contratação em dois ambientes	80
Figura 5.1 - Turbina a gás típica.....	84
Figura 5.2 - Ciclo Brayton - Turbina a gás em ciclo simples.....	85
Figura 5.3 - Esquema simplificado de Turbina a gás em ciclo simples	86
Figura 5.4 - Combustão seqüencial	87
Figura 5.5 - Queima seqüencial em turbina a gás em ciclo simples - Ciclo Brayton.....	88
Figura 5.6 - Representação esquemática de turbina a gás em ciclo simples com queima seqüencial	89
Figura 5.7 - Turbina a gás em ciclo aberto	90
Figura 5.8 - Ciclo combinado Brayton associado ao Rankine	91
Figura 5.9 - Entropia do ciclo Combinado utilizando a queima seqüencial.....	93
Figura 5.10 - Ciclo combinado de dois níveis de pressão	95

Figura 5.11 - Ciclo combinado de três níveis de pressão	97
Figura 5.12 - Planta de cogeração	100
Figura 6.1 - Estrutura do Modelo SAEGET	115
Figura 6.2 - Mapa das melhores localizações para instalação das usinas Termelétricas a gás natural	116
Figura 6.3 - Ampliação da área de possibilidades de inserção das térmicas a gás, em decorrência da integração de Mexilhões	117
Figura 6.4 - Posição geográfica da Bacia de Mexilhões.....	118
Figura 6.5 - Esquema do projeto de exploração da Bacia de Mexilhões.....	119
Figura 6.6 - Detalhamento do projeto Mexilhões.....	120
Figura 6.7 - Estrutura do projeto na modalidade EPE - Empresa de Propósito Específico....	124
Figura 6.8 - Dados gerais do projeto e formação da Empresa de Propósito Específico.....	126
Figura 6.9 - Estrutura financeira e estudo econômico do Projeto	128
Figura 6.10 - Contrato de venda de energia e demais utilidades.....	129
Figura 6.11 - Contrato de fornecimento da planta na modalidade de empreitada global.....	131
Figura 6.12 - Contrato de suprimento de combustível	132
Figura 6.13 - Custos relativos à operação e manutenção da planta e contrato de O&M - Operação e Manutenção	133
Figura 6.14 - Dados técnicos da planta.....	135
Figura 6.15 - Dados gerais do projeto	136
Figura 6.16 - Dados financeiros	137
Figura 6.17 - Contrato de venda de energia e utilidades	137
Figura 6.18 - Contrato de suprimento de combustível	138
Figura 6.19 - Contrato de operação e manutenção da planta.....	138
Figura 6.20 - Resultados da análise de sensibilidade do VPL.....	138
Figura 6.21 - Resultado da análise de sensibilidade do VPL para o ciclo aberto, com a variação do preço de gás e fator de despacho da planta	140
Figura 6.22 - . Composição do custo de geração de energia - Ciclo Aberto 150MW.....	141
Figura 6.23 - Resultado da análise de sensibilidade do VPL para o ciclo combinado, com a variação do preço de gás e fator de despacho da planta	143
Figura 6.24 - Composição custo de geração de energia – Ciclo Combinado 500 MW.....	143
Figura 6.25 - Fluxograma Sintético do Processo de Análise. Fonte: Jean C. Negri (2002)..	148
Figura 6.26 - Localização das Fontes de Emissão – Caso Base Paulínia. Fonte: Jean C. Negri (2002)	149

Figura 6.27 - Resultados com todas as Fontes fixas num Único Ponto incluindo demais Fontes Uniformemente Distribuídas – Modelo Screen, Fonte: Negri (2002). 151

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Características técnicas e econômicas diretamente relacionadas ao estudo do planejamento de transmissão.....	26
Tabela 2.2 - Evolução da capacidade instalada no SIN, em MW	33
Tabela 2.3 - Evolução da carga de energia do SIN, em MW médios.....	36
Tabela 3.1 - Gasodutos brasileiros	58
Tabela 5.1 - Tipos de turbinas a gás, classe F, 60 Hz, disponíveis no mercado.....	103
Tabela 5.2 - Tempos necessários para partida para turbina a gás	109
Tabela 5.3 - Emissões de uma térmica em ciclo combinado.....	110
Tabela 6.1 - Emissões de uma térmica em ciclo combinado.....	149
Tabela 6.2 - Dados das Fontes de Emissões Industriais.....	150
Tabela 6.3 - Emissões de NOx da Frota de Veículos de Paulínia	150

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	13
1.1 Motivação.....	13
1.2 Objetivo	16
1.3 Estrutura do Texto	17
1.4 Metodologia.....	18
2 CRESCIMENTO DA DEMANDA E DA OFERTA DE GERAÇÃO DE ENERGIA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E DO ESTADO DE SÃO PAULO	20
2.1 Introdução.....	20
2.2 Evolução Histórica do Atendimento da Expansão da Demanda, através de Térmicas e Hidroelétricas.....	20
2.3 Histórico dos Estudos de Planejamento da Expansão da Geração e da Transmissão de Energia.....	24
2.3.1 Objetivos dos estudos de planejamento de geração e de transmissão	26
2.3.2 Desafios dos gestores do planejamento de expansão	29
2.3.3 Investimentos cada vez maiores em contraponto com a modicidade tarifária	30
2.3.4 Estudos ambientais cada vez mais exigentes e que demandam mais precisão em relação ao tempo de implementação	31
2.4 Projeção da Evolução da Oferta de Energia Nova para o Sistema Interligado	32
2.4.1 Evolução da capacidade instalada das térmicas	34
2.5 Projeção da Evolução do Consumo de Energia do Sistema Interligado.....	36
2.6 Risco de Déficit Previsto para o Atendimento da Demanda	37
2.7 Custo Marginal de Operação - CMO.....	38
2.8 Evolução da Oferta e do Mercado e Geração no Estado de São Paulo	39
2.8.1 Introdução.....	39
2.8.2 Sistema de transmissão instalado no estado de São Paulo	41
2.8.3 Evolução da oferta e do mercado e geração no estado de São Paulo	44
2.9 Conclusão	46
3 O GÁS NATURAL NO BRASIL	48
3.1 Introdução.....	48
3.2 Participação do Gás Natural na Matriz Energética Brasileira	49
3.3 Fontes de Gás Natural no Brasil e no Estado de São Paulo	55

3.3.1 O Estado de São Paulo	59
3.3.1.1 Petrobrás e mercado de gás natural em São Paulo	59
3.4 Rede de Gasodutos no Brasil e no Estado de São Paulo	60
3.4.1 Gasoduto Bolívia-Brasil	60
3.4.2 Malha RJ-MG-SP	63
3.4.2.1 Cabiúnas-REDUC	63
3.4.2.2 REDUC-REGAP	63
3.4.2.3 REDUC-ESVOL	63
3.4.2.4 ESVOL-SÃO PAULO.....	64
3.4.2.5 ESVOL-TEVOL.....	64
3.4.2.6 RPBC-Capuava.....	64
3.4.2.7 RPBC-Comgás	65
3.4.3 Malha Espírito Santo	66
3.4.3.1 Lagoa Parada-Vitória	66
3.4.3.2 Serra-Viana.....	67
3.4.4 Malha SE-BA (Nordeste-Meridional)	67
3.4.4.1 Atalaia-Catu.....	67
3.4.4.2 Santiago-Camaçari 14"	67
3.4.4.3 Santiago-Camaçari 18"	68
3.4.4.4 Candeias-Camaçari.....	68
3.4.4.5 Aratu-Camaçari	68
3.4.5 Malha CE-RN-PB-PE-AL (Nordeste-Setentrional)	68
3.4.5.1 Guamaré-Pecem.....	68
3.4.5.2 Guamaré-Cabo.....	69
3.4.5.3 Alagoas-Pernambuco.....	69
3.5 Análise Estrutural do Gás Natural em São Paulo	71
4 NOVO MODELO INSTITUCIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA DO PLANO DE EXPANSÃO EM IMPLEMENTAÇÃO PELO MME.....	76
4.1 Introdução	76
4.2 A Estrutura do Novo Modelo	78
4.3 Conclusão	81
5 TECNOLOGIAS MAIS RECENTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL E SUA ADEQUAÇÃO AO NOVO PLANO DE EXPANSÃO	83
5.1 Atual Estágio Tecnológico das Turbinas a Gás.....	83

5.1.1 Introdução.....	83
5.1.2 Novas tecnologias disponíveis de turbinas a gás - Ciclo Brayton.....	84
5.1.3 Tecnologia de queima seqüencial em turbinas a gás - Ciclo Brayton.....	87
5.2 Configuração da planta em ciclo aberto - Ciclo Brayton	89
5.3 Configuração da Planta em Ciclo Combinado - Ciclo Brayton Associado ao Ciclo Rankine.....	90
5.3.1 Tipos de configuração de ciclos combinados.....	94
5.3.1.1 Ciclos combinados em dois níveis de pressão de geração de vapor.....	94
5.3.1.2 Ciclos combinados em três níveis de pressão de geração de vapor.....	96
5.3.1.3 Planta de cogeração utilizando turbinas a gás	98
5.4 Análise Técnica da Escolha do Tipo de Turbina a Gás e Adequação da Eficiência para a Configuração da Planta de Geração de Energia Elétrica.....	101
5.4.1 Tipos de turbinas a gás aplicadas aos projetos no Brasil.....	102
5.4.2 Escolha da melhor configuração, ciclo combinado versus ciclo simples.....	103
5.5 Conclusão	105
6 ANÁLISE CRÍTICA DA VIABILIDADE DA INSERÇÃO DAS TÉRMICAS A GÁS NATURAL NO ESTADO DE SÃO PAULO.....	111
6.1 Introdução.....	111
6.2 Escolha da Localização da Termelétrica a Gás Natural em Função da Infra-estrutura Existente em São Paulo	113
6.3 Análise de Alternativas de Configuração de Térmicas a Gás	122
6.3.1 Ferramenta de análise econômica financeira como sustentação de argumentação	122
6.3.2 Resultado da análise econômica financeira das alternativas de plantas térmicas.....	134
6.4 Estudo das Emissões Ambientais provenientes das Térmicas a Gás.....	144
6.5 Conclusão	152
7 CONCLUSÕES.....	155
REFERÊNCIAS	158

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Uma das principais motivações, que nortearam nossa decisão de desenvolver esta Monografia, foi o momento atual de incertezas e mudanças de conceitos com relação à inserção do gás natural na matriz energética brasileira através da implantação de plantas térmicas de geração de energia a gás. Serão discutidas estas implicações, com enfoque de estudo para o estado de São Paulo, utilizando as recentes descobertas de gás natural da Bacia de Santos.

Considerando que nosso parque gerador nem sempre foi dominado pelas hidroelétricas, mas que, por opção energética de melhor adequação aos recursos nacionais, se desenvolveu neste sentido, acreditamos que devemos considerar também as outras fontes de energia.

Baseado no fato de que a expansão fundamentada em plantas hidroelétricas foi, e, sem dúvida, ainda é a melhor solução de geração de energia elétrica, temos que assegurar que, também, as outras fontes de energias utilizando recursos naturais de origem nacional venham a ser utilizadas.

Devido ao contínuo aumento da demanda por energia elétrica requerida pelo sistema elétrico brasileiro, faz-se necessário que o parque de geração de energia acompanhe e atenda este crescimento com a instalação de novas plantas de geração de energia, no mesmo vigor requerido que o imposto pelo aumento de consumo, quer sejam pela instalação de plantas hidroelétricas, termelétricas, ou mesmo através de fontes alternativas. Dependendo do modelo de expansão adotado o incremento de potência instalada deve antecipar este crescimento, de

forma a criar um cenário positivo, com oferta suficiente, para atender os novos investimentos nos diversos setores produtivos do País.

Podemos constatar que, embora o parque brasileiro de geração de energia instalado seja tradicionalmente e predominantemente hidroelétrico, ocorreu um incremento substancial da geração térmica na matriz energética brasileira, alcançando nos últimos cinco anos a participação de 18% da capacidade total instalada de geração, representada, principalmente, pelas plantas de geração térmicas a gás natural. Deu-se tal fato, a partir do cenário energético de risco de déficit passado nos últimos anos e da incapacidade, naquele momento, de atender ao crescimento com plantas hidroelétricas. Com o intuito de atender emergencialmente esta demanda de crescimento, foi criado, ainda no Governo passado, um programa de incremento de energia termelétrica denominado PPT - Plano Prioritário de Termelétricas, que veio oferecer vantagens técnicas e econômicas para instalação de termelétricas em curto espaço de tempo, associadas à disponibilidade do gás natural proveniente do gasoduto Bolívia-Brasil.

Este plano tinha como meta, além do atendimento da demanda de crescimento de energia, atrair os investimentos privados, tanto estrangeiros como nacionais na direção da implantação de novas plantas de geração de energia, em linha com o modelo de expansão de energia, que era o de privatização do setor, motivando a substituição dos investimentos estatais pelos privados. Este modelo pretendia substituir os pesados investimentos estatais em infra-estrutura pelo investimento privado e criou novos atores, como o PIE - Produtor Independente de Energia e Auto-produtores (investidores nacionais e estrangeiros), para os quais os projetos termoelétricos apresentam uma série de atrativos, tais como: menor tempo de maturação; flexibilidade de localização; dispensa de processo de licitação para outorga de concessão, a qual pode ser substituída por simples autorização do Poder Concedente; produção independente das condições hidrológicas; menor investimento inicial; entre outros.

Muito embora este Plano Prioritário de Termelétricas tenha elencado um número bastante grande de projetos de geração de energia (aproximadamente 47 projetos de geração térmica), apenas uma pequena parte destes projetos foram efetivamente realizados (apenas 15 projetos), e na sua grande maioria, fora do estado de São Paulo. Também cabe salientar, que a expansão do sistema a longo prazo, ainda sinaliza significativo aumento da participação termelétrica no “mix” de oferta, em função do paulatino esgotamento do potencial hídrico economicamente competitivo.

Contudo, o modelo implantado pelo Governo passado fracassou na sua implantação. Os projetos necessários e os investimentos não ocorreram no devido tempo e foi necessário impor uma redução do consumo de energia de forma emergencial, através de um racionamento de consumo de energia. Imposição que se fez necessária, mas que também se traduziu em redução de crescimento econômico, visto que o setor produtivo teve que adiar sua expansão por razões óbvias de falta de suprimento de energia elétrica.

Já no atual Governo, o cenário de energia teve mudanças significativas, principalmente no modelo de expansão que recebeu nova formulação e de oferta de energia, estando atualmente em fase de teste através de um novo modelo de oferta de energia, através de leilões de compra de energia, sustentada por contratos de fornecimento, dando a garantia requerida pelos agentes financeiros privados e desta forma, alavancando os investimentos em novas plantas de geração de energia.

O cenário para este novo modelo de expansão, diferente do Governo passado, apresenta um parque de geração térmica já instalado, considerável para os padrões brasileiros, trazendo muitas dificuldades originadas justamente pelo incremento da geração térmica usando gás natural. Novos aspectos multidisciplinares devem ser ponderados, tais como: suprimento assegurado de combustível; suprimento de água; poluição ambiental decorrente;

flexibilidade para localização nas proximidades dos grandes centros de carga; e, conseqüente impacto no sistema de transmissão interligado.

A mudança do cenário do Setor Elétrico resultou numa integração maior entre os sistemas produtores (públicos e privados), consumidores e supridores de combustível. Este ambiente de maior integração setorial que passou a vigorar, introduziu maior complexidade na forma de planejamento, lidando com um número maior de incertezas, riscos e conflitos inerentes à expansão do sistema.

1.2 Objetivo

O presente trabalho irá analisar o Cenário Energético Atual, com enfoque nas oportunidades que poderão ser criadas para utilização de combustíveis nacionais, principalmente o Gás Natural da bacia de Santos no estado de São Paulo, bem como os possíveis impactos na Matriz Energética Brasileira, quando da utilização das reservas nacionais de gás natural para uso específico de geração térmica. Uma visão de viabilização e implementação de novos empreendimentos em infra-estrutura de geração de energia elétrica a partir da utilização do gás natural, que poderá trazer ao país menor dependência do regime pluviométrico, ao mesmo tempo em que minimiza ou elimina fatores impeditivos ao incremento em curto prazo da potência instalada em geração de energia e expansão da oferta no contexto do novo modelo energético em implementação pelo Ministério de Minas e Energia.

Finalmente, este trabalho objetiva equacionar e demonstrar que a utilização dos recursos energéticos naturais no estado de São Paulo, associados às condições técnicas, comerciais,

geográficas, e regulatórias são favoráveis a inserção das Térmicas a Gás Natural no estado de São Paulo.

1.3 Estrutura do Texto

Com o objetivo de cumprir as metas traçadas para o desenvolvimento desta monografia, o trabalho está subdividido em 7 capítulos, incluindo-se este capítulo introdutório.

O Capítulo 2 objetiva apresentar e discutir o modelo atual de geração de energia, apresentando o cenário atual de demanda e consumo de energia, projeção de aumento, baseado nos estudos já desenvolvidos pelos órgãos responsáveis pela expansão, e da situação da matriz energética particular do estado de São Paulo.

O Capítulo 3 explora a participação do gás natural na matriz energética brasileira, mostrando as fontes existentes, incluindo as novas fontes de gás natural no estado de São Paulo, a rede de gasodutos existentes e os projetos em estudo.

O Capítulo 4 exhibe o plano de expansão em implementação pelo Ministério de Minas e Energia, sua regulamentação atual disponível.

O Capítulo 5 apresenta as mais recentes tecnologias aplicadas à geração de energia nas suas mais diversas modalidades de configuração queimando gás natural, mostra o atual estágio tecnológico e seus avanços em ciclos combinados de alta eficiência e performance na utilização do gás natural, da função de seus diversos componentes, classificações, diversos arranjos para melhoria de rendimento, custos, impacto ambiental e seus fatores de mitigação.

O Capítulo 6 discute os aspectos relevantes do estudo de viabilidade da inserção das térmicas a gás natural no estado de São Paulo, através de utilização das fontes de gás natural pertencentes ao estado, demonstrando estudos e suas estimativas de investimentos em projetos no estado de São Paulo, com a utilização das fontes de gás natural na configuração em ciclo aberto ou em ciclo combinado. Esta análise utilizará estudos de sensibilidade com relação ao retorno dos investimentos atrelados à variação preço do gás natural, custo de geração e demais custos intrínsecos ao negócio.

O Capítulo 7 apresenta as conclusões demonstradas e justificadas com relação à implantação de termelétricas no estado de São Paulo, com a utilização das fontes nacionais existentes de gás natural.

1.4 Metodologia

A construção do presente trabalho segue a metodologia exploratória, que utilizando-se de fontes bibliográficas como método a ser pesquisado, consiste no estudo sistematizado, desenvolvido com base em material publicado em livros, material este acessível ao público em geral e que fornece instrumental analítico para qualquer outro tipo de pesquisa.

A presente pesquisa caracteriza-se pela utilização da ferramenta do diagrama de causa e efeito, mostrando a relação entre um conjunto de causas (processo), que provoca um ou mais efeitos, sendo esta, uma forma organizada de correlacionar o efeito com suas causas, agrupando-as em "famílias de causas", tais como: Tecnologias, Políticas, Matérias-Primas, Geração de Energia e Meio Ambiente.

O trabalho monográfico está baseado na técnica de documentação indireta abrangendo a pesquisa documental e bibliográfica em livros, artigos de revistas, jornais, legislação e *web*

sites, que tratam do assunto em questão, de modo a comprovar todas as premissas apontadas no seu tramitar.

As utilizações de coleta de dados primários estão caracterizadas pelas entrevistas cedidas por executivos com profundos conhecimentos dos tópicos relacionados ao estudo, aonde utilizamos sempre como pano de fundo a premissa da inserção de térmicas a gás natural no segmento de energia elétrica.

Conforme explica Trivinos (2002, p. 109):

[...] os estudos exploratórios permitem ao investigador aumentar sua experiência em torno de determinado problema. O pesquisador parte de uma hipótese e aprofunda seu estudo nos limites de uma realidade específica, buscando antecedentes, maiores conhecimentos para em seguida, planejar uma pesquisa descritiva ou do tipo experimental.

2 CRESCIMENTO DA DEMANDA E DA OFERTA DE GERAÇÃO DE ENERGIA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO E DO ESTADO DE SÃO PAULO

2.1 Introdução

O presente capítulo visa discutir os principais aspectos considerados no Planejamento da Expansão do Sistema de Geração e Transmissão de Energia Brasileira, com enfoque na necessidade de expansão de geração de energia para os próximos anos. Discutirá historicamente a evolução da expansão da capacidade de geração instalada, visando esclarecer como ocorreu a evolução e a modificação da matriz elétrica até os dias atuais. Com enfoque na expansão futura, o presente capítulo contribuirá para a avaliação de um possível cenário futuro de demanda de energia e a potencialidade de inserção de Térmicas a gás natural, atendendo uma parte desta necessidade de forma a complementar ou não a hidroeletricidade.

2.2 Evolução Histórica do Atendimento da Expansão da Demanda, através de Térmicas e Hidroelétricas

Utilizando como referência, a entrevista com o Dr. José Luis Alqueres, pode-se discutir que, o parque gerador brasileiro atualmente instalado é de, aproximadamente, 100.000 MW, com predominância de hidrelétricas, sendo que esta predominância deu-se como um ato deliberado de planejamento ligado a uma percepção do quadro de recursos energéticos do país.

É interessante ressaltar que nem sempre houve essa predominância hidroelétrica. Logo após a Segunda Guerra Mundial, o Brasil empreendeu um grande crescimento, e nesse período, havia toda uma dificuldade das concessionárias existentes no Brasil, em investir na

capacidade instalada. Essas empresas apresentavam um quadro tarifário desfavorável e não estavam dispostas a fazer novos investimentos no país. Em um período de industrialização crescente, a demanda foi então atendida por um período, com base em geração térmica com grupos diesel, queimando óleo combustível e adicionando a algumas plantas a carvão, instaladas dentro das indústrias. Por volta de 1950, os auto-produtores chegaram a representar quase 25% da geração do Brasil, em função, como já mencionado, desse grande surto de industrialização. Naquela época não havia a preocupação de se desenvolver um modelo viável de aumento da oferta de energia do país.

Contudo, esse parque gerador térmico instalado não se firmou como melhor opção de geração, em função da falta de recursos naturais para produção do óleo consumido nas térmicas, colocando em dúvida a capacidade de infra-estrutura de geração para o crescimento industrial.

Em decorrência destas dificuldades, e baseada no conhecimento brasileiro da tecnologia, houve uma clara orientação em favor da solução hidrelétrica. Baseados, inicialmente na experiência histórica e depois na percepção estratégica de que o Brasil não possuía recursos de petróleo; iniciou-se nos anos 50, o ciclo das empresas de geração e conseqüentemente, a instalação das plantas hidroelétricas, como a Hidroelétrica do São Francisco, a fundação da CEMIG, a fundação de FURNAS, com o foco voltado em consolidar o país na direção de um parque hidrelétrico.

Essas iniciativas foram bem sucedidas, o país criou um mecanismo de financiamento da expansão propício para financiar obras hidrelétricas, baseado num imposto chamado de imposto único de energia elétrica, cobrado nas contas de energia e que garantia recursos, obrigatoriamente, canalizados para a construção de novas usinas através do governo federal.

O governo federal passou a ter um grande papel na expansão do parque gerador hidroelétrico, através das empresas criadas com este propósito, Furnas, Hidrelétrica de São Francisco, e finalmente em 1962, a criação da ELETROBRAS, que apoiava as concessionárias estaduais, como a CEMIG, a CESP e o grupo AFORPE, na construção de usinas hidroelétricas.

O mecanismo do imposto único permitiu recursos financeiros para o setor hidrelétrico, aumentando consideravelmente a participação das hidroelétricas no parque gerador, mesmo que a geração térmica tivesse, em alguns casos, um custo menor, principalmente em função dos preços baixos dos derivados de petróleo e da disponibilidade de equipamentos. Com o primeiro choque do petróleo, em 1973, ficou claro que a decisão da expansão baseada em hidroelétricas estava correta.

Em 1970, o Brasil possuía uma capacidade instalada de cerca de 10.000 MW, com participação bastante expressiva de térmicas. Contudo, essa participação das térmicas foi questionada dentro do que se chamava o enfoque da otimização hidrotérmica. Esse, basicamente, tinha a racionalidade de investimento de capital, inicialmente mais alto que das térmicas, mas com um custo de operação mais barato, já que necessitava de poucas pessoas para sua operação e não apresentava gastos com combustível.

Também, na década de 70, foi iniciado o programa nuclear brasileiro, que se comprometia com o desenvolvimento do Brasil nesta tecnologia, o que resultou na instalação de usinas termonucleares, como a Angra 1 e, mais tarde, a Angra 2, uma decisão que se caracterizou como estratégica.

Com o grande crescimento industrial, na década de 80, o Brasil tinha 30.000 MW de capacidade instalada e uma malha de grandes linhas de transmissão, interligando as bacias hidrelétricas com regimes hidrológicos diversificados. Desta forma, obteve-se uma otimização

do despacho hídrico, utilizando os reservatórios para regulação da capacidade hídrica. A partir deste momento as hidroelétricas passaram a ocupar um papel predominante e as térmicas cada vez mais, o papel de complementação. Desta maneira, a expansão da capacidade de geração passou a ser feita com base na potencialidade hídrica, onde para garantir um MW firme, médio adicional, projetava-se para cada MW de hidráulica, funcionando em média 50% do tempo, um investimento aproximado de 1 milhão de dólares. Como complementação, as térmicas tinham como referência, para cada MW firme instalado, o investimento de 300 mil dólares e em função do alto custo de operação, operavam apenas quando havia necessidade.

Desenvolveram-se estudos de planejamento para conhecer a composição ótima entre a capacidade instalada para as térmicas e para as hidroelétricas. Essas análises levavam em consideração, os tipos de combustíveis disponíveis, a localização dessas usinas e, também, as razões estratégicas, como a autonomia do país. Neste sentido houve um movimento em defesa de utilização do carvão nacional, que veio de encontro com a necessidade de energia próximo dos grandes centros de carga, e resultou no favorecimento a um programa de carvão, resultando na instalação de térmicas, como a Candiota 3, a Jacuí, a Jorge Lacerda 4, especialmente no início de 1980.

Mediante o exposto, pode-se concluir que, o sistema brasileiro, por ter abundância de recursos hidrelétricos relativamente próximos aos grandes centros, voltou-se para o lado das hidrelétricas. Essa opção veio a se tornar, do ponto de vista econômico e ambiental, inquestionavelmente a mais recomendável. O parque térmico, que inicialmente era o mais competitivo, mas que em decorrência dos motivos já discutidos, tornou-se uma opção complementar, manteve predominância do carvão na região sul, sendo que as térmicas nucleares mantiveram o caráter estratégico ligado ao domínio de tecnologia. Esse cenário se consagrou nos planos de expansão de energia de longo prazo criados pelo setor.

2.3 Histórico dos Estudos de Planejamento da Expansão da Geração e da Transmissão de Energia

Ainda com o objetivo de entendimento do cenário atual utilizando a experiência regressa, é importante discutir a situação do planejamento desde a sua concepção até sua situação atual e seus desafios.

Faz-se necessário um breve relato do histórico dos estudos de planejamento do sistema de geração e distribuição de energia. A primeira interligação dos grandes centros produtores, São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte, ocorreu em 1963, criando assim uma necessidade constante e periódica do planejamento do sistema de geração e transmissão brasileiro. Em 1965, o Ministério de Minas e Energia, por intermédio das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, iniciou a coordenação e definição das responsabilidades das concessionárias de energia no atendimento das necessidades de produção e transmissão de energia para os diversos mercados consumidores, visando assegurar o atendimento ao crescimento da capacidade energética tanto de geração como de transmissão. Os estudos de planejamento em andamento naquela época e desenvolvidos nos anos seguintes tiveram lugar no âmbito do Comitê de Estudos Energéticos da Região Centro-Sul, do Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Amazônia e do Comitê de Estudos Energéticos do Nordeste.

Em 1973, ficou estabelecido pela Lei nº 5.899, que a Eletrobrás submeteria ao Ministério de Minas e Energia, um plano periódico de instalações necessárias ao atendimento de energia elétrica até o ano de 1981, com extensão para 1990, levando em conta a construção das usinas de geração hidroelétricas e suas linhas de transmissão até os centros consumidores. A experiência adquirida durante estes estudos foi muito importante para a formação de um Grupo de Coordenação do Planejamento em caráter permanente.

Em 1982, o Ministério de Minas e Energia estabeleceu a criação do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, de âmbito nacional, tendo como finalidade principal o estudo do planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, com as publicações anuais de planos decenais de expansão.

Em 1998, com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar a rede básica de geração e transmissão de energia em nosso país, foi criado o Operador Nacional do Sistema - ONS. De acordo com a Lei nº 10.484/04, são também atribuições do ONS, propor, ao poder concedente, as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão; e, propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL.

Em 2001/2002, foi criado o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, originado da Câmara de Gestão da Crise de Energia. As metas de expansão eram dirigidas a este comitê, que passou a se reportar à Câmara de Gestão do Setor Elétrico – CGSE. Nesse âmbito de organização, as preocupações quanto às prioridades se concentravam no projeto de revitalização do modelo de expansão da oferta de energia.

Contudo, para o período de 2004 a 2006, coube, ainda, ao ONS, as responsabilidades legais, elaborando a proposta anual de ampliações e reforços das instalações da rede básica de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN, da qual resultarão acréscimos de linhas de transmissão, totalizando 10.748 km e capacidade de transformação de 21.331 MVA, até o ano de 2006.

Recentemente, com a publicação do novo modelo energético, a responsabilidade do planejamento energético deverá ficar a cargo da Empresa de Planejamento Energético – EPE, que está diretamente subordinada ao Ministério de Minas e Energia, acumulando as

responsabilidades de formulação das políticas de planejamento de expansão a médio e longo prazo. A curto prazo, caberá ao CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico as necessárias providências no sentido de correção e ajustes de incremento de energia.

2.3.1 Objetivos dos estudos de planejamento de geração e de transmissão

Para um adequado estudo do planejamento de transmissão é necessário considerar as características técnicas e econômicas, que estão diretamente relacionadas com o objeto de estudo, e também as conseqüências imediatamente relacionadas (Tabela 2.1).

As características relacionadas, na tabela 2.1, são comuns tanto aos sistemas de energia elétrica dos países desenvolvidos, quanto dos países em fase de desenvolvimento. Enfocando-se os países em desenvolvimento, esses fatores se acentuam ainda mais, trazendo maiores dificuldades ao planejamento, devido às dificuldades em assegurar recursos para investimentos, aos altos índices de participação dos investimentos em energia elétrica, que representam em média 25% dos investimentos públicos totais e, também, à dívida externa crescente, demandando, portanto, a participação da iniciativa privada nos investimentos de expansão.

Tabela 2.1 - Características técnicas e econômicas diretamente relacionadas ao estudo do planejamento de transmissão

CARACTERÍSTICA	CONSEQUÊNCIA
Alto grau de investimento	Elevada taxa de investimento em ativos fixos, cada vez mais dependentes de investidores privados.
Produto não estocável (Energia Elétrica)	Dimensionamento da expansão de energia elétrica baseado na necessidade de atendimento da demanda máxima em MW.

Demanda contínua e crescente	Taxas crescentes e sustentadas de investimentos podendo, em certos casos, interromper o crescimento do PIB.
Maturação lenta dos projetos na fase de estudos ambientais	Participação cada vez maior dos ambientalistas nos estudos de impacto ambiental trazendo demora à execução dos projetos.
Efeitos diretos sobre a economia	Contingência ao desenvolvimento econômico, retardando ou mesmo frustrando novos investimentos industriais.

Os principais objetivos do planejamento são:

- Avaliar a evolução, temporal e espacial, do mercado de energia elétrica.
- Avaliar os mais convenientes meios de produção e transporte de energia elétrica para atendimento aos requisitos projetados.
- Estabelecer diretrizes e metas a longo prazo.
- Avaliar os condicionantes a curto prazo.
- Compatibilizar diretrizes e metas a longo prazo com condicionantes de curto prazo, através de revisões periódicas do plano referencial de expansão e do programa determinativo de expansão da transmissão.

Em síntese, o planejamento deve cumprir a missão básica de atender ao consumidor final de energia elétrica com um serviço de qualidade adequada com baixo custo e fomentar o desenvolvimento econômico-social do país.

Cabe mencionar que, se por um lado as incertezas na demanda adquirem papel fundamental no planejamento da expansão, igualmente as incertezas na oferta, no que diz respeito ao aporte de recursos financeiros em montantes compatíveis com as necessidades de expansão, constituem também um grande desafio no aperfeiçoamento das metodologias de planejamento da expansão da oferta.

Os itens subseqüentes irão descrever o atual estágio e as perspectivas de evolução das metodologias de planejamento da expansão de geração e do planejamento da expansão de transmissão de energia.

Ressalta-se que pela própria natureza do serviço de energia elétrica, a ampliação da capacidade de atendimento ao consumidor final exige um processo de planejamento interativo entre as áreas de geração, transmissão e distribuição, quer seja na compatibilização física das obras ou no equacionamento do aporte de recursos financeiros (Figura 2.1).

A partir dos cenários de demanda são realizados os estudos de expansão indicativos da geração, em conjunto com os estudos de expansão de transmissão, na medida em que decisões de expansão de geração naturalmente condicionam decisões de expansão de transmissão. Eventualmente, em horizontes de mais curto prazo, os estudos de planejamento da expansão de transmissão podem induzir a decisões de expansão de geração, assim como, os estudos ambientais podem provocar revisões nos estudos de geração e transmissão.

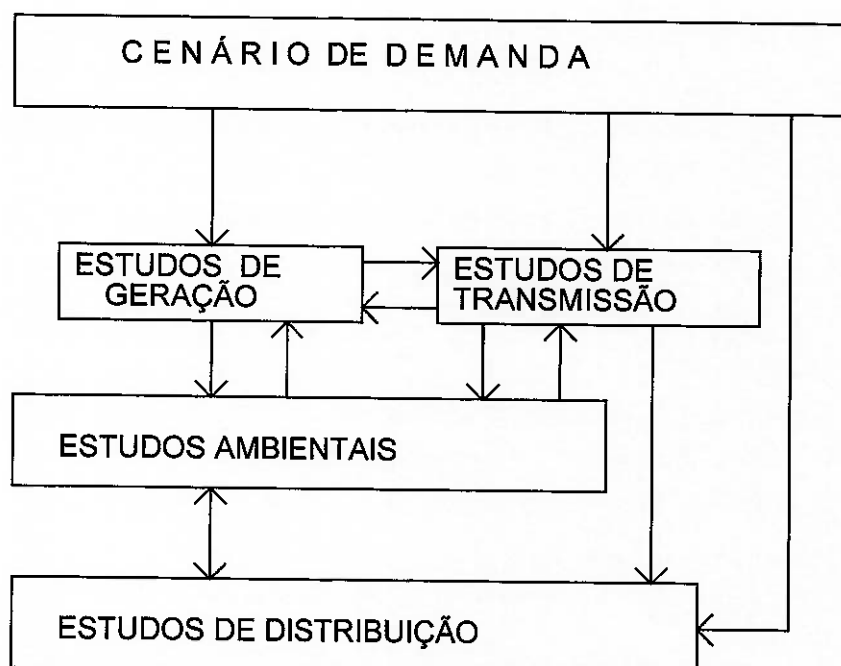


Figura 2.1. Processo interativo do planejamento de expansão.

2.3.2 Desafios dos gestores do planejamento de expansão

O setor elétrico deve equacionar inicialmente, através dos estudos de planejamento, o momento correto da expansão da rede básica de transmissão, portanto deve tentar responder o seguinte equacionamento:

Quando haverá necessidade de expandir os sistemas elétricos?

A questão "**quando**", é uma das mais fundamentais do planejamento, pois é o cenário de demanda que irá impor as ações necessárias de expansão da oferta, cuja materialização requer um longo horizonte de tempo. A consequência de um cenário de demanda no processo decisório do setor elétrico tem importância fundamental, na medida que a realização de demandas futuras, acima dos montantes previstos na fase de planejamento podem acarretar em medidas anti-econômicas, caso esta tendência não seja identificada em tempo hábil, podendo, em casos extremos, ser necessário o racionamento ao consumidor final, face ao desequilíbrio oferta/demanda. Ao contrário, demandas futuras abaixo das previstas, dependendo do momento de percepção desta tendência, podem induzir decisões de expansão irreversíveis, com a indesejável antecipação de investimentos que, naturalmente, seriam mais úteis em outros segmentos do setor elétrico e/ou da própria economia do País.

O sistema de transmissão evoluiu de projetos simples, de linhas de transmissão dispostas em troncos radiais, partindo de usinas individualizadas, para configurações mais complexas, constituídas de vastas malhas regionais perfazendo a integração do parque gerador aos centros de consumo. Adicionalmente, nos últimos anos, houve a necessidade das interligações com os países vizinhos, Argentina, Venezuela, Paraguai, que acrescentaram complexidade aos estudos de planejamento, já que além de se estudar o sistema brasileiro, há que se prever, também, os fluxos de energia provenientes destes países.

De qualquer modo a questão relativa à complexidade do planejamento se traduz de forma simplificada na seguinte questão:

Como e onde deverá ser feita a expansão necessária?

A questão "**como e onde**", tem o desafio de escolher prioritariamente os recursos energéticos mais econômicos associados a uma tecnologia adequada e que melhor atenda a determinada demanda, sempre no sentido de induzir, através do instrumento do planejamento indicativo, uma expansão da oferta ao mínimo custo. Como consequência evidente, podemos destacar a pressão dos custos associados à determinada tecnologia que melhor atenda aquela solicitação, e em quase na totalidade dos casos, o planejamento de uma linha nova de transmissão acarreta em modificações nas subestações já existentes em cascata de tal forma, que tecnicamente as soluções são cada vez mais complexas e, portanto, mais onerosas.

Ainda como exemplificação desta complexidade, temos os problemas relacionados aos equacionamentos da Concessão das Obras Propostas para a rede básica, onde são relacionados as ampliações e os reforços ainda sem concessão e, que necessitam aprovação da ANEEL para garantir condições adequadas de operação até 2006, dentro das premissas e de acordo com os critérios adotados ao longo dos estudos desenvolvidos.

2.3.3 Investimentos cada vez maiores em contraponto com a modicidade tarifária

Como consequência, também, da complexidade das soluções, uma outra questão se faz imperativa ao planejamento do sistema:

Qual o investimento requerido para a expansão dos sistemas propostos?

A questão "**quanto**" terá resposta na definição dos critérios de qualidade e de garantia de atendimento ao consumidor final. Em outras palavras, quanto maior a garantia de

confiabilidade requerida, maiores serão os investimentos necessários, além disto, os investimentos ocasionados pela expansão deverão, também, impactar a rede já existente de forma onerosa, em alguns casos, de forma contrária a modicidade tarifária.

É evidente que a natureza da missão básica do setor elétrico é conflitante, já que uma elevada qualidade de serviço exige pesados investimentos, que por sua vez têm que ser racionalizados para permitir baixos custos finais da produção, da transmissão e da distribuição da energia elétrica.

Além de garantir a qualidade técnica do suprimento, os investimentos deverão garantir também, a remuneração do sistema existente e investimentos futuros, permitindo o uso compartilhado dos sistemas de transmissão por concessionárias e agentes privados com justa alocação de custos

Para implantação de todas as obras de geração e transmissão necessárias até 2009, estima-se que estas totalizem um investimento da ordem de 20 bilhões de reais, tendo por base os custos de referência disponíveis no setor. A magnitude desses números revela a dimensão do desafio requerido de todos que atuam no setor elétrico brasileiro.

2.3.4 Estudos ambientais cada vez mais exigentes e que demandam mais precisão em relação ao tempo de implementação

Como é de conhecimento geral, os estudos de impacto ambiental, EIA/RIMA, estão se tornando cada vez mais rigorosos para com as condições de implementação dos projetos, impondo condições mitigatórias severas, que devido às condições específicas de viabilidade em cada região do País, pode retardar ou mesmo cancelar os investimentos para um dado projeto.

Notadamente nas décadas passadas, os projetos eram implementados por determinação governamental, baseada na necessidade técnica e operacional do sistema de transmissão e geração, e os investimentos não eram otimizados do ponto de vista de sua viabilidade econômica, mas sim pelo atendimento de uma dada demanda.

Atualmente, estes investimentos, em crescimento da infra-estrutura, são analisados na sua viabilidade, já que deverão ser feitos através da concessão de outorga, e, também, são analisados quanto ao seu impacto ambiental, gerando, em muitos casos, dificuldades adicionais a sua implementação.

Assim sendo, os estudos de impacto ambiental serão mais um desafio aos responsáveis pelo planejamento da expansão do sistema de Geração, Transmissão e Distribuição.

2.4 Projeção da Evolução da Oferta de Energia Nova para o Sistema Interligado

O estudo da projeção de evolução da oferta de energia é importante, não só para o dimensionamento de atendimento da carga máxima do sistema, como também para determinação da evolução da demanda média ou consumo do sistema interligado e isolado.

Inicialmente serão discutidos os valores de planejamentos para a expansão da capacidade instalada, que impactam diretamente a demanda de pico, posteriormente, serão discutidos os dados previstos para o crescimento de demanda média ou consumo.

Baseado no relatório do “Planejamento Anual 7 da Operação Energética ANO 2004 – 1 Revisão Quadrimestral”, divulgado pela ONS, pode-se considerar que para a expansão da oferta foi adotado um cenário de referência de oferta, em conformidade com as diretrizes da Resolução GCE 109, descrita no Capítulo 3. Nesta, se prevê um aumento da capacidade instalada no SIN dos 78.113 MW existentes em 30/04/2004, para 86.864 MW em 31/12/2008.

Adicionalmente, também estão disponíveis para atendimento ao mercado de energia elétrica, a importação de 2.178 MW provenientes da Argentina e de cerca de 5.900 MW de potência líquida da UHE Itaipu em 50 Hz, disponibilizada pelo Paraguai para o SIN, que a partir de 2006, será acrescida de uma unidade adicional de 700 MW em 50 Hz. A participação termelétrica no total da capacidade instalada do SIN deverá se manter em torno de 18% entre 30/04/2004 (11.764 MW) e 31/12/2008 (12.611 MW).

A evolução da potência instalada apresentada pelo ONS dentro deste cenário é apresentada na tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Evolução da capacidade instalada no SIN, em MW

	2003	30/04/2004	2004	2005	2006	2007	2008	Total
Acréscimo de Potência Anual*	-	769	4.932	1.230	3.200	359	49	9.770
Evolução da Potência Disponível	85.392	86.161	90.322	91.552	94.751	95.110	95.159	-

* O acréscimo anual de potência disponível considera a variação do consumo da ANDE.

Na tabela 2.2 pode ser observado um crescimento projetado da oferta de energia de 11,4%, no período de 2004 a 2008. Contudo, em recentes palestras realizadas pelo ONS na “CIESP – 6 Encontro de Negócios de Energia – 09/ago/2005”, podem ser verificadas alterações dessas previsões (Figura 2.2).

Destaca-se um aumento na evolução da capacidade instalada do SIN, o que pode indicar uma clara percepção mais realista da atual necessidade quanto ao crescimento da demanda.

Observando a figura 2.2, pode-se verificar um crescimento projetado da oferta de energia em 13%, no período de 2004 a 2008.

Oferta de Energia						
Evolução da Potência Instalada Total – MW						
– Base: PMO Junho de 2005						
Tipo	30/04/05	2005	2006	2007	2008	2009
Hidráulica	62.181	63.968	67.743	68.200	68.959	69.874
Térmica PPT	6.595	6.896	7.488	8.067	8.257	8.257
Térmica Emergencial	785	785	0	0	0	0
Térmica Outras	3.681	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513
Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
Itaipu Brasil	6.300	6.300	7.000	7.000	7.000	7.000
PROINFA – PCHs	0	0	0	1.192	1.192	1.192
PROINFA – ECHs	0	0	0	855	855	855
PROINFA – Eólicas	0	0	0	1.423	1.423	1.423
Capacidade Instalada SIN	81.549	83.469	87.731	92.047	93.006	93.921
Itaipu Paraguai	5.870	5.870	6.063	6.035	6.006	5.976
Importação Argentina (*)	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178
Total disp. SIN	89.597	91.517	95.972	100.260	101.190	102.075

(*) Para avaliação energética e balanço de ponta foi considerada a disponibilidade de 400,71 MWmed, conforme Port. MME 153/2005 e Res. ANEEL 155/2005

7 CIESP – 6º Encontro de Negócios de Energia – 09 ago 2005 ONS

Figura 2.2. Evolução da potência instalada no SIN em MW

Independente de quais dados estejam mais próximos da realidade de projeção da capacidade instalada, fica bastante evidente que o tempo necessário para instalação do incremento de aproximadamente 6 GW em apenas 3 anos, é de fato um grande desafio, como já mencionado nos tópicos anteriores. Dado que uma planta de geração, quer seja térmica ou hidroelétrica pequena, necessita de 2 a 3 anos para sua implantação, então podemos presumir que iremos ter um grande desafio de instalar esta nova quantidade de energia em um curto espaço de tempo. É bem verdade que já existem algumas plantas que estão em fase final de construção, mas não possuem ainda contrato de energia e, portanto, estarão fazendo parte do SIN através dos leilões de energia, como será discutido no Capítulo 4.

2.4.1 Evolução da capacidade instalada das térmicas

Ainda baseado no documento apresentado pela ONS recentemente, “CIESP – 6 Encontro de Negócios de Energia – 09/ago/2005”, que apresenta a evolução da capacidade

instalada das térmicas dentro deste cenário de expansão da capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional. Pode-se notar, na figura 2.3, que a participação prevista para as térmicas é da ordem de 709 MW. Contudo, na mesma apresentação feita pela ONS, também se prevê a possibilidade desta participação ser maior, conforme verificado na figura 2.4.

Oferta de Energia Evolução da Capacidade Instalada Térmica - MW - Base: PMO Junho de 2005						
Tipo	30/04/05	2005	2006	2007	2008	2009
Térmica PPT	6.595	6.896	7.468	8.057	8.257	8.267
Térmica Emergencial	785	785	0	0	0	0
Térmica Outras	3.681	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513
Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
Total Térmicas	13.068	13.201	12.988	13.577	13.777	13.777

Figura 2.3. Evolução da capacidade instalada das térmicas no SIN, em MW.

Cenário de Oferta - UTEs do PPT Base: PMO Junho de 2005						
Usina	Região	Cap. Total (MW)	Ampliações e Capacitação para Bicomcombustível			
			2005(*)	2006	2007	2008
Termorrio	SE	916,3	371,0	247,0		
Santa Cruz	SE	500,0	175,0	325,0		
Camaçari	NE	330,0	330,0			
Três Lagoas	SE	110,0				110,0
CCBS	SE	250,0			250,0	
Canoas	S	90,0				90,0
Vale do Açu	NE	340,0			340,0	
Total		2.536,2	752,0	572,0	589,9	200,0

(*) Após 30/04/2005

Figura 2.4. Capacidade alternativa instalada das térmicas no SIN, em MW.

Neste cenário, a possibilidade de participação das térmicas aumenta para aproximadamente 2.5 GW, isso implica que na previsão inicial de expansão total da capacidade de 6 GW, 2.5 GW poderiam ser proveniente das térmicas.

Convém ressaltar, que as térmicas relacionadas na figura 2.4, estarão sendo objeto de participação dos leilões de energia nova e dependendo das condições e regras do leilão, o resultado pode ser diferente daquele hoje previsto, ou seja, caso as tarifas previstas pelo investidor destas térmicas não atinja sua expectativa, será com certeza uma decisão estratégica deste investidor, continuar ou não no mercado regulado.

2.5 Projeção da Evolução do Consumo de Energia do Sistema Interligado

Baseado em informações obtidas do “Planejamento Anual da Operação Energética ANO 2004 – 1 Revisão Quadrimestral”, divulgado pela ONS, foram considerados dois cenários de mercado: o Cenário de Referência, com taxa de crescimento médio anual no período 2004/2008 de 5,1%, e o Cenário com Mercado Alto, no qual a taxa de crescimento médio no período atinge 6,4% (Tabela 2.3).

Tabela 2.3 - Evolução da carga de energia do SIN, em MW médios

	2004	2005	2006	2007	2008
Mercado de Referência	43.762	45.958	48.032	50.366	53.543
Mercado Alto	44.234	47.283	49.846	52.944	57.000

Na tabela 2.3, podem ser observadas as evoluções da carga própria de energia do SIN para ambos os cenários utilizados nas avaliações realizadas.

2.6 Risco de Déficit Previsto para o Atendimento da Demanda

É difícil visualizar se o crescimento da carga irá ou não ser impactado pela disponibilidade de geração nova, como previsto no tópico 2.4, isto se deve, principalmente, pela característica hidrológica do sistema instalado, existem variações que dependem da ocorrência ou não de chuvas em um determinado período.

De forma geral, uma hidroelétrica possui uma capacidade em MW instalada maior que o seu real despacho, em outras palavras, pode-se dizer que dependendo da precipitação pluviométrica, em uma determinada bacia hidrográfica, a potência instalada de determinada hidroelétrica poderá ou não operar na sua potência nominal.

De modo diferente, as térmicas que operam na sua capacidade nominal instalada, sempre que houver necessidade de despacho, ficam, também, dependentes da disponibilidade de combustível.

Baseado nesta dificuldade de ocorrência ou não de chuvas, o ONS, utiliza-se de um banco de dados histórico de precipitação pluviométrica para as bacias hidrográficas, criando assim, uma série de curvas de possibilidade de falta ou não de chuvas, e através destas curvas pode determinar estatisticamente se a demanda em um determinado período corre algum risco de falta de atendimento de energia, conforme figura 2.5. Desta forma, o risco de não atendimento é dado percentualmente, quanto maior o risco de não atendimento, maior será a incerteza de despacho das hidrelétricas. Trata-se de um processo conhecido como Avaliação Probabilística com Séries Sintéticas.

Riscos de Déficit (%)				
Probabilidade de déficit > 1% da Carga				
Riscos	2006	2007	2008	2009
Sudeste/Centro-Oeste	1,0	1,3	1,6	2,8
Sul	1,1	1,4	2,0	4,3
Nordeste	0,9	2,1	3,6	9,2
Norte	1,3	2,3	2,8	6,2

Figura 2.5. Riscos de déficit para o não atendimento de 1% do SIN, em %.

2.7 Custo Marginal de Operação - CMO

Apenas com o intuito de utilização de parâmetros comparativos de custos de energia, que serão abordados em outros capítulos, discutir-se-á esta ferramenta utilizada pelo ONS, como forma de prever o custo referência para cada MW adicionado ao sistema interligado, baseado nos cenários futuros de energia anteriormente apresentados.

Conforme informações do ONS, na figura 2.6, pode-se ter uma idéia dos valores de custo de energia a serem utilizados nos contratos de leilão ou mesmo no mercado livre, já que estes valores servem, também, para balizar negociações de contratos de energia entre as empresas do setor. Contudo é bem verdade, que estes valores não retratam a realidade atual, onde se previam valores maiores e na prática estas tarifas ficam bem abaixo do previsto pelo CMO.

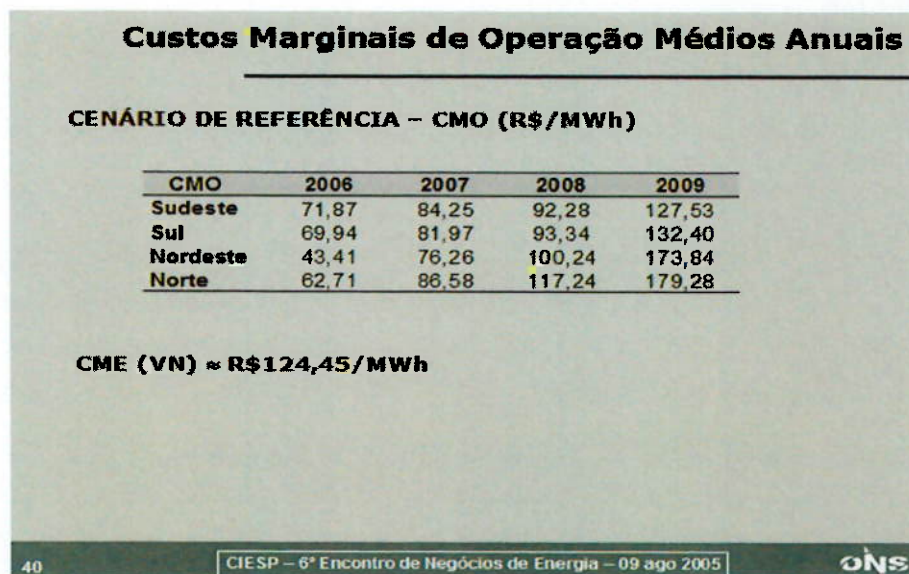


Figura 2.6. Evolução dos Custos Marginais de Operação do SIN, em R\$/MWh.

Na Figura 2.6, observa-se, claramente, a dificuldade maior em se atender o crescimento de demanda das regiões Norte e Nordeste, retratada pela elevada tarifa esperada para instalação e operação de plantas de geração nestas regiões.

2.8 Evolução da Oferta e do Mercado e Geração no Estado de São Paulo

2.8.1 Introdução

O estado de São Paulo tem uma representação muito importante no cenário de crescimento brasileiro, sua performance e contribuição no crescimento do PIB nacional vêm registrando números bastante expressivos, conforme dados disponíveis do Balanço Energético do Estado de São Paulo, no ano de 2003, seu crescimento do PIB foi de 1,58% em relação ao ano de 2002 (3,1% no setor primário, 0,6% no setor secundário e 2,0% no setor terciário). Em

termos energéticos, o estado de São Paulo consumiu em 2003, 102.373 GWh de energia elétrica, incluindo auto-produtores, 5,3% maior que no ano anterior (97.200 GWh). A distribuição do consumo de energia elétrica por setores foi de 48.211 GWh para o industrial (47%), 23.816 GWh para o residencial (23%), 16.312 GWh para o comercial (16%) e de 14.034 GWh para os demais setores.

O estado se destaca pelo consumo e produção expressivo de energia elétrica, tendo, também, o papel de integrar os sistemas de transmissão instalados no estado e que interligam as regiões Sul, Centro-Oeste, Nordeste e Norte, como observado na figura 2.7, podendo mesmo, ser considerado um grande elo na transmissão do fluxo de energia do SIN.

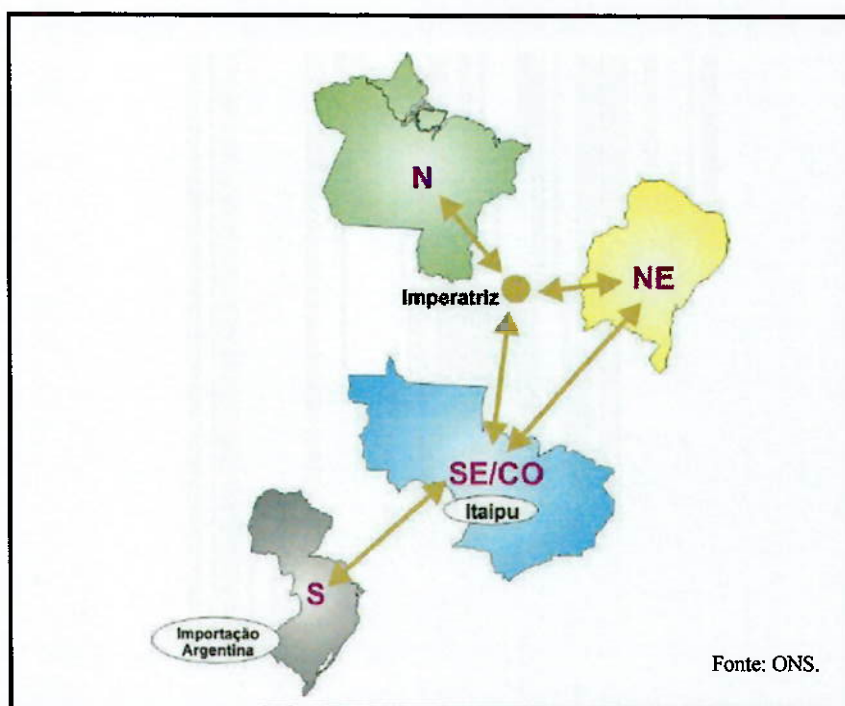


Figura 2.7. Fluxograma esquemático do Sistema Interligado Nacional.

Na figura 2.8 fica claro que independente da época do ano o fluxo de energia, que utiliza as linhas de transmissão instaladas no estado de São Paulo, está em constante utilização e mostra a sua importância estratégica dentro do SIN.

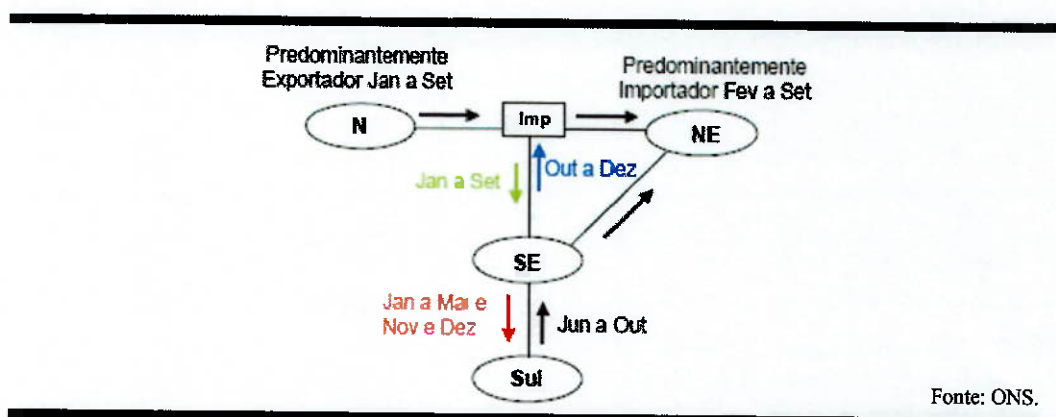


Figura 2.8. Variação do fluxo energético dependendo da época do ano.

É evidente que a posição geográfica do estado de São Paulo, contribui de forma determinante no fluxo de energia proveniente das regiões brasileiras, que dependendo das condições das bacias hidrográficas este fluxo de energia poderá variar quanto a sua intensidade e sentido.

2.8.2 Sistema de transmissão instalado no estado de São Paulo

Ainda, analisando a importância do estado de São Paulo dentro do SIN e da sua infraestrutura de linhas de transmissão, pode ser visualizado na figura 2.9, o complexo de transmissão instalado no estado, com enfoque na sua posição de interligação entre os sistemas 765kV, 600kV, 500kV, 440kV, 345kV, 230 kV, inseridos dentro de um complexo e denso sistema de transmissão.

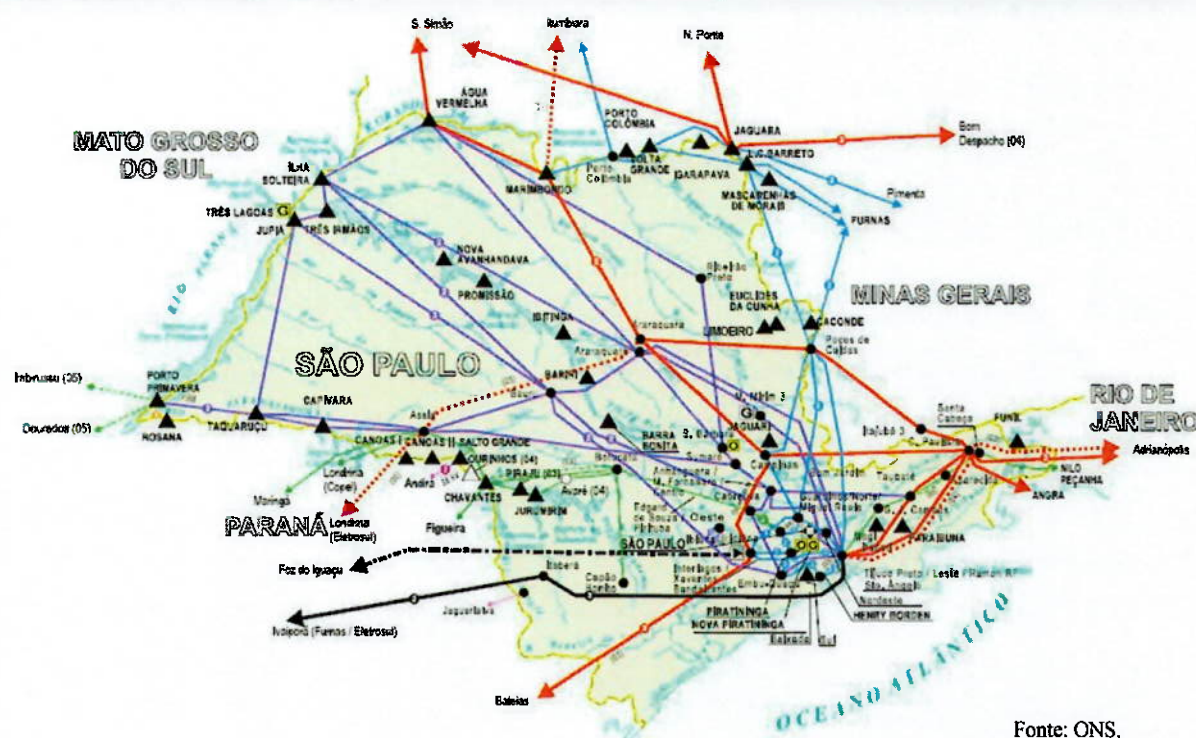


Figura 2.9. Mapa geo-elétrico do estado de São Paulo.

Apenas como breve explanação deste sistema de transmissão da rede básica, que atende à área do estado de São Paulo, pode-se ressaltar que este, é constituído principalmente, por três circuitos em 765 kV, circuitos em 500 kV, uma malha em 440 kV, circuitos em 345 kV e pelo sistema em corrente contínua de 600 kV, de uso exclusivo da UHE Itaipu 50 Hz. Algumas regiões são atendidas em tensão de 230 kV.

O tronco em 765 kV proveniente da UHE Itaipu 60 Hz atende à região da Grande São Paulo pela transformação 765/345 kV de Tijuco Preto e se liga ao sistema em 500 kV, que atende à área do Rio de Janeiro, pela transformação 765/500 kV de Tijuco Preto. Esse sistema ainda se conecta ao Sistema Sul pela transformação 765/500 kV de Ivaiporã.

Uma parte do sistema em 500 kV provém das usinas da bacia do Paranaíba e da UHE Marimbondo no rio Grande, atravessando o estado de São Paulo até a subestação de Cachoeira Paulista. Nesse ponto interliga-se às linhas em 500 kV provenientes da subestação de Tijuco Preto. Outra parte provém das usinas da bacia do Iguaçu e do rio Uruguai no Sul do país chegando na subestação de Ibiúna. O sistema em 500 kV se conecta a malha de 440 kV, pelas transformações de Água Vermelha e de Taubaté, e ao sistema em 345 kV pelas transformações de Poços de Caldas, Campinas e Ibiúna.

A malha de 440 kV, que atravessa toda a área, tem origem nas usinas dos rios Paraná, Paranapanema e Tietê, e atende aos centros de carga no interior do estado, chegando até as subestações terminais de 440 kV de Embu Guaçu, Bom Jardim, Terminal Oeste, Cabreúva e Santo Ângelo, próximas à capital do estado de São Paulo.

O sistema em 345 kV provém das usinas do rio Grande, atendendo às cargas do interior do estado nas regiões de Franca e Campinas, e conectando-se ao sistema em 345 kV na região da Grande São Paulo, nas subestações de Guarulhos e Mogi. O sistema em corrente contínua de 600 kV, de uso restrito da usina de Itaipu 50 Hz, tem seu terminal receptor na subestação de Ibiúna, por onde a potência dessa usina se interliga à malha em 345 kV.

Os pontos de suprimento à distribuição na região Metropolitana de São Paulo são interligados por uma malha de 345 kV receptora do sistema em 440 kV (subestações de Santo Ângelo e Embu Guaçu), do sistema em 345 kV, nas subestações de Guarulhos e Mogi, do sistema em 765 kV, na subestação de Tijuco Preto, do sistema em corrente contínua de Itaipu 50 Hz, na subestação de Ibiúna e, ainda, da interligação Sul e Sudeste entre Bateias e Ibiúna. Um sistema em 230 kV, que tem origem na subestação de Assis 440/230 kV, interliga usinas do rio Paranapanema aos centros de carga no interior, chegando até a SE Cabreúva 440/230 kV, de onde partem linhas em 230 kV que, interligadas também pela transformação 345/230

kV de Anhangüera, atende ao centro de carga na capital. Esse sistema em 230 kV interliga-se com o sistema da região Sul do Brasil nas subestações de Assis e Chavantes.

O Vale do Paraíba do Sul é atendido principalmente por um sistema em 230 kV, que tem origem nas subestações de Mogi e Itapeti 345/230 kV, conecta-se ao sistema em 440 kV na subestação de Taubaté, passa por Aparecida e Santa Cabeça e segue em direção à área Rio de Janeiro até a subestação de Nilo Peçanha.

Um sistema em 230 kV interligando as subestações 345/230 kV de Interlagos e Baixada, contando também, com as usinas UHE Henry Borden (parte) e UTE Piratininga, atende cargas da capital e Baixada Santista.

O mercado de energia elétrica do estado de São Paulo é atendido em grande parte pelas usinas dos rios Paraná, Paranapanema e Tietê, com potência instalada da ordem de 10.100 MW, pela usina de Itaipu com 12.600 MW instalados, bem como por outras usinas do rio Grande e Paranaíba.

2.8.3 Evolução da oferta e do mercado e geração no estado de São Paulo

O estado de São Paulo, após o processo de privatização, apresenta as seguintes empresas no segmento de energia, conforme mostra a figura 2.10, na qual pode ser observado um significativo aumento da sua capacidade geradora nos períodos analisados dos acumulados até setembro de 2004 e de 2005.

Discriminação	Unidades	Empresas					
		CESP	AES TIETÊ	Duke Energy	EMAE	DEMAIS (*)	TOTAL
Capacidade Nominal Instalada - setembro/2005	MW	7.455,3	2.651,4	2.306,1	1.796,6	305,4	14.514,8
Hidráulica	MW	7.455,3	2.651,4	2.306,1	924,6	269,4	13.606,8
Térmica	MW	0,0	0,0	0,0	872,0	36,0	908,0
Capacidade Nominal Instalada - 1995	MW	5.078,5	2.583,0	1.764,6	1.395,7	182,7	11.004,5
Hidráulica	MW	5.078,5	2.583,0	1.764,6	923,7	150,7	10.500,5
Térmica	MW	0,0	0,0	0,0	472,0	32,0	504,0
Geração							
Acumulado até setembro/2005	GWh	28.578	9.864	8.442	1.009	980	48.873
Acumulado até setembro/2004	GWh	27.166	9.075	8.297	554	952	46.044
A(De)crécimo	GWh	1.412	789	145	455	28	2.829
Var %	%	5,2	8,7	1,7	82,1	2,9	6,1

(*) Somatória das seguintes empresas: CPFL, Elektro, CMS, Grupo Rede, Santa Cruz e CBA.
Fonte: Secretaria de Energia do Estado de São Paulo.

Figura 2.10. Empresas geradoras de energia do estado de São Paulo.

Graficamente, este crescimento pode ser melhor visualizado, sendo que pode-se constatar o incremento de capacidade instalada de geração de energia distribuído por empresa geradora (Figura 2.11).

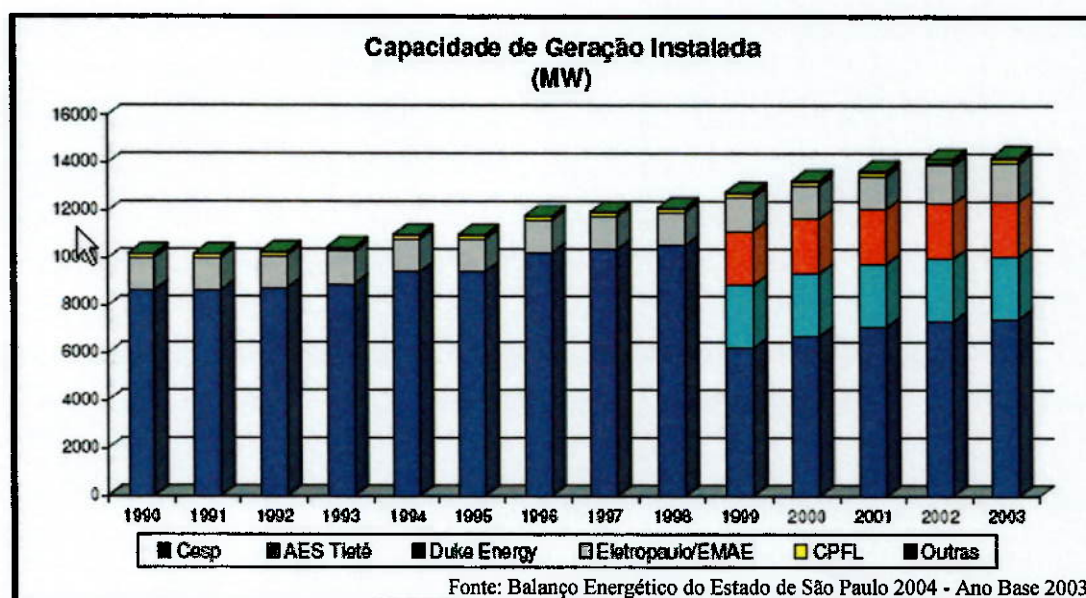


Figura 2.11. Representação gráfica da capacidade de Geração Instalada por concessionária.

É importante verificar que, embora o estado tenha apresentado um crescimento expressivo da sua capacidade, ainda não atingiu sua autonomia em geração de energia, quando relacionada ao seu consumo, ficando dependendo da importação de energia de outros estados (Figura 2.12). Também, na mesma figura, pode ser verificado que o consumo de energia ultrapassa, em aproximadamente, 30 a 45%, do total de energia gerada internamente no estado de São Paulo.

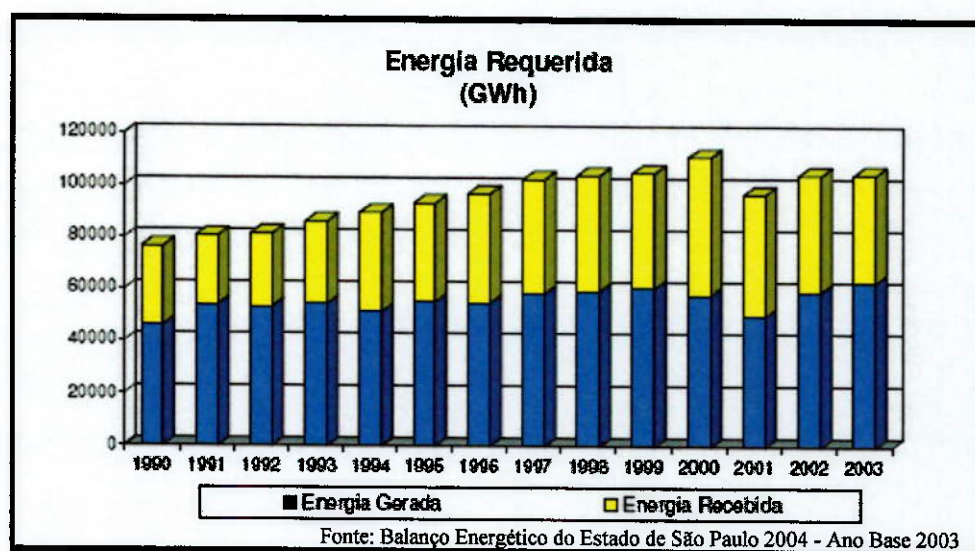


Figura 2.12. Representação gráfica da energia requerida pelo estado de São Paulo.

2.9 Conclusão

Com base nas informações levantadas e discutidas, podemos ressaltar que o presente cenário energético define o estado de São Paulo como importador de energia, indicando claramente que existe um incremento de carga maior que sua capacidade da geração elétrica própria.

Fica uma percepção de que o estado de São Paulo poderia propiciar um cenário positivo no sentido de aumentar esta capacidade de geração, principalmente com as recentes descobertas de fontes de gás natural na Bacia de Santos, denominada de Mexilhões. Estas descobertas, sim, poderiam mudar de alguma forma este cenário, trazendo não só benefícios para o próprio estado, através do incremento do parque gerador, como também benefícios ao Sistema Interligado Nacional, através da geração próxima ao centro de carga, aliviando as linhas de transmissão.

Esta situação hipotética permitiria melhores fluxos de reativos, controle de tensão e frequência da rede, embora estes benefícios possam realmente ser confirmados através da utilização de modelagens computacionais apropriadas.

De qualquer forma será discutida a viabilidade destas afirmações com mais detalhes no Capítulo 6.

3 O GÁS NATURAL NO BRASIL

3.1 Introdução

O Gás Natural é uma mistura de gases, extremamente leve, com aproximadamente 90% de metano. Combustível fóssil encontrado em rochas porosas no subsolo, o gás natural é encontrado em abundância na natureza, na maioria das vezes associado ao petróleo, existindo, também, poços apenas de gás natural.

Antes de ser distribuído por gasodutos, o gás passa por uma unidade industrial denominada Unidade de Processamento, na qual são retirados componentes condensáveis e mais pesados como, a gasolina natural e o gás liquefeito de petróleo (GLP ou "gás de cozinha"). O resultado desse processamento é um combustível seco, limpo e extremamente leve, com excelentes qualidades energéticas para consumo em veículos e indústrias.

Sua formação resulta do acúmulo de energia solar sobre matérias orgânicas soterradas em grandes profundidades, do tempo pré-histórico, devido ao processo de acomodação da crosta terrestre. É composto por gases inorgânicos e hidrocarbonetos saturados, predominando o metano e, em menores quantidades, o propano e o butano, entre outros.

Geralmente apresenta baixos teores de contaminantes, como o nitrogênio, o dióxido de carbono, água e compostos de enxofre. O gás natural permanece no estado gasoso, sob pressão atmosférica e temperatura ambiente.

Mais leve que o ar, o gás natural dissipa-se facilmente na atmosfera em caso de vazamento. Para que se inflame, é preciso que seja submetido a uma temperatura superior a 620°C. A título de comparação, vale lembrar, que o álcool se inflama a 200°C e a gasolina a 300°C. Além disso, é incolor e inodoro, queimando com uma chama quase imperceptível. Por questões de segurança, o GN comercializado é odorizado com enxofre.

A principal vantagem do uso do gás natural é a preservação do meio ambiente. Além dos benefícios econômicos, o GN é um combustível não-poluinte. Sua combustão é limpa, razão pela qual dispensa tratamento dos produtos lançados na atmosfera.

3.2 Participação do Gás Natural na Matriz Energética Brasileira

Especificamente no Brasil, as condições de oferta do gás natural são favoráveis. A empresa líder do processo de difusão do gás na matriz energética brasileira é a Petrobrás. A percepção desta empresa é de se tornar uma empresa de energia, e não só de petróleo. Assim, o gás natural irá, segundo o seu planejamento estratégico, deter importância crescente na sua estrutura de investimento e faturamento, prevendo-se um crescimento médio anual do consumo de cerca de 14% até 2010 (ALVEAL, 2000).

Os acordos e investimentos na Bolívia, incluindo o próprio gasoduto estão garantindo capacidade de oferta acima da demanda. A recente descoberta de reservas no litoral de Santos abriu um horizonte de investimentos futuros promissores, que reforçam a estratégia da Petrobrás. Nestes termos, o Brasil está iniciando um processo de utilização do gás natural que irá alterar a matriz energética e, também criar oportunidades de novos investimentos, diversificando sua estrutura produtiva.

A utilização do gás natural no Brasil começou modestamente, por volta de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia, atendendo a indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. Depois de alguns anos, as bacias do Recôncavo, Sergipe e Alagoas eram destinadas, quase em sua totalidade, a fabricação de insumos industriais e combustíveis para a refinaria Landolfo Alves e para o Pólo Petroquímico de Camaçari.

O grande marco do GN ocorreu com a exploração da Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro, na década de 80. O desenvolvimento da bacia proporcionou um aumento no uso da matéria-prima, elevando em 2,7% a participação do GN na matriz energética nacional.

Em junho de 1999, entrou em operação o Gasoduto Bolívia-Brasil, um empreendimento com 3.150 km de extensão e um investimento total de cerca de US\$ 2,15 bilhões. Além de se tratar de uma importante obra de engenharia, envolvendo uma complexa estrutura contratual e de alocação de riscos, necessária à viabilização do seu financiamento, o funcionamento do Bolívia-Brasil permitiu o início da materialização da política de crescimento da participação do gás na matriz energética brasileira, de 3% para 12% até 2010, relação até discreta se comparada com os 24% da média mundial (GÁSENERGIA, 2005a).

Decorridos 12 meses, em junho de 2000, foi dado mais um passo para a consolidação desse processo, com a entrada em operação da 1ª Fase do Gasoduto Uruguai-Porto Alegre, um projeto de menor envergadura que o Bolívia-Brasil, porém com o mesmo grau de importância no tocante ao processo de integração energética do Cone Sul e implantação da indústria do gás no país.

Com a participação da Petrobrás, em menos de dois anos, o Brasil interligou os estados do Sul, Sudeste e Centro-Oeste com os principais centros produtores do Cone Sul - as regiões de produção de gás da Bolívia e da Argentina - compensando a relativamente baixa disponibilidade de reservas de gás nacional, 8 Tcf (trilhões de pés cúbicos), com a oferta daqueles países, que totalizam reservas acima de 80 Tcf.

Constata-se em muitos países, incluindo o Brasil, um aumento expressivo no consumo de GN. Sua participação na matriz energética mundial é crescente, sem que este fato implique risco de aumentos expressivos de preços no curto prazo. No caso brasileiro, a participação do

gás na matriz energética ainda é tímida, hoje, de cerca de 2,5% do consumo de energia primária, mas com taxas de crescimento superiores a 8% ao ano.

Para muitos setores produtivos, a mudança para o GN tem especial relevância em sua competitividade e, no caso particular do setor elétrico, o gás se constitui em motor da evolução institucional em diversos países. O mercado brasileiro de GN pode ser descrito como incipiente, em função da sua baixa penetração na matriz energética e da pequena extensão dos gasodutos em um país de dimensões continentais.

A análise da regulação do gás natural deve ter este ponto presente como “pano de fundo”, relativizando as comparações com países onde tal indústria é mais desenvolvida, ressaltando a necessidade de conceder incentivos para atrair agentes para o setor.

Esta necessidade de conceder incentivos que dinamizem a fase inicial da indústria de gás no Brasil, não deve, no entanto, deixar de relevar dois pontos, a saber: a) se o incentivo dado ao primeiro agente elide a entrada do segundo, cria-se um monopólio e a função objetivo “maximizar a competição” não é atingida; b) não se deve perder a oportunidade de criar, desde o começo, condições adequadas ao desenvolvimento do mercado; a assimetria de informações neste ponto é potencialmente menor e o trabalho do regulador facilitado.

Este *trade off* entre incentivo à entrada dos primeiros agentes e criação de uma estrutura que facilite a regulação de proteção da concorrência é por certo um desafio importante para o regulador. A posição forte de determinados agentes presentes no setor, já em sua fase inicial, e certas restrições institucionais ajudam a tornar o quadro mais complexo.

Ao contrário do que acontece em muitos outros países, onde a maioria do GN é de origem não associada, grande parte das reservas brasileiras é de gás associado e sua oferta, nesse caso, depende ou influencia o nível da produção de óleo cru. Outra característica

importante das reservas brasileiras é que praticamente 55% das reservas do país estão em águas profundas (JORNAL REPÚBLICA, 2005).

O mercado de GN no Brasil apresenta crescimento acentuado. Este ocorre apoiado em diferentes aspectos de ordem econômica, ambiental, de qualidade dos produtos, etc, favorecendo notadamente os setores industriais (química, petroquímica, cerâmica, entre outros) e elétrico. No que diz respeito ao setor elétrico, a opção é crescente pelo gás.

Segundo Abreu (1999), o gás natural consiste na terceira maior fonte de energia primária do mundo, porém no Brasil, é um recurso energético ainda pouco difundido. O consumo *per capita* de gás natural é 30 m³/ano, enquanto no mercado argentino chega a 580 m³/ano. Diante disto, para ampliar a participação do gás natural para 12% da matriz energética até o ano de 2010, será necessário superar diversas restrições que se colocam ao longo da cadeia produtiva. Vale destacar, que a marca de 12% da matriz energética significa mais do que triplicar o consumo diário registrado nos últimos anos da década de 90.

LEGENDA: --- TERRA | ... MAR

POR LOCALIZAÇÃO SEGUNDO UNIDADES DA FEDERAÇÃO (1998-2003)							
UNIDADES DA FEDERAÇÃO		RESERVAS PROVADAS DE GN (MILHÕES M ³)					
		1998	1999	2000	2001	2002	2003
TOTAL		225.944	231.233	220.999	222.731	244.547	245.340
SUBTOTAL	---	98.185	85.477	78.601	77.159	76.070	76.597
AMAZONAS	---	59.960	44.897	44.402	44.549	47.893	49.075
MARANHÃO	---	--	--	--	--	--	--
CEARÁ	---	1	1	--	--	--	--
RIO GRANDE DO NORTE	---	1.438	1.808	1.595	1.186	1.462	1.139
ALAGOAS	---	3.770	6.171	3.937	3.918	3.585	3.151
SERGIPE	---	13.206	17.520	16.841	15.930	17.221	17.289
BAHIA	---	8.181	7.268	5.961	5.766	4.719	4.286
ESPIRITO SANTO	---	980	1.563	1.272	1.154	1.118	980
RIO DE JANEIRO *	---	901	925	789	864	820	861
SÃO PAULO	---	4.165	5.385	4.061	4.132	3.860	2.525
PARANÁ *	---	22.261	23.705	20.786	19.774	17.244	16.987
SANTA CATARINA	---	2.554	4.183	4.126	3.089	10.101	8.681
GOIÁS	---	2.312	2.510	2.826	2.288	1.809	2.237
MAT. G. MAR	...	3.496	5.453	5.477	9.499	14.467	18.258
PIAUÍ	---	94.419	104.904	103.515	106.246	116.339	119.257
PARANÁ *	---	5.664	4.940	4.669	4.273	3.975	3.508
SANTA CATARINA	---	800	--	--	--	--	--
GOIÁS	---	1.836	--	43	68	34	61
SANTA CATARINA	---	--	--	--	--	--	44

Figura 3.1. Reservas provadas nacionais. Fonte: ANP/SDP (2000).

LEGENDA: --- TERRA | ... MAR

POR LOCALIZAÇÃO SEGUNDO UNIDADES DA FEDERAÇÃO (1998-2003)								
UNIDADES DA FEDERAÇÃO		RESERVAS TOTAIS DE GN (MILHÕES M ³)						03/02 %
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	
TOTAL		409.811	403.870	360.782	335.262	353.654	351.616	-0,58
SUBTOTAL	---	157.148	151.164	137.614	121.049	123.660	115.742	-6,40
	...	252.662	252.706	223.168	214.213	229.994	235.874	2,56
AMAZONAS	---	96.775	91.013	88.138	75.324	85.051	77.986	-8,31
PARÁ	...	..	..	..	..	..	..	..
AMAPÁ	---	..	..	..	..	..	..	..
MARANHÃO	---	..	..	..	..	..	..	..
CEARÁ	---	1	1	..	..	..	..	..
	...	1.814	2.520	2.124	1.239	1.515	1.211	-20,01
RIO GRANDE DO NORTE	---	4.669	6.675	4.177	4.110	3.845	3.298	-14,21
	...	19.687	19.442	16.892	15.113	17.515	22.458	28,22
ALAGOAS	---	10.282	10.163	9.386	8.875	7.629	6.176	-19,05
	...	1.298	1.569	1.472	1.280	1.258	1.105	-12,11
SERGIPE	---	1.144	1.026	904	1.001	928	995	7,20
	...	6.955	7.368	7.746	6.373	5.089	5.328	4,69
BAHIA	---	40.359	38.108	30.947	28.396	23.838	24.035	0,83
	...	3.521	8.768	9.129	5.207	26.463	30.219	14,19
ESPIRITO SANTO	---	3.119	3.378	3.262	2.588	2.027	2.548	25,69
	...	5.838	8.316	16.705	16.642	22.647	21.696	-4,20
RIO DE JANEIRO*	---	208.863	198.221	162.827	159.425	150.116	148.797	-0,88
SÃO PAULO	---	5.664	4.940	4.669	4.273	3.875	3.508	-3,48
PARANÁ*	---	800	800	800	756	341	703	105,82
	...	2.222	1.562	1.605	1.771	1.517	1.509	-0,58
SANTA CATARINA	---	..	..	..	..	..	44	..

Figura 3.2. Reservas totais brasileiras. Fonte: ANP/SDP (2000).

A produção de gás natural no Brasil é uma atividade pouco desenvolvida e, muitas vezes, subordinada à exploração de petróleo, dado que cerca de 80% das jazidas de gás natural estão associadas ao petróleo e, que as jazidas da Amazônia, ainda não são viáveis para o consumo devido à distância dos principais centros de consumo. A exploração de gás natural no mar, que compõe maior parte da produção nacional, consiste numa atividade mais complexa e de maior custo, quando comparado com a exploração de gás no continente. Não obstante, alguns campos de exploração de petróleo e gás natural não possuem a conexão por dutos ao continente, às vezes, determinada pela falta de escala eficiente de produção para

viabilizar a construção de um gasoduto. Caso determinado campo de produção não possua um duto para escoar o gás natural, este será utilizado no processo de recuperação do óleo (reinjetado) nos poços ou mesmo queimado.

De acordo com a Constituição Federal e a Lei nº 9.478, a distribuição de gás canalizado com fins comerciais junto aos usuários finais é de exploração exclusiva dos estados, exercida diretamente ou através de concessões.

No Brasil, existem atualmente cerca de 6.000 km de dutos de distribuição, concentrados na região metropolitana do Rio de Janeiro e São Paulo; nos EUA a rede de gasodutos atinge 1,6 milhões de km. A distribuição de gás natural é outro segmento da cadeia que requer muitos investimentos. Vale observar que a CEG e a Comgás, são empresas que já possuíam uma rede de distribuição relativamente desenvolvida antes da reestruturação do setor, quando comparadas às demais regiões do país. Ao se considerar que dos 4.820 km de gasodutos de distribuição, 2.100 km pertencem a Comgás e 2.170 km pertencem a CEG.

Desta forma, o desenvolvimento da indústria de gás natural necessita de grandes investimentos na construção de dutos de transporte e distribuição. A viabilidade dos investimentos de expansão da rede de gasodutos está diretamente ligada à garantia de um mercado consumidor. Novamente, explicita-se a demanda por coordenação entre os agentes desta cadeia com os grandes consumidores. Este é o ponto onde as termelétricas assumem papel fundamental na indústria de gás natural brasileira, pois são os geradores termelétricos e alguns clientes industriais, que concentram a demanda capaz de viabilizar a expansão de gasodutos de transmissão e transporte. Tais consumidores constituem-se em clientes “âncora” para a distribuição de gás natural, a partir destes a expansão da rede se faz a um custo marginal decrescente.

Os projetos de desenvolvimento da rede de transporte e distribuição dependem de certa garantia e estabilidade da demanda, como também, os investimentos nas plantas industriais e de geração termelétrica requerem estabilidade e confiabilidade no sistema de abastecimento. A questão é mais séria no caso das geradoras de energia, pois o seu processo produtivo também é de fluxo contínuo (eletricidade), que não pode estar sujeito a interrupções não programadas. Desta forma, fica clara a grande interdependência entre os investimentos na expansão da rede de gás natural e na geração termelétrica no Brasil. Além disso, a geração elétrica é um dos principais usos do gás natural no mundo, com cerca de 25% do consumo energético total, em alguns casos, como no Japão, este percentual atinge 67%.

A utilização de gás para geração de eletricidade é o ramo de mais intenso crescimento. Na Inglaterra, por exemplo, tal uso saltou entre os anos de 1990 e 1996, de cerca de 2% do total consumido para 20% (ABREU; MARTINEZ, 1999). O que comprova os indícios de que a interdependência entre estes setores torna-se cada vez maior.

O Ministério de Minas e Energia criou o Programa Prioritário de Termelétricas 2000-2003 (Decreto nº 3.371) com a finalidade de aumentar o abastecimento de energia no país. De acordo com o projeto, até 2003, seriam criadas 56 usinas termelétricas (49 a gás natural), com capacidade de produzir cerca de 20 mil MW. As novas usinas estarão localizadas perto dos mercados consumidores e das redes de transmissão..

3.3 Fontes de Gás Natural no Brasil e no Estado de São Paulo

As reservas provadas nacionais estão atualmente em 316 bilhões de metros cúbicos e serão expandidas, podendo atingir 657 bilhões de metros cúbicos, duplicando a oferta do combustível nos próximos dez anos e subsidiando o abastecimento do mercado brasileiro por

um período de 20 a 30 anos. Este mercado nacional foi, até aqui, abastecido pelas reservas da Petrobrás no Brasil e na Bolívia.

Destacam-se nessas reservas os estados do Rio de Janeiro, do Rio Grande do Sul, do Amazonas e, mais recentemente, a Bacia de Santos e o litoral do Espírito Santo, na Região Sudeste, devido ao grande volume de gás natural encontrado. Com as descobertas na Bacia de Santos, foram incorporados às reservas provadas 78 bilhões de metros cúbicos de gás natural e mais 341 bilhões de metros cúbicos estão em fase de avaliação. Os primeiros testes em apenas dois poços da Bacia de Santos indicaram uma capacidade de produção superior a 12,5 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia.

A maior parte do gás existente no país (80%) está associada a jazidas de petróleo, limitando a extração do produto. Além disso, as reservas da Amazônia só poderão ser utilizadas após a construção dos gasodutos Urucu-Porto Velho e Coari-Manaus, ambos em estudo pela Petrobrás.

Para complementar a produção nacional, viabilizou-se a importação de gás natural da Bolívia e da Argentina. Os gasodutos Bolívia-Brasil e Uruguaiana-Porto Alegre abastecem diversos municípios brasileiros, atravessando os estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, além de, também, beneficiar indiretamente o Rio de Janeiro e Minas Gerais.

Hoje, a participação do gás natural responde por 7,5% da matriz energética brasileira e um dos grandes desafios da Petrobrás é consolidar um crescimento progressivo, que possibilite chegar a 18% da matriz em 2015. Estima-se que até 2010 haverá um crescimento de 14,2% ao ano do mercado de gás natural. Também no ano de 2015, a oferta de gás natural ao mercado brasileiro deverá atingir patamares superiores a 100 milhões de metros cúbicos diários, o triplo da oferta atual.

A tendência é que o aumento da demanda interna pelo combustível, nos próximos anos, estimule a criação de novas parcerias internacionais, em particular com os países da América do Sul, garantindo suprimento nas próximas décadas. Assim, o aumento do gás natural na matriz energética estará contribuindo para o desenvolvimento do Brasil, propiciando a geração de, aproximadamente, 200 mil novos empregos permanentes, reduzindo a emissão dos principais gases poluentes e do efeito estufa e abrindo novas perspectivas. Tudo para que tenhamos um país mais competitivo e com melhores condições de vida.

O gás natural pode ser utilizado como matéria-prima em quatro processos produtivos: siderurgia, alimentação direta (combustão e potência), produção de combustíveis sintéticos e produção de gasoquímicos.

Estas quatro alternativas apresentam possibilidades de produção de valor bastante diferenciadas, mas, em paralelo, tendem a criar inúmeras oportunidades de negócios. Desta forma, a produção de gás natural produzirá economias de escala à medida que este insumo passe a se incorporar à estrutura produtiva, seja como matéria-prima para geração de energia, seja para produção de insumos substitutos da petroquímica.

Um segundo aspecto importante está relacionado com a variável meio ambiente. Atualmente, e de forma crescente, os riscos e custos ambientais pesam cada vez mais nas decisões de investimentos industriais. A produção de energia não foge a esta premissa, mesmo para recursos renováveis, como é o caso das usinas geradoras de base hídrica. O gás natural apresenta um menor impacto ambiental em relação ao petróleo, fato que favorece a sua difusão na cadeia produtiva.

Outra característica é que as exigências de investimento são grandes e partem de um patamar inicial alto, associada à construção de extensas redes de gasodutos. Para os países em

desenvolvimento o problema é maior, dada a estrutural carência de recursos para investimentos de longo prazo. O caráter inovador de sua produção, distribuição e consumo corrobora o problema; faltam recursos e unidades produtivas. No Brasil, este problema está, também, localizado nas empresas estaduais distribuidoras, ainda incipientes.

Na tabela 3.1 são apresentados os gasodutos brasileiros com suas respectivas características, tais como, extensão, diâmetro e capacidade.

Tabela 3.1 - Gasodutos brasileiros

Gasodutos Brasileiros	Extensão	Diâmetro	Capacidade - m ³	Estados
GUAMARÉ-CABO	424 km	12"	860	RN/PB/PE
GUAMARÉ – PECÉM	382 km	10-12"	800	CE
ATALAIA-CATU	232 km	14"	1.100	SE
SANTIAGO – CAMAÇARI 1	32 km	14"	1.000	BA
SANTIAGO – CAMAÇARI 2	32 km	18"	1.800	BA
CANDEIAS - CAMAÇARI	37 km	12"	1.000	BA
ARATU - CAMAÇARI	20 km	10"	700	BA
L. PARDA - ARACRUZ	38 km	8"	1.000	ES
ARACRUZ – VITÓRIA	74 km	8"	1.000	ES
SERRA – VIANA	30 km	8"	660	ES
CABIUNAS-REDUC	183 km	16"	4.250	RJ
REDUC – REGAP	357 km	16"	2.000	RJ/MG
REDUC – ESVOL	95 km	18"	4.200	RJ
ESVOL – TEVOL	6 km	14"	4.200	RJ
ESVOL – SAO PAULO	326 km	22"	4.200	RJ/SP
RPBC – CAPUAVA	37 km	12"	1.530	SP
RPBC – COMGAS	2 km	12"	1.500	SP

Fonte: Petrobrás.

3.3.1 O Estado de São Paulo

São Paulo é o estado mais rico da América do Sul, com um Produto Interno Bruto (PIB) estimado em cerca de US\$ 300 bilhões. O PIB do estado representa cerca de 36% do total das riquezas produzidas no Brasil, 27% do Mercosul e 21% da América latina. Somente no estado de São Paulo são consumidos 40% de toda demanda energética do país, sendo, também, responsável por 40% da produção industrial brasileira. Com relação à evolução da estrutura de participação dos setores no total do consumo final de energéticos no estado, desde a década de 1980, destacam-se os setores residencial e comercial, que nesta época, participavam com 11,5% e 4,1% e, em 1998, aumentariam sua participação para 14,6% e 6,8%, respectivamente. Já o setor industrial, que em 1980, representava 51% teve sua participação diminuída para 43,2% em 1998.

3.3.1.1 Petrobrás e mercado de gás natural em São Paulo

Segundo dados do GásEnergia, a Petrobrás planeja por atuar em São Paulo e em Portugal. E os primeiros passos já foram dados, confirmou ontem o diretor da Área Internacional da companhia, Nestor Ceveró. O executivo informou que, a Petrobrás fechou uma parceria com o grupo estatal português Galp Energia, com o objetivo de apresentarem uma oferta de compra da Gás Brasileiro, distribuidora de gás no nordeste de São Paulo, que está sendo vendida por seus controladores, o grupo italiano ENI.

Segundo especialistas do setor, o interesse da Petrobrás na Gás Brasileiro é de obter a concessão para entrar na área de distribuição de gás no mercado paulista, um dos poucos onde a companhia ainda não atua. A Gás Brasileiro tem uma rede mínima de distribuição, sendo

que o grupo italiano está vendendo, na realidade, a concessão, cujo valor é estimado em R\$ 100 milhões (JORNAL O GLOBO, 2005).

Ao mesmo tempo em que planeja entrar no mercado de distribuição de gás em São Paulo, a Petrobrás pretende também iniciar suas atividades em Portugal. O diretor da Petrobrás garantiu que um negócio não tem qualquer vínculo com o outro, mas admitiu que iniciou as conversas para a aquisição de um percentual minoritário do capital da Galp Energia em Portugal: “Queremos atuar em Portugal, além de ser importante para a entrada na Europa”.

3.4 Rede de Gasodutos no Brasil e no Estado de São Paulo

3.4.1 Gasoduto Bolívia-Brasil

O gasoduto Bolívia-Brasil foi um importante passo para o campo industrial brasileiro, gerando um aumento considerável de oferta de gás natural no país. Operado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A - TBG, este gasoduto tem 2.593 km de extensão em território nacional e 557 km na Bolívia, e um custo total aproximado de US\$ 2 bilhões. A rede de dutos atravessa os estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul e beneficia indiretamente Rio de Janeiro e Minas Gerais.

O empreendimento foi construído em duas etapas. O trecho Norte foi inaugurado em 09/02/1999 e entrou em operação em 01/06/1999. Este trecho se inicia no Rio Grande, na Bolívia, chega ao Brasil pela cidade de Corumbá (Mato Grosso) e se estende até Campinas, no estado de São Paulo. O trecho Sul foi concluído em 31/03/2000, ligando São Paulo a Canoas, no Rio Grande do Sul (Figura 3.3 e 3.4).

O traçado do gasoduto foi amplamente estudado, inclusive por meio de satélites, e segundo as orientações do Estudo de Impacto Ambiental (EIA/Rima), do Ibama, zelando rigorosamente pela preservação do meio ambiente. Sua construção exigiu avançadas técnicas de engenharia, possibilitando a passagem sob rios, fazendas e estradas, totalizando a travessia de 135 municípios brasileiros. Além disso, a Petrobrás investiu R\$ 30 milhões em programas de compensação ambiental e se preocupou com a preservação dos 617 sítios arqueológicos encontrados.



Figura 3.3. Gasoduto Bolívia-Brasil. Fonte: Gasnet (2005).

3.4.2 Malha RJ-MG-SP

3.4.2.1 Cabiúnas-REDUC

O gasoduto Cabiúnas-REDUC iniciou suas atividades em 1982, com o objetivo de transportar o gás natural da Bacia de Campos para abastecer o estado do Rio de Janeiro. O trecho completo, com 183 km de extensão, começa em Cabiúnas, no município de Macaé, e segue até Duque de Caxias, sendo que, operando na capacidade máxima, pode movimentar até 1.551.250.000m³ por ano.

3.4.2.2 REDUC-REGAP

Também conhecido como GASBEL, o gasoduto REDUC-REGAP entrou em operação em 1996, para transportar o gás natural proveniente da Bacia de Campos e processado na Refinaria de Duque de Caxias até o estado de Minas Gerais. Passando pelos municípios mineiros de Juiz de Fora e Betim, o trecho completo possui ao todo 357 km e está apto a transportar até 712.477.956 m³ por ano.

3.4.2.3 REDUC-ESVOL

O gasoduto REDUC-ESVOL, também conhecido como GASVOL, foi implementado para conduzir o gás natural de Duque de Caxias, no Rio de Janeiro, ao gasoduto GASPAL, que interliga Volta Redonda a São Paulo, e aos municípios de Japerí, Pirai e Volta Redonda.

Operando desde 1986, a extensão completa do duto é de 95,2 km, sendo capaz de transportar até 1.538.477.628 m³ por ano.

3.4.2.4 ESVOL-SÃO PAULO

O gasoduto ESVOL-São Paulo entrou em atividade em 1988, para levar o gás natural da Bacia de Campos a diversas localidades situadas no trajeto entre Volta Redonda e Capuava, em São Paulo. O trecho completo possui 325,7 km de extensão, possuindo pontos de entrega nos municípios de Barra Mansa, Resende, Lorena, Pindamonhangaba, Taubaté, São José dos Campos Guararema, Suzano, Cruzeiro, e Capuava. Operando com capacidade máxima, o duto pode transportar até 1.538.477.628 m³ por ano.

3.4.2.5 ESVOL-TEVOL

Com apenas 5,5 km de extensão, o gasoduto ESVOL-TEVOL entrou em operação em 1986, com a finalidade de transportar o gás natural do GASVOL, no mercado de Volta Redonda, no Rio de Janeiro, até São Paulo. Operando com capacidade máxima, o trecho pode transportar até 1.538.477.628 m³ por ano.

3.4.2.6 RPBC-Capuava

O gasoduto RPBC-Capuava é o responsável pelo transporte de gás natural proveniente de Merluza, na Bacia de Santos, entre as cidades paulistas de Cubatão e Capuava. Operando desde 1993, o trecho de 37km de extensão possui uma capacidade de 350.400.000 m³ por ano.

3.4.2.7 RPBC-Comgás

O gasoduto RPBC-Comgás começou suas atividades em 1993, com o objetivo de transportar o gás natural até o ponto de entrega da Comgás, na Baixada Santista. O trecho possui 1,5 km de extensão e pode fornecer até 565.600.000 m³ por ano.

O volume de gás natural distribuído pela Companhia de Gás de São Paulo (Comgás) cresceu 15,9% no primeiro semestre deste ano, em comparação com igual período do ano passado. De janeiro a junho deste ano, a companhia distribuiu 2 bilhões de m³ de gás natural. Comparado ao segundo trimestre do ano passado, as vendas físicas da Comgás aumentaram 17,8%, totalizando 1,1 bilhão de m³. No semestre, a receita líquida da companhia cresceu 19,9% em relação a igual semestre de 2004, atingindo R\$ 1,2 bilhão. No mesmo período, o lucro líquido foi de R\$ 149,9 milhões, com alta de 44,9% em relação ao primeiro semestre de 2004. Na figura 3.5 é apresentada a participação acionária da Comgás São Paulo.

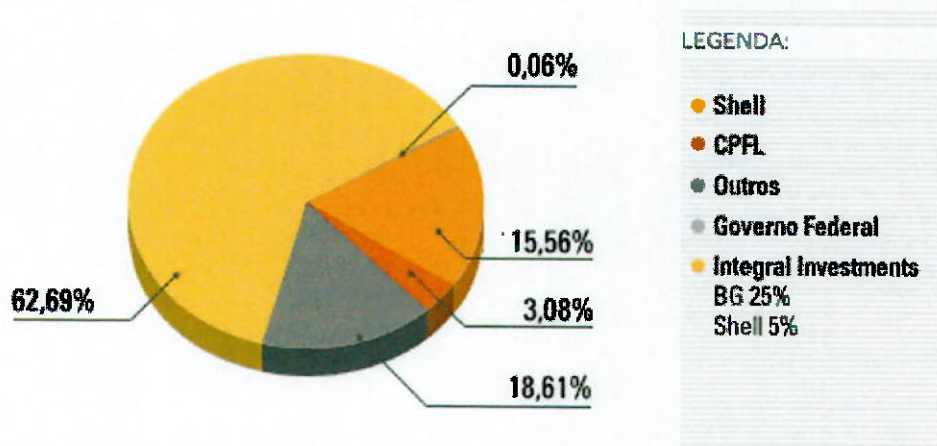


Figura 3.5. Participação acionária da Comgás São Paulo. Fonte: GásEnergia (2005b).

Na avaliação do diretor de Finanças e Relações com Investidores da Comgás, Roberto Lage, o resultado financeiro reflete o aumento real do volume vendido, principalmente para os

mercados industrial e automotivo. De janeiro a junho, este setor industrial consumiu 1,6 bilhão de m³. No segundo trimestre, as vendas foram de 819 milhões de m³, com alta de 10,4%, quando comparado com o mesmo período de 2004.

O setor Automotivo, segundo maior da companhia, registrou alta de 17,3% no semestre, com volume de 217,2 milhões de m³. Comparada com igual período de 2004, a alta no segundo trimestre foi de 19,7%.

Segundo Lage, "O bom desempenho da companhia está baseado no crescimento econômico no primeiro semestre do ano e pela expansão da rede de distribuição, que possibilitou a chegada do gás natural canalizado a novos mercados. Foi a maior expansão de rede da história da companhia".

No primeiro semestre de 2005, a Comgás expandiu a sua rede de distribuição em 194 quilômetros. Com esta ampliação, a rede da Comgás fechou o primeiro semestre com 4 mil quilômetros de extensão. A quantidade de dutos assentados pela companhia de janeiro a junho foi 22% maior que em igual período do ano passado. Sendo que, o investimento da Comgás, usado principalmente para a ampliação da malha de distribuição, foi de R\$ 158 milhões, com alta de 36,5% na comparação com igual período de 2004 (COMGÁS, 2005).

3.4.3 Malha Espírito Santo

3.4.3.1 Lagoa Parda-Vitória

Concluído em 1984, o gasoduto Lagoa Parda-Aracruz é o responsável pelo transporte de gás natural desde Lagoa Parda até os municípios capixabas de Aracruz, Serra e Vitória. O trecho completo, com 100 km, está apto a conduzir até 365.000.000 m³ por ano.

3.4.3.2 Serra-Viana

Também conhecido como GASVIT, o gasoduto Serra-Viana opera desde 1997, para suprir os pontos de entrega dos municípios capixabas de Cariacica e Viana. Com 46 km de extensão, o trecho pode transportar até 240.680.000 m³ por ano.

3.4.4 Malha SE-BA (Nordeste-Meridional)

3.4.4.1 Atalaia-Catu

Conhecido também como GASEB, o gasoduto Atalaia-Catu foi implementado, em 1974, com a finalidade de transportar o gás natural de Aracaju, no Sergipe, até os municípios baianos de Estância, Esplanada, Araçás e Pojuca. O trecho completo tem 230 km de extensão e pode conduzir até 402.461.404 m³ por ano.

3.4.4.2 Santiago-Camaçari 14"

Implementado em 1975, o gasoduto Santiago-Camaçari 14" transporta o gás natural de Santiago a Camaçari, beneficiando também o município de Mata de São João. O trecho possui 32 km de extensão e pode conduzir até 365.008.000 m³ por ano.

3.4.4.3 Santiago-Camaçari 18"

Com 32 km de extensão, o gasoduto Santiago-Camaçari 18" é o responsável pelo transporte do gás natural de Santiago, em Pojuca, até Camaçari. Em atividade desde 1992, o trecho está apto a conduzir até 657.000.000 m³ por ano.

3.4.4.4 Candeias-Camaçari

O gasoduto Candeias-Camaçari foi implementado em 1981, com o objetivo de conduzir o gás natural de Candeias e Lamarão até os municípios de São Sebastião do Passé e Camaçari. O trecho completo possui 37 km e pode transportar até 365.000.000 m³ por ano.

3.4.4.5 Aratu-Camaçari

Em operação desde 1970, o gasoduto Aratu-Camaçari é o mais antigo do Brasil. É utilizado para transportar o gás natural do município de Simões Filho até Camaçari. O trecho, com 20 km de extensão, está apto a transportar até 255.500.000 m³ por ano.

3.4.5 Malha CE-RN-PB-PE-AL (Nordeste-Setentrional)

3.4.5.1 Guamaré-Pecem

Com 383 km de extensão, o gasoduto Guamaré-Pecem é o responsável pelo transporte de gás natural desde Guamaré, no Rio Grande do Norte, até os municípios cearenses de

Icapuí, Horizonte, Maracanaú, e futuramente a São Gonçalo do Amarante. O trecho pode conduzir até 292.000.000 m³ por ano.

3.4.5.2 Guamaré-Cabo

Conhecido também como Nordestão, o gasoduto Guamaré-Cabo começou a operar em 1986, com a finalidade de transportar o gás natural processado em Guamaré aos estados do Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco, com pontos de entrega em 11 municípios. Com 424 km de extensão, o maior gasoduto da região Nordeste pode conduzir até 313.900.000 m³ por dia.

3.4.5.3 Alagoas-Pernambuco

Também denominado GASALP e com 204 km de extensão, o gasoduto Alagoas-Pernambuco tem o objetivo de transportar o gás natural do município de Pilar até Cabo.

Na figura 3.6 apresenta-se a malha de gasodutos de transporte do gás natural.



Figura 3.6. Malha de gasodutos de transporte do gás natural.

3.5 Análise Estrutural do Gás Natural em São Paulo

Dentre os combustíveis derivados de petróleo, o gás natural é o que apresenta o mais baixo índice de contaminantes, sendo, conseqüentemente, o menos poluente e o que acarreta menores custos de manutenção. Além disso, é o combustível ideal para utilização em turbinas a gás.

Gradativamente, a população pode comprovar os benefícios advindos da utilização do gás natural, incorporando este tipo de energia aos seus hábitos de vida. Hoje, o gás natural faz parte do dia-a-dia de mais de 490 mil consumidores no estado de São Paulo, entre clientes residenciais, comerciais, industriais e postos de GNV (gás natural veicular), em diversas cidades do interior do estado.

Segundo estatísticas da empresa Gás Natural São Paulo Sul, o consumo de gás natural, assim como a captação de clientes, cresce mês a mês. Em maio de 2005, as vendas alcançaram a média de 1 milhão de m³/dia.

Segundo dados da empresa Gás Natural São Paulo Sul ³:

[...] o mês de maio de 2005 apontou mais de 16.600 famílias ou o equivalente a 66 mil pessoas, em média, utilizando gás natural todos os dias para cozinhar alimentos, aquecer a água do banho, o ambiente externo das residências, a piscina, em máquinas de lavar e secar louças e roupas, entre tantos outros usos domésticos do combustível. Os comércios também comprovaram os benefícios advindos do uso do gás natural, dentre eles a economia média de 40% nos gastos com energia. Até 31 de maio de 2005, 512 comércios da região utilizavam gás natural.

³ Informação fornecida por Manzano, diretor geral da Gás Natural São Paulo Sul..

Outra mudança cultural no mercado residencial de gás natural da região é o crescente número de casas, condomínios residenciais e edifícios, já projetados para a utilização deste combustível.

Os hospitais foram os grandes beneficiários da chegada deste combustível, investindo o montante economizado com energia, em novos leitos, medicamentos e profissionais especializados. A exemplo disso, com uma média de 30 mil m³ de gás natural consumidos por mês, o CHS (Conjunto Hospitalar de Sorocaba) apresentou uma economia de 35% nos gastos com energia.

Este é um dos maiores hospitais sob a responsabilidade da Secretaria de Estado da Saúde do Estado de São Paulo, com capacidade para 470 leitos, atendendo 45 municípios da região de Sorocaba, o que corresponde a uma população de, aproximadamente, 2,1 milhões de habitantes. Segundo o diretor do CHS, João de Paula Eduardo Neto, a queda dos índices de poluição foi outra vantagem em decorrência do uso do gás natural (JORNAL REPÚBLICA, 2005).

De janeiro a setembro de 2005, o volume acumulado de gás canalizado distribuído no estado de São Paulo pela COMGÁS - Companhia de Gás de São Paulo, pela Gás Natural São Paulo Sul e pela Gás Brasileiro Distribuidora Ltda, foi de 3.471.566 mil m³ de GN - Gás Natural, superando em 16,2% o montante de 2.986.838 mil m³ registrado para o mesmo período de 2004. Foram agregados, no mês de agosto, 3.287 consumidores ao sistema de distribuição de gás canalizado, totalizando 493.662 consumidores atendidos. Na figura 3.7, podem ser observadas as áreas de concessão para distribuição de gás no estado de São Paulo.



Figura 3.7. Áreas de concessão para distribuição de gás no estado de São Paulo.

Até o mês de setembro de 2005 foram distribuídos 80.457 mil m³ de gás canalizado para o setor residencial, cujo montante representou 2,3% do mercado total. Houve o acréscimo de 3.229 consumidores, totalizando 483.477 consumidores residenciais, sendo que o consumo médio mensal por consumidor residencial no período, foi de 19,0 m³ de GN.

Com 77,9% do mercado total, o setor industrial registrou até o mês de setembro de 2005, um consumo acumulado de 2.705.756 mil m³ de gás canalizado, resultando em um incremento de 304.966 mil m³, cuja evolução foi de 12,7% em relação ao mesmo período do ano anterior. O consumo médio mensal por consumidor industrial neste período, foi de 282,9 mil m³ de GN.

Quanto ao setor comercial, até o mês de setembro de 2005, foi distribuído um volume acumulado de 72.420 mil m³ de gás canalizado, cujo montante representou 2,1% do mercado total. No período este segmento evoluiu 3,4% em relação ao do ano anterior, com um

incremento de 2.377 mil m³, resultando no consumo médio mensal por consumidor comercial de 931,6 m³ de GN.

O setor automotivo que respondeu por 10,3% do mercado total, registrou de janeiro a setembro de 2005, um consumo acumulado de 355.663 mil m³ e um incremento de 58.922 mil m³, em relação ao mesmo período de 2004, o que representou uma taxa de crescimento de 19,9%.

Com 4,2% do mercado total, o setor de cogeração registrou, até o mês de setembro de 2005, um consumo acumulado de 144.739 mil m³ de gás canalizado, apontando uma evolução de 75,0% em relação ao mesmo período do ano anterior. Já, para o setor de termogeração, foi distribuído um volume acumulado de 112.531 mil m³ de gás canalizado, cuja participação foi de 3,2% na estrutura de consumo.

A utilização do gás natural é um dos fatores que garantem a obtenção pelas indústrias dos certificados de cumprimento das normas de preservação ambiental, que são emitidos por órgãos internacionais, como a ISO 14000. Com o uso do gás natural, os índices de poluição do meio ambiente caem significativamente para menos da metade das emissões nocivas.

A economia nos gastos com energia é outro importante atrativo, girando em torno de 40% para os consumidores industriais de gás natural que, de acordo com os números de maio de 2005, totalizam 161 na região de Sorocaba.

Segundo o diretor geral da Gás Natural São Paulo Sul, Sr. Jordi Grau Manzano, "...o mercado industrial seguiu a tendência de crescimento do país, com novos investimentos na área de produção, refletindo diretamente nas vendas deste segmento".

Outro grande benefício da chegada do gás natural em uma cidade é o fomento à produção industrial e ao emprego. O fornecimento de gás natural nestas cidades, também contribuiu para o crescimento do setor industrial, assim como para o desenvolvimento das economias locais.

A distribuidora estima investimentos, ainda em 2005, totalizando cerca de R\$ 600 milhões, em expansão e saturação das redes existentes. A estimativa é de que para o ano de 2006, o montante em investimentos seja similar.

4 NOVO MODELO INSTITUCIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA DO PLANO DE EXPANSÃO EM IMPLEMENTAÇÃO PELO MME

4.1 Introdução

Conforme já referenciado em outros capítulos, os modelos criados e implementados em cada um dos governos, têm a meta de corrigir as distorções causadas pelo modelo anterior, e naturalmente, também, de trazer inovações e mudanças, sempre com a intenção de criar um cenário positivo aos investimentos em geração quanto à expansão de energia nova. Durante o Governo Fernando Henrique Cardoso, houve várias ações, dentro do âmbito energético, interessantes de serem abordadas como base de discussão da implementação do novo modelo do Governo Lula.

No tocante ao modelo anterior, um dos fatos marcantes, e que tem relação direta com os assuntos aqui discutidos, foi a tentativa de incrementar a expansão de energia nova, através de térmicas a gás natural, no programa denominado PPT - Programa Prioritário de Termoelectricidade, instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, sob a coordenação direta do Ministro Rodolpho Tourinho Neto, que tinha como prerrogativas as seguintes decisões:

I – garantia de suprimento de gás natural, pelo prazo de até vinte anos, de acordo com as regras a serem estabelecidas pelo Ministro de Minas e Energia;

II – garantia da aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica, por um período de até vinte anos, de acordo com a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL;

III – garantia pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico.

A preocupação, efetivamente, era com as condições comerciais do gás natural, garantindo ao investidor, uma clara visão futura dos gastos com o suprimento de combustível, e através da Portaria Interministerial nº 234, de 22 de julho de 2002. Nesta, o preço base máximo, em Reais por MMBTU, para suprimento de gás natural destinado à produção de energia elétrica pelas usinas integrantes do PPT, que fossem vinculadas ao sistema elétrico interligado e que entrassem em efetiva operação comercial até 31 de dezembro de 2004, era de 2,581 US\$/MMBTU x TMD0, sendo que a taxa de câmbio (R\$/US\$) adotada como base naquela data, era correspondente a 2,3436.

Com as medidas descritas, surgiram muitos interessados. O Ministério de Energia, com suporte da ANEEL, definiu critérios para que estes fossem elegíveis a inclusão, os projetos foram relacionados em uma lista de aproximadamente 49 projetos térmicos a gás, sendo que parte destes foram efetivamente instalados, e da outra parte não houve prosseguimento.

De qualquer forma, é importante ressaltar que no atual Governo Lula, a então Ministra Dilma Rousseff, deu um passo adiante, e criou uma nova concepção de modelo energético, baseado na garantia de contratos de energia de longo prazo, que a exemplo do bem sucedido modelo de transmissão, pretende dar sustentação financeira aos investimentos em geração de energia nova, com a execução de leilões de energia.

O Congresso Nacional promulgou, em 15 de março de 2004, a Lei nº 10.848, que constitui um novo modelo regulatório para o Setor de Energia Elétrica, anteriormente divulgado, em minuta de 21 de julho de 2003, pelo Ministério de Minas e Energia. Esta lei propôs alterações substanciais ao conjunto de normas implementadas pelo governo do ex-presidente Fernando Henrique Cardoso nas privatizações ocorridas nos últimos anos.

Este novo modelo inseriu um regulamento mais rigoroso quanto à supervisão e ao controle do setor pelo estado, o que deverá repelir investimentos especulativos e de curto prazo, atraindo ao país somente investidores de maior porte, com interesses mais sólidos e contínuos. A ex-Ministra de Minas e Energia, Dilma Rousseff, justificou a nova medida sob o pretexto de que o país necessita alcançar as seguintes metas: (i) fornecimento ininterrupto de energia; (ii) modicidade tarifária; (iii) melhor qualidade dos serviços; (iv) justa compensação aos investidores como forma de incentivo à expansão dos serviços; e, (v) universalização dos serviços.

4.2 A Estrutura do Novo Modelo

O decreto não modificou a organização do sistema, que engloba geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Diferentemente, altera atribuições do governo e práticas de mercado, especialmente no que se refere aos segmentos de geração e distribuição.

Dentre muitas outras inovações trazidas pelo novo modelo, destacam-se as seguintes alterações estruturais:

- a) A recuperação das atribuições do poder concedente e da implementação de políticas energéticas pelo Ministério, responsabilidades, atualmente, conferidas à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, a qual passaria a concentrar suas atividades na mediação, regulação e supervisão do sistema elétrico;
- b) O estabelecimento de dois ambientes distintos de contratação de energia elétrica, conforme ilustra a figura 4.1, sendo: (i) o Ambiente de Contratação Regulada - ACR “Pool”, um ambiente estritamente regulado, do qual fazem parte as concessionárias de geração e distribuição, onde todos os contratos de energia elétrica serão registrados,

supervisionados e liquidados por uma nova entidade subordinada ao Ministério (definida em “c”), e (ii) o Ambiente de Livre de Contratação - ALC, no qual Consumidores Livres, agentes de comercialização de energia, Produtores Independentes de Energia - PIE (entidades produtoras operando a seu próprio risco) e companhias termelétricas acordarão livremente sobre as condições de compra e venda de energia elétrica;

- c) A criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, entidade subordinada ao Ministério, que supervisionará, registrará e liquidará os contratos celebrados do ALC. Além disso, a CCEE, substitui em todos os aspectos organizacionais e operacionais o MAE (Mercado Atacadista de Energia), antigo coordenador do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, já extinto;

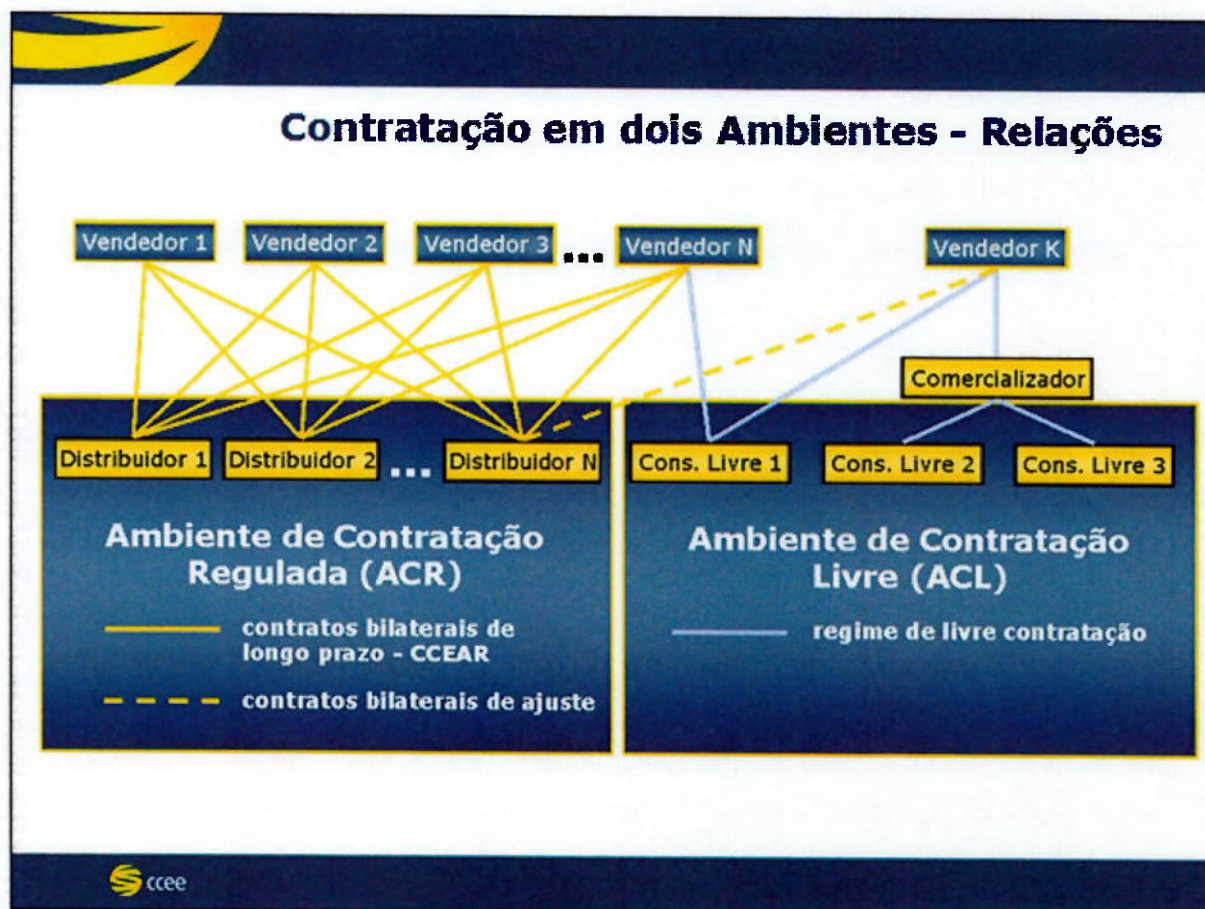


Figura 4.1. Estrutura do Modelo de Contratação em dois ambientes.

- d) A criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, conforme Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, entidade de pesquisa e planejamento subordinada ao Ministério, cujo principal objetivo é elaborar e submeter a audiências públicas um plano de 20 anos para o setor, revisto a cada 4 anos, bem como um plano de 10 anos, revisto anualmente;

- e) A criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, que monitorará as condições dos serviços, visando assegurar suprimento ininterrupto de energia.

4.3 Conclusão

O novo modelo apresenta uma matriz regulatória definitivamente inovadora para o setor. Práticas de mercado associadas às atividades de geração e distribuição estarão, em breve, vinculadas a programas específicos do Ministério e a estimativas dos próprios investidores no segmento de distribuição. Receitas e tarifas deverão se tornar mais estáveis e menos expostas às flutuações de mercado.

A transição do antigo para o novo modelo, entretanto, não será tarefa fácil. Os contratos vigentes estão suscetíveis a fatores de alto risco e a grandes oscilações de mercado, problemas que possivelmente serão minimizados a partir da migração para o novo modelo.

Segundo o diretor do ONS, Mário Santos, é uma tarefa difícil agradar a todos os agentes que atuam nos diferentes segmentos do setor elétrico. Considera ainda, que a determinação do Ministério com a regulamentação, na prática, foi reforçar e manter a principal característica do novo modelo, com ênfase no planejamento de longo prazo, principalmente na geração e transmissão de energia. Segundo Santos (informação verbal)⁵, os ajustes demonstram um aperfeiçoamento do modelo apresentado pelo Ministério em dezembro de 2003: "As determinações do ministério têm demonstrado uma retomada do planejamento estratégico de longo prazo e definem as participações de todos os segmentos".

Apesar do segmento de geração ser aparentemente o que mais se beneficiará do novo modelo, já que distribuidores estão vinculados a contratos de compra de energia de longo

⁵ Informação fornecida por Santos, diretor do ONS, em entrevista dada, em 3 de Agosto de 2004.

prazo com garantias atreladas a seus recebíveis, todo o setor poderá de fato experimentar uma guinada positiva em direção a menores riscos e a retornos de investimento mais estáveis.

5 TECNOLOGIAS MAIS RECENTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL E SUA ADEQUAÇÃO AO NOVO PLANO DE EXPANSÃO

5.1 Atual Estágio Tecnológico das Turbinas a Gás

5.1.1 Introdução

Este capítulo apresenta as tecnologias empregadas em sistemas de geração de energia elétrica utilizando gás natural, nas quais os estudos de caso deste trabalho se basearam. Inicialmente, serão tratadas as mais novas tecnologias aplicadas às turbinas a gás, com enfoque nos mais avançados e recentes desenvolvimentos, e suas aplicações em ciclo simples, denominado Ciclo Brayton e em ciclo combinado, denominado como a associação dos Ciclos Brayton e Rankine.

Com relação às diferentes tecnologias que, historicamente foram desenvolvidas para aplicação em turbinas a gás, nos restringiremos àquelas tidas como Turbinas a Gás, classe F.

A tecnologia de turbinas a gás classe F, é a designação para as turbinas que possuem sua refrigeração interna baseada no ar natural. Em outras palavras, são máquinas que utilizam o ar ambiente, captado através do seu compressor de ar. Basicamente, este ar é utilizado para duas principais finalidades, a primeira é a combustão, onde ocorre a mistura do combustível gás natural e o comburente. A segunda, também muito importante, é a utilização deste ar para refrigeração das partes quentes da máquina, das palhetas e das câmaras de combustão.

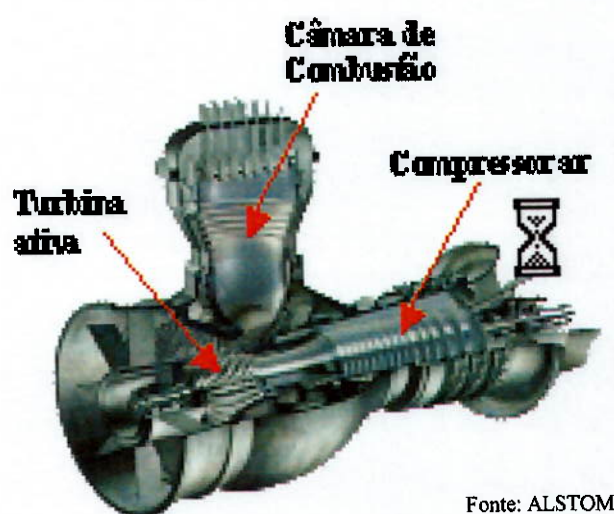
Existe, atualmente, uma nova tecnologia de turbinas a gás em desenvolvimento, a classe G, que são as turbinas refrigeradas a vapor, que por apresentar melhor troca térmica quando comparada a àquelas a ar, poderão vir a ser uma boa alternativa de turbinas a gás.

5.1.2 Novas tecnologias disponíveis de turbinas a gás - Ciclo Brayton

As turbinas a gás classe F têm, atualmente, um importante papel na capacidade de geração instalada em todo o mundo. Isto explica, principalmente a crescente preocupação com o meio ambiente e as emissões, que os diversos tipos de geração de energia acarretam, sendo as emissões das turbinas a gás as menores, quando comparadas aos diversos combustíveis sólidos existentes.

As turbinas a gás, basicamente, são equipamentos que fazem a conversão de energia térmica proveniente da queima de um combustível em energia mecânica, energia essa transmitida através de um eixo para o alternador, que transforma essa energia mecânica em elétrica.

Conforme mostra a figura 5.1, as turbinas a gás, tipicamente, são compostas de um compressor de ar, uma câmara de combustão, que pode ser simples ou dupla, e a turbina que opera através da expansão do fluido de trabalho nas suas palhetas.



Fonte: ALSTOM

Figura 5.1. Turbina a gás típica.

O ciclo termodinâmico no qual uma turbina a gás opera isoladamente é chamado de Ciclo de Brayton (Figura 5.2).

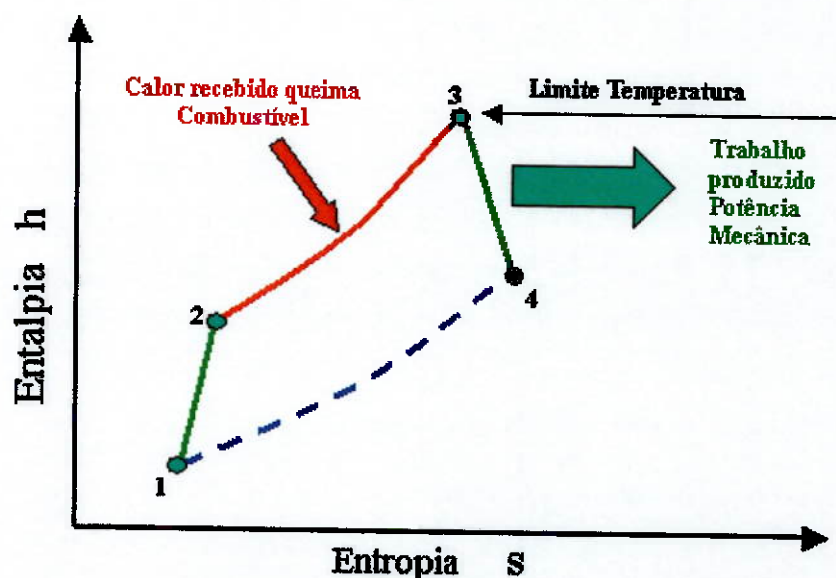


Figura 5.2. Ciclo Brayton - Turbina a gás em ciclo simples. Fonte: Adaptado de Lora e Nascimento (2004).

A figura 5.2 mostra o diagrama clássico de entropia do ciclo Brayton. O gás é comprimido no processo “1” e “2”, no compressor da turbina. O calor é adicionado, a pressão constante, no processo “2” e “3”, com a queima do combustível na câmara de combustão. Finalmente o gás, expande-se nas palhetas da turbina ativa (processo “3” e “4”) liberando os gases de escape para exaustão e promovendo a conversão em energia mecânica através da rotação do eixo, e sua representação esquemática pode ser vista na figura 5.3.

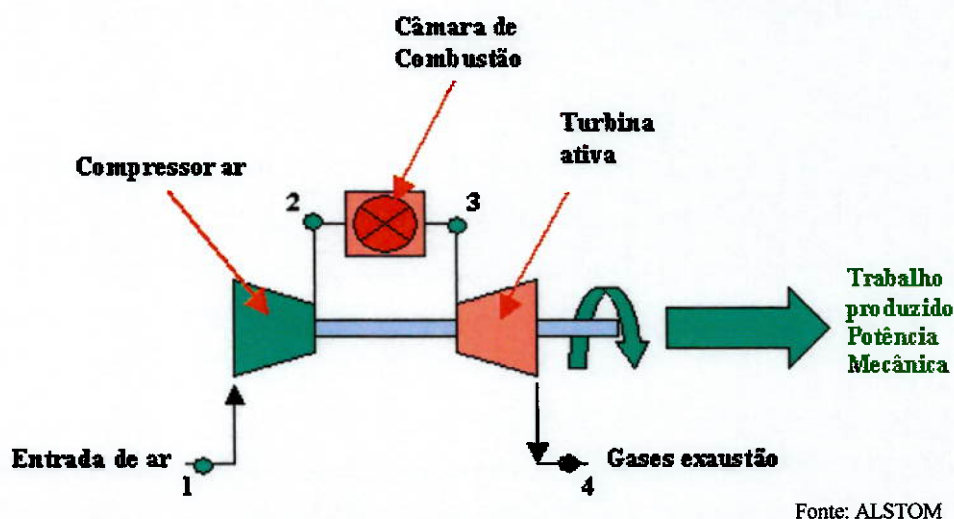


Figura 5.3. Esquema simplificado de Turbina a gás em ciclo simples.

No compressor, o ar é comprimido a pressão bem acima da atmosférica por meio de, usualmente, dois tipos de compressores: centrífugo e de escoamento axial. No compressor axial, as palhetas têm forma de aerofólios e são arranjadas em anéis concêntricos (estágios) ao longo do eixo do compressor. No compressor centrífugo, o ar é absorvido no centro do rotor. O movimento do rotor força o escoamento do ar na direção radial a alta velocidade para o interior do difusor estacionário.

A câmara de combustão é o equipamento, no qual é feita a mistura do ar comprimido e do combustível, de forma que ocorra a combustão. Neste estágio, o gás resultante da combustão atinge temperaturas elevadas, da ordem de 1000°C. Os gases super aquecidos e em alta pressão, passam então pelo primeiro estágio da turbina.

É na turbina que é produzida a energia mecânica, resultante do movimento de rotação e, conseqüentemente, da elevada pressão e da alta temperatura dos gases à medida que estes se expandem até atingirem a pressão atmosférica no escape da mesma.

5.1.3 Tecnologia de queima seqüencial em turbinas a gás - Ciclo Brayton

As turbinas a gás com tecnologia de múltiplos estágios de queima foram projetadas para aplicações de geração de energia, com altos níveis de eficiência, utilizando o sistema de queima seqüencial do combustível em duas etapas, através de queimadores anulares e injetores do tipo "EV-burners" que podem queimar gás natural ou óleo diesel.

Conforme pode ser visto na figura 5.4, o combustor seqüencial é composto de queimadores dispostos anularmente, formando uma chama contínua, que mantém a temperatura nas câmaras de combustão de forma homogênea e levemente reduzida, garantindo a mais alta eficiência, sem submeter os materiais aos seus limites de temperatura. O que não ocorre em outras tecnologias, que submetem os materiais às mais altas temperaturas, ocasionando o desgaste prematuro da câmara de combustão.

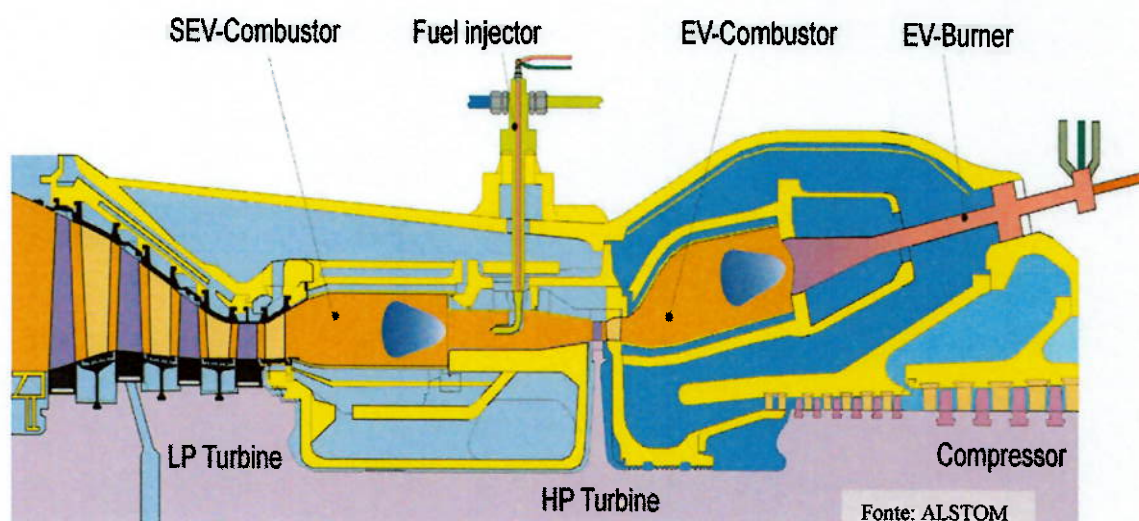


Figura 5.4. Combustão seqüencial.

Nesta tecnologia de combustores, a temperatura do material de revestimento da câmara nunca excede os 900°C, ficando sempre abaixo dos limites de operação dos materiais, desta forma, traz diversas vantagens à operação da turbina, podendo ser citados como principais: as baixas emissões de NOx, resultante da redução da temperatura de queima e, também, a melhora da performance da turbina a gás, gerando mais potência elétrica com melhor eficiência.

Na figura 5.5, referente à queima seqüencial em uma turbina a gás em ciclo simples - Ciclo Brayton, pode ser observada a curva de entropia resultante desta operação.

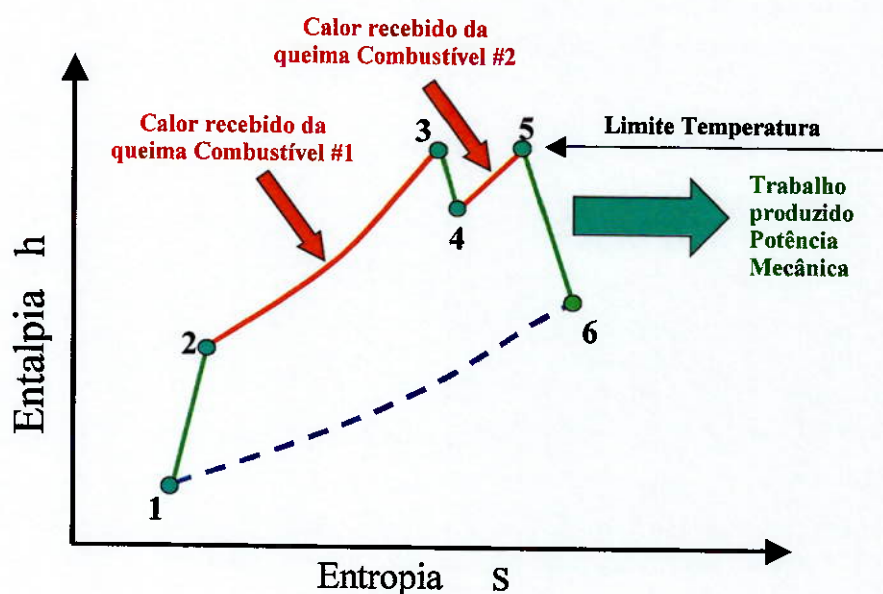
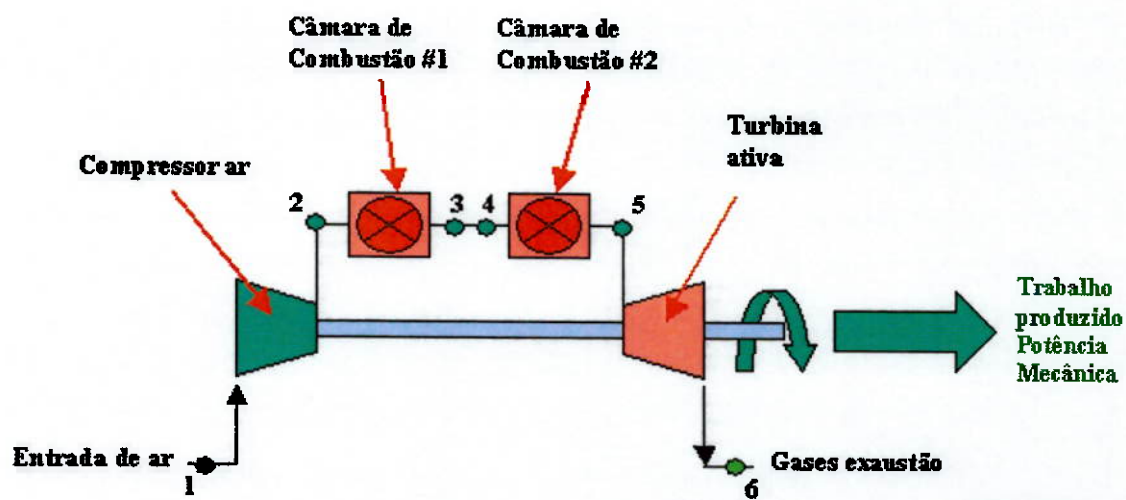


Figura 5.5. Queima seqüencial em turbina a gás em ciclo simples - Ciclo Brayton. Fonte: Adaptada de Lora e Nascimento (2004).

Neste tipo de queima, denominada seqüencial, podemos constatar um ligeiro aumento da performance originada pela queima adicionada na segunda câmara de combustão,

representada no processo “4” e “5”, quando comparada com curva típica de queima simples. Na figura 5.6, é apresentada a representação esquemática desta turbina com queima seqüencial.

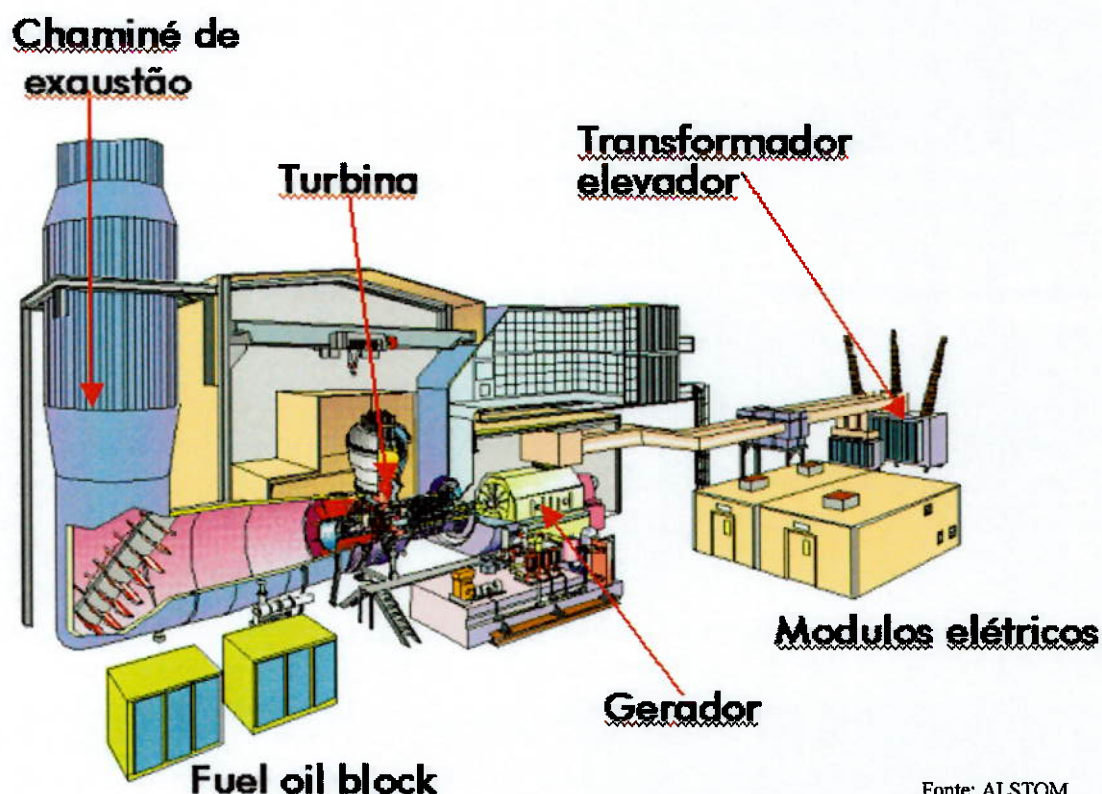


Fonte: ALSTOM.

Figura 5.6. Representação esquemática de turbina a gás em ciclo simples com queima seqüencial.

5.2 Configuração da planta em ciclo aberto - Ciclo Brayton

A configuração da uma planta de geração de energia em ciclo aberto ou simples é composta basicamente por turbina a gás, alternador elétrico, chaminé de exaustão, transformador elevador, sistemas auxiliares e demais equipamentos necessários à operação da usina (Figura 5.7).



Fonte: ALSTOM.

Figura 5.7. Turbina a gás em ciclo aberto.

Este tipo de instalação em ciclo simples ou aberto é configurado para operar sem qualquer reaproveitamento do calor, que sai pelo escape da turbina através da chaminé de exaustão, e sua performance, ou seja, sua eficiência e potência elétrica gerada, são determinadas pela própria turbina a gás.

5.3 Configuração da Planta em Ciclo Combinado - Ciclo Brayton Associado ao Ciclo Rankine

Outro tipo de configuração de usina, muito utilizado atualmente, é a denominada de ciclo fechado ou, simplesmente, ciclo combinado. Neste tipo de configuração são adicionados outros equipamentos ao ciclo simples, de forma a otimizar e reaproveitar a energia contida

nos gases de escape liberados na atmosfera, provenientes da combustão do gás natural. Basicamente, é a associação dos dois ciclos conhecidos como Ciclo Brayton e Ciclo Rankine (Figura 5.8).

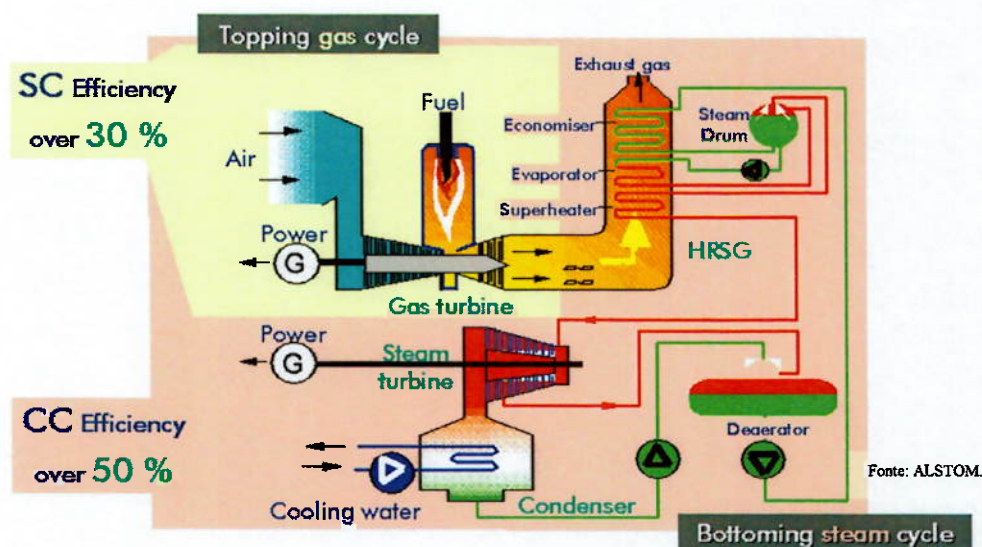


Figura 5.8. Ciclo combinado Brayton associado ao Rankine.

Os principais equipamentos do ciclo combinado são: turbina a gás e gerador, caldeira de recuperação ("HRSG - Heat Recovery Steam Generator"), turbina a vapor e gerador, condensador e desaerador.

As principais funções de cada equipamento, apresentado na figura 5.8, podem ser definidas como descrito a seguir:

- Turbina a Gás, como já discutido anteriormente, tem a função de converter energia térmica em mecânica, através da queima de um combustível líquido ou gasoso, que na sua expansão provoca o movimento de rotação do rotor da turbina e, finalmente, converte a energia mecânica em energia elétrica através do eixo ligado ao respectivo gerador.

- Caldeira de Recuperação tem a função básica de utilizar a energia térmica contida nos gases de escape, proveniente da turbina a gás (aproximadamente 500 a 650°C) e transferi-la, por processo de convecção térmica para geração de vapor em alta temperatura e pressão a uma tubulação de circuito fechado.
- Turbina a Vapor recebe o vapor gerado em alta pressão e temperatura, e expande este vapor convertendo energia térmica em mecânica, pelo movimento de rotação das palhetas ligadas ao rotor da turbina, este movimento é transferido ao gerador acoplado através de um eixo, sendo o gerador associado àquele que converte energia mecânica em elétrica.
- Condensador tem a função de receber todo o fluxo de gases provenientes da turbina a vapor que, ainda, se encontra sob forma de uma mistura de vapor e condensado, retirando temperatura de modo a ter uma composição de condensado que será bombeado dentro de um circuito fechado de água.
- Des aerador tem, como o nome já indica, a função de retirar o oxigênio proveniente do condensador.

Fechando a configuração do ciclo combinado, são acrescentadas as bombas de condensado, que alimentam a caldeira de recuperação.

Ainda como definição, o ciclo Brayton é denominado “Topping” e, o ciclo Rankine é denominado “Bottoming”.

Nesta configuração a performance da planta é elevada substancialmente, traduzida na forma de geração de energia adicional e, é por esta razão, que atualmente é uma das configurações preferidas, já que nos estudos de viabilidade traz um melhor retorno para os investimentos (Figura 5.9).

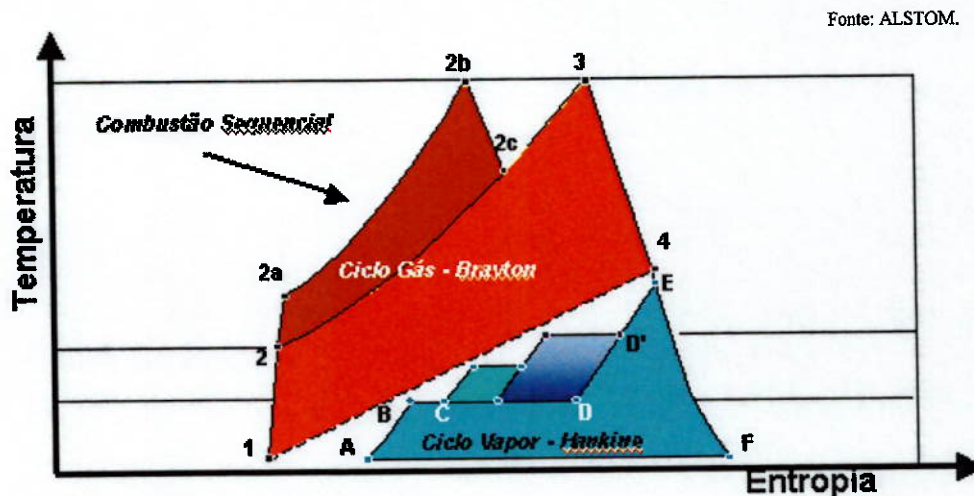


Figura 5.9. Entropia do ciclo Combinado utilizando a queima sequencial.

O gás é comprimido, no processo “1” e “2”, no compressor da turbina. O calor é adicionado a pressão constante, no processo “2” e “3”, com a queima do combustível na primeira câmara de combustão (“3” e “4”), seguida da segunda queima, no processo “4” e “5”. Finalmente o gás, expande-se nas palhetas da turbina ativa (processo “5” e “6”) liberando os gases de escape para exaustão e promovendo a conversão em energia mecânica através da rotação do eixo, e sua representação esquemática pode ser observada na figura 5.6.

Adicionalmente, verifica-se graficamente na figura 5.9, a diferença de entropia do ciclo Brayton com apenas uma câmara de combustão, “1”, “2b”, “5” e “6”, versus o sistema de queima seqüencial, com duas câmaras de combustão, “1”, “2”, “3”, “4”, “5” e “6”, respectivamente, nas cores vermelho claro e vermelho escuro. Em azul, formado pelas letras “A”, “B”, “C”, “D” e “F”, observa-se o ciclo a vapor, Rankine convencional.

5.3.1 Tipos de configuração de ciclos combinados

Em função das diferentes aplicações de geração de energia em ciclo combinado, foram desenvolvidas alternativas de configurações de plantas, como consequência direta da melhor adaptação de uma determinada planta associada à sua utilização. Essas alternativas de configuração são, não só a melhor escolha técnica de suprimento de vapor e energia elétrica, mas também, a melhor opção do ponto de vista de retorno dos investimentos na planta, isto é, quanto maior a eficiência da planta, maior será o benefício que esta determinada configuração irá trazer para o projeto em estudo.

Serão abordadas, neste capítulo, as diferenças técnicas que estes ciclos têm entre si, relacionadas, principalmente, ao ciclo Rankine, podendo apresentar variações dependendo de características e aplicações específicas. Estas diferenças estão relacionadas aos níveis de pressão de vapor gerado nas caldeiras de recuperação, podendo ser de dois ou três níveis de pressão. Basicamente, estas alternativas de níveis de pressão estão relacionadas com o projeto da caldeira de recuperação e com os equipamentos térmicos utilizados no ciclo combinado.

5.3.1.1 Ciclos combinados em dois níveis de pressão de geração de vapor

Este item enfoca a configuração do ciclo combinado em dois níveis de produção de vapor, que é considerado como sendo uma configuração de menor investimento e, que tem uma performance bastante interessante quando verificada sua viabilidade técnica e econômica. Este tipo de configuração, também traz um custo de manutenção relativamente menor, quando comparado com o ciclo de três níveis de pressão.

Tipicamente, na figura 5.10, está representado o ciclo combinado de dois níveis de pressão, onde, basicamente, a caldeira de recuperação apresenta dois circuitos de pressão de vapor. Imediatamente na saída dos gases quentes da turbina a gás está instalado o circuito de alta pressão de vapor e na sequência está representado o circuito de baixa pressão de vapor.



Figura 5.10. Ciclo combinado de dois níveis de pressão.

Conforme observado na figura 5.10, o circuito de pressão alta de vapor é assim chamado pela sua característica de instalação. Sua estrutura de tubos aletados está montada na caldeira de recuperação, logo após a saída dos gases super-aquecidos da turbina a gás, que como já discutido anteriormente, estão na ordem de 650°C. Portanto, o vapor gerado neste primeiro ciclo apresenta as maiores temperatura e pressão da caldeira de recuperação, sendo que, a título de exemplificação, é usual que se produza vapor super-aquecido na faixa de 400 a 450°C e pressão de 100 a 150 kgf/cm².

Este vapor é submetido ao estágio da turbina a vapor de alta pressão, na cor verde escuro, denominado HP, este estágio da turbina irá então expandir o vapor nas suas palhetas, provocando a rotação do seu eixo, que está rigidamente ligado ao gerador elétrico.

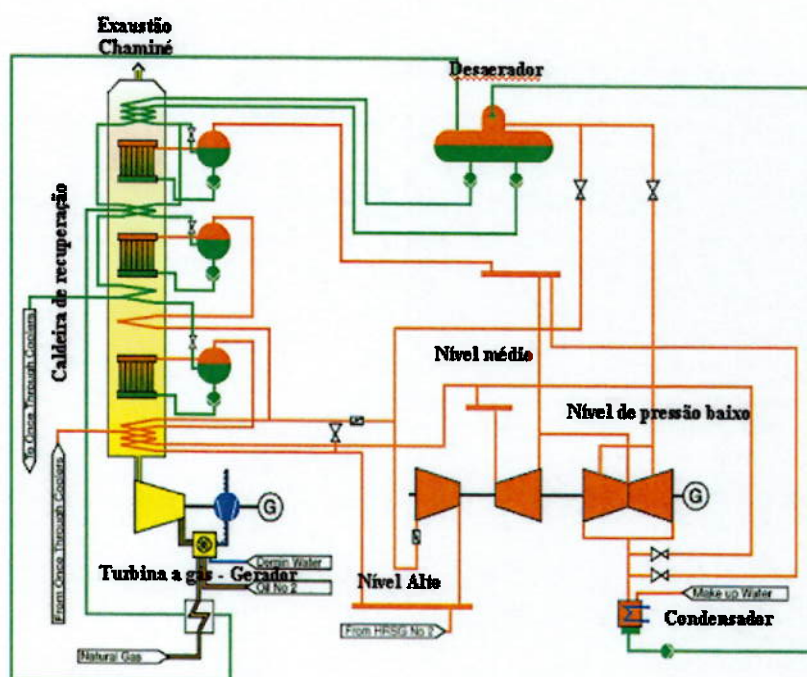
Ainda observando a figura 5.10, o nível de pressão baixo, está instalado em uma posição da caldeira que recebe os gases provenientes do nível de pressão alto de vapor, assim sendo os gases já estão resfriados pelo primeiro conjunto de tubulação. Nesta segunda estrutura de tubos aletados, a troca de calor produz vapor em pressões e temperaturas mais baixas, sendo comum se obter uma temperatura da ordem de 250°C a uma pressão de 40 kgf/cm².

5.3.1.2 Ciclos combinados em três níveis de pressão de geração de vapor

Como mencionado no item anterior, a escolha da configuração do ciclo deverá passar por um critério de análise técnico e econômico, onde os custos fixos e variáveis de uma planta irão determinar a escolha ótima a ser instalada. Um exemplo típico da escolha de um dos três níveis de pressão está no preço do gás, que via de regra, quanto maior seu custo, mais será a

necessidade de uma maior performance da planta, sempre com o objetivo de se obter uma melhor tarifa versus o melhor retorno de investimento.

Conforme se observa na figura 5.11, o circuito de pressão alta de vapor tem sua estrutura de tubos aletados montada na caldeira de recuperação, logo após a saída dos gases super-aquecidos da turbina a gás, que estão na ordem de 650°C. Portanto, o vapor gerado neste primeiro ciclo apresenta as maiores temperatura e pressão da caldeira de recuperação, sendo que, a título de exemplificação, é usual que se produza vapor super-aquecido na faixa de 450 a 500°C e na pressão de 120 a 170 kgf/cm².



Fonte: ALSTOM.

Figura 5.11. Ciclo combinado de três níveis de pressão.

Este vapor é submetido ao estágio da turbina a vapor de alta pressão, este estágio da turbina irá então expandir o vapor nas suas palhetas, provocando a rotação do seu eixo, que está rigidamente ligado ao gerador elétrico.

O nível de pressão intermediário ou médio está instalado muito próximo ao nível alto de pressão, contudo uma diferença significativa de produção de vapor é verificada, quando comparado com o nível mais alto, neste nível de pressão são produzidos vapor na faixa de 70 a 100 kgf/cm², a 200 a 300°C.

Ainda conforme a figura 5.11, o nível de pressão baixo, está instalado em uma posição da caldeira que recebe os gases provenientes do nível de pressão médio e alto de vapor, assim sendo os gases já estão resfriados pelo conjunto de tubulação precedente. Nesta terceira estrutura de tubos aletados, a troca de calor produz vapor em pressões e temperaturas mais baixas, sendo comum se obter uma temperatura da ordem de 250°C a uma pressão de 40 kgf/cm².

5.3.1.3 Planta de cogeração utilizando turbinas a gás

Uma outra configuração, bastante utilizada, principalmente no setor industrial, diz respeito às plantas de geração configuradas para fornecer vapor para um determinado processo, e como consequência desta produção de vapor, gerar energia elétrica. Esta configuração descrita como cogeração, é na maioria dos casos, referente às plantas instaladas dentro ou bastante próximas a uma instalação industrial, com a finalidade de suprimento de utilidades a um determinado processo industrial, suprindo vapor, energia elétrica, água quente, água fria, ar frio.

Nestes casos, é bastante comum que este tipo de planta venha a substituir as centrais de utilidades convencionais, que são tradicionalmente conhecidas por suprir utilidades através de sistemas separados, com prejuízo da eficiência global do processo.

Como foco desta monografia, serão limitadas as discussões às centrais de geração utilizando turbinas a gás como equipamento principal de queima do combustível disponível e, neste caso, a diferença básica na configuração de uma planta de cogeração e uma planta em ciclo combinado puro está na turbina a vapor, que pode ser projetada e construída para a finalidade de se extrair uma certa vazão de vapor, a uma dada temperatura e pressão, de forma que este vapor possa ser utilizado no processo. Estas turbinas são denominadas turbinas de extração, com ou sem condensação.

A planta de cogeração se diferencia, basicamente, de um ciclo combinado puro, pelas diferenças apresentadas no ciclo Rankine. Nestas configurações, a turbina a vapor, geralmente apresentada, é do tipo de contrapressão com extrações controladas de vapor. Na figura 5.12, a turbina a vapor é de contrapressão, com extração e condensação, sendo que, cabe ressaltar, que a ilustração é apenas exemplificação, uma vez que este tipo de turbina apresenta altos custos de instalação.

Como observado, o vapor do processo poderá ser fornecido de diferentes formas, a primeira é através de uma linha de vapor fornecida diretamente da caldeira de recuperação, que pode ser projetada para fornecer em alta ou média pressão. Outra forma, mais comum encontrada, é o suprimento de vapor através de uma extração de vapor instalada na turbina a vapor, ou seja, o vapor é retirado da turbina a vapor em uma dada posição que irá corresponder às condições de vapor que se deseja para o processo.

O vapor é então conduzido para o processo utilizado e, em dependendo das condições, este vapor é retornado na forma de condensado, para que seja reingressado no circuito de água, uma vez que se trata de uma qualidade de água bastante especial, denominada desmineralizada, de alto custo e, portanto, sempre que possível é muito importante que o condensado seja reaproveitado. Em alguns casos, cabe ressaltar, que não existem condições de se recuperar o condensado e nestes casos deverá ser previsto uma estação de tratamento de água desmineralizada para recompor o nível de água da caldeira de recuperação.

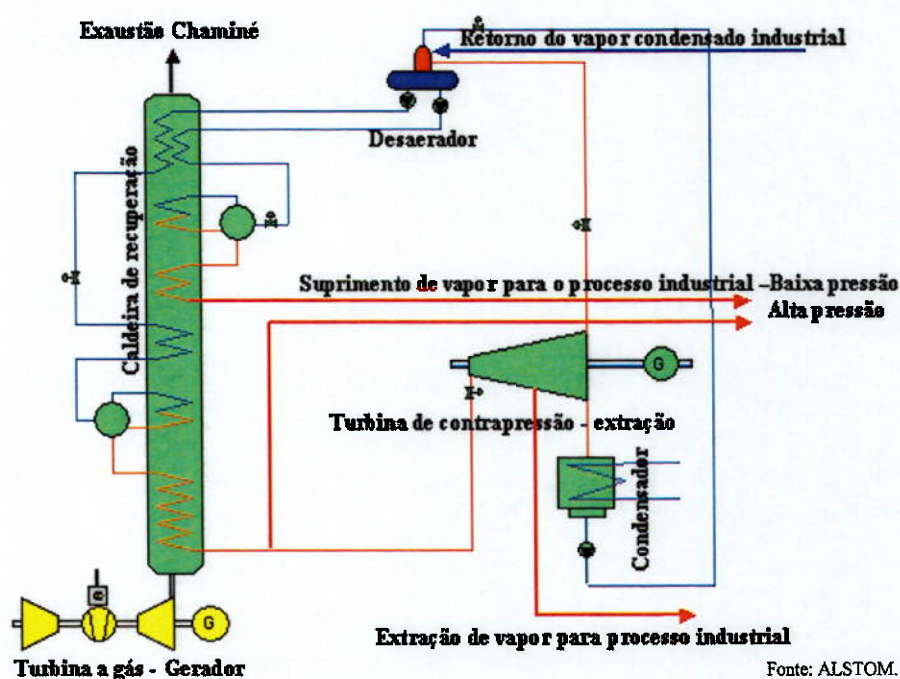


Figura 5.12. Planta de cogeração.

Este tipo de configuração é bastante utilizado nas instalações industriais brasileiras, tradicionalmente sendo encontrada em utilização nos setores de açúcar e álcool, papel e celulose, química e petroquímica, alimentícia, e recentemente, também, para as instalações em grandes condomínios ou mesmo shopping centers, onde a necessidade de suprimento de utilidades era, no passado, atendido por sistemas isolados, que apresentavam altos custos de operação e manutenção. A cogeração trouxe uma alternativa bastante interessante de custo benefício com altos índices de performance global da planta.

De qualquer forma, como aplicação de geração de energia para o sistema elétrico brasileiro apresenta ainda algumas questões quanto a sua aplicação, já que o despacho deste tipo de aplicação é fundamentalmente voltado para atendimento do processo industrial ao qual está inserido, sendo assim, o fornecimento de energia elétrica está diretamente relacionado com a produção de vapor, configurando-se como uma planta de principal atendimento no processo industrial, sendo que a geração de energia geralmente se qualifica como secundária dentro do contexto de utilidades. Isto se deve ao fato, de que a cogeração é tipicamente uma alternativa de utilização de um combustível para geração de múltiplas formas de energia e não unicamente energia elétrica.

5.4 Análise Técnica da Escolha do Tipo de Turbina a Gás e Adequação da Eficiência para a Configuração da Planta de Geração de Energia Elétrica

A procura da máxima eficiência possível de uma planta térmica é, sem dúvida, o que norteia os desenvolvimentos de novas tecnologias de turbinas a gás e suas aplicações, sendo que não poderia ser diferente, uma vez que o investimento é bastante alto.

Dentre as configurações apresentadas, a escolha daquela que melhor se aplica, irá considerar a eficiência que cada uma destas tecnologias poderá trazer ao projeto.

É bastante comum, quando em se tratando de uma instalação industrial que utiliza um ou mais combustíveis fornecendo diversos tipos de utilidades para o seu processo, que a análise de escolha do melhor tipo de configuração, avalie a configuração em cogeração, cuja melhor opção será aquela que consumir menos combustível pelo menor investimento. Deverá sem dúvida, ser capaz de produzir em uma única planta todas as utilidades necessárias para o processo.

Contudo, esta escolha da melhor configuração se torna mais complicada à medida que analisamos dentro de uma determinada configuração, os equipamentos a serem instalados, de forma que pequenas variações de investimento ou mesmo variações de configurações trarão significativas alterações no estudo técnico econômico do projeto em questão.

Para efeito de estudo serão focadas as aplicações de termelétricas a gás natural com fim próprio de geração de energia, portanto, necessariamente, o ponto de partida é a turbina a gás.

5.4.1 Tipos de turbinas a gás aplicadas aos projetos no Brasil

Existem diversos tamanhos de turbinas e diferentes tecnologias, contudo em se tratando de geração de plantas de geração com o propósito único de geração de energia elétrica, e levando em consideração somente as máquinas para 60 Ciclos, podemos limitar o número de turbinas disponíveis. Como já mencionado, o presente trabalho limitar-se-á às máquinas de tecnologia F.

Algumas turbinas a gás, classe F, 60 Hertz, podem ser relacionadas como opções para geração de energia com relação ao tamanho e a potência (Tabela 5.1).

Tabela 5.1 - Tipos de turbinas a gás, classe F, 60 Hz, disponíveis no mercado

Referência	Fabricante	Tipo de Turbina a gás	Potência (MW)
(1)	ASLTOM	GT24B	188
(2)	GE	7FA	172
(3)	SIEMENS	SGT6-5000F	198
(4)	MHI	501F3	185

(1) - Dados utilizados do catálogo ALSTOM

(2) - Dados utilizados do catálogo GE

(3) - Dados utilizados do catálogo SIEMENS

(4) - Dados utilizados do catálogo MITSUBISHI

Na tabela 5.1, observa-se que as turbinas a gás possuem características similares, no que diz respeito a potência, portanto a escolha da melhor turbina recairá sobre a performance global da planta em ciclo combinado. Para efeito desta monografia, não será eleita uma turbina como a melhor aplicação para os projetos térmicos a gás, potencialmente possíveis de serem instalados no Estado de São Paulo, mas sim listar as turbinas que terão condições de ser utilizadas nos projetos em função do seu tamanho adequado e performance compatível com as melhores opções, atualmente, disponíveis no mundo.

5.4.2 Escolha da melhor configuração, ciclo combinado versus ciclo simples

Alguns fatores são determinantes na decisão do tipo de ciclo a ser instalado: eficiência versus o preço do gás natural; condição de despacho da planta; tipo de concorrência, se de menor custo de energia gerada ou uma associação de custo de energia gerada; e, melhor eficiência.

Como cenário de discussão pode-se imaginar a condição de um de leilão de energia, onde o menor preço de energia elétrica é o escolhido como supridor, e neste caso, dependendo das condições de suprimento de gás, isto é, dos custos envolvidos no contrato de suprimento de gás, a escolha da configuração da planta poderá ser do tipo ciclo aberto ou ciclo fechado.

Esta escolha irá recair no estudo econômico e financeiro do projeto. Dependendo do custo do gás, será viável ou não, a instalação do ciclo fechado. Trata-se de uma relação direta da eficiência da planta versus os custos envolvidos na instalação dos equipamentos em ciclo fechado.

Este cálculo, basicamente, é função da diferença entre as eficiências dos ciclos fechado e aberto, portanto, a energia elétrica adicional, que se produz com o ciclo fechado, deverá ser em quantidade tal, que no momento da sua comercialização traga resultados positivos ao projeto. De outra forma, se esta energia elétrica adicional não trazer vantagens para o projeto, isto irá significar que o ciclo aberto talvez seja mais interessante para efeito de configuração do projeto.

Na prática, utilizando exemplos matemáticos, demonstrados nos próximos capítulos, tomando como condição em que o gás tem um preço inferior a 2USD/MMBTU, isto resultará na escolha do ciclo simples, utilizando turbinas instaladas em ciclo aberto, não sendo viável a instalação do ciclo combinado. À medida que aumentamos o preço do gás, a viabilidade do ciclo combinado se torna evidente e irá trazer de fato vantagens para o projeto.

Outro fator importante da escolha do ciclo é a forma de despacho da planta, isto é, quanto tempo no ano se espera operar a planta.

O fator de capacidade estará sendo detalhadamente estudado no Capítulo 6, onde a análise de sensibilidade irá investigar as variações de condição de operação da planta, quer seja em ciclo aberto ou ciclo combinado.

Para as condições brasileiras, existem diversas discussões relativas, principalmente, ao custo fixo de transporte do gás (ship or pay) e ao custo do gás propriamente (take or pay). Os custos de transporte remuneram os custos gastos na instalação da tubulação de gás, já, os custos do gás deverão retornar ao investidor, dono da exploração da fonte de gás.

Dentro do estudo de cenário dos leilões de energia, verifica-se, que é muito importante, que a condição de operação da planta esteja enquadrada nas condições do contrato de gás natural, isto significa que a operação da planta deverá levar em conta os termos de take or pay e ship or pay, que este contrato de gás irá exigir.

5.5 Conclusão

As vantagens termodinâmicas do conceito de ciclo combinado permitem que a performance desta configuração atinja níveis bastante elevados de eficiência, superando as outras configurações de plantas térmicas, acarretando um melhor custo benefício dos investimentos em uma planta de geração. Isto significa, que o ciclo combinado representa o melhor investimento possível, se considerarmos unidade de moeda por unidade de energia gerada, R\$ / MWh instalado.

Os ciclos combinados, também, representam uma melhor aplicação no que se refere às condições de operação da planta, quando necessárias as operações em carga parcial e retomada de potência, permitindo uma flexibilidade operacional para as plantas térmicas interligadas ao sistema elétrico brasileiro.

Quanto às questões ambientais, o ciclo combinado representa a melhor opção por ser menos poluidora quando comparada com as demais tecnologias de plantas térmicas existentes.

As vantagens termodinâmicas do ciclo combinado são, também, aplicadas aos ciclos de cogeração, onde existe a necessidade, além da geração de energia elétrica, também da geração de vapor associado e outras utilidades.

- Índice de confiabilidade e disponibilidade: Não existem diferenças significativas destes itens para as configurações em ciclo aberto ou fechado. O índice de confiabilidade é determinado pela média histórica de uma determinada turbina com relação ao seu índice de falha, ou seja, quantas falhas podem ocorrer durante um período de operação em uma determinada turbina. Estes índices costumam ser bastante altos acima de 98%. Com relação à disponibilidade, entendemos que está diretamente relacionado ao contrato de O&M - Operação e Manutenção da planta. Isto se deve, principalmente, porque os cronogramas de manutenções, ou mesmo, paradas não programadas estão intimamente ligados a forma que o operador cuida das condições da planta e supervisiona sua operação. De forma geral estima-se que uma planta térmica a gás necessite de 8% do tempo anual destinado a sua manutenção, portanto, é usual prever que a planta estará disponível 92% do ano para despacho. Em algumas condições especiais são solicitados índices maiores de disponibilidade, mas sempre estará atrelado ao seu risco.
- Performance da planta com relação à eficiência e potência: Existe uma clara vantagem da performance da planta em ciclo combinado com relação à de ciclo aberto, já que na condição de ciclo fechado, a eficiência da planta fica em níveis acima de 50% do aproveitamento térmico do combustível. Já para o ciclo aberto, este aproveitamento fica nos níveis de 34%. Com relação à potência elétrica é, também, fácil de constatar uma maior potência disponível no ciclo combinado, já que, adicionalmente à potência da

turbina a gás, o ciclo a vapor adiciona a turbina a vapor, que contribui com aproximadamente 50% adicional de potência elétrica, totalizando desta forma, 1,5 vezes a potência daquela de ciclo aberto.

- Condição de operação em carga plena e parcial, quanto a performance: Embora a condição de operação da planta esteja ligada diretamente à solicitação de despacho proveniente do operador do sistema elétrico, é importante discutir tecnicamente o comportamento da planta térmica a gás em diferentes regimes de operação. Na condição de operação em plena carga, ou potência de projeto, a performance da planta é atingida na sua plenitude, condição esta, parte dos testes de aceitação quando da entrega da planta ao seu proprietário, com a participação do operador da planta. As diferenças ocorrem pela característica que cada tecnologia possui e proporciona como performance. Dependendo das condições de carga parcial, isto é, dependendo da potência requerida em relação a potência nominal, que pode variar de 25 a 100% de carga, as turbinas a gás possuem diferentes respostas de acordo com sua tecnologia, mas de forma geral, é esperada uma pequena queda na performance das máquinas. Isto se deve ao fato de que em cargas parciais, a injeção de combustível é diminuída na proporção da carga, e como a rotação da máquina permanece constante na condição de sincronismo, ou seja, em 60 Hz, o compressor de ar da turbina continua ingressando uma quantidade mássica de ar, que pode estar acima daquela ideal para a mistura na câmara de combustão, mesmo que a turbina tenha a condição de controlar a abertura da entrada de ar através das palhetas ajustáveis. De qualquer forma, em cargas parciais, a condição ótima de queima na câmara de combustão pode ser alterada provocando pequenas alterações de performance. Na tecnologia demonstrada em turbinas com duas câmaras de combustão essas alterações são

menores, já que o controle sobre a combustão ocorre em duas câmaras independentes, dando mais flexibilidade no controle da busca por uma mistura ótima de combustível e ar.

- Tempo de instalação e operação comercial: Com relação ao prazo de instalação de uma planta em ciclo simples ou em ciclo combinado, é razoável que seja menor para o ciclo aberto, em função da sua simplicidade quando comparado ao ciclo combinado, esta diferença de prazo de instalação pode variar de 6 a 8 meses, portanto, para um ciclo combinado, o prazo é de aproximadamente 24 a 26 meses, e em ciclo simples pode variar de 16 a 18 meses. É interessante ressaltar, que em alguns projetos se planeja a construção da planta em etapas, ou seja, iniciando em ciclo aberto e em seguida fechando o ciclo.
- Flexibilidade Operacional: Inicialmente é importante caracterizar que, flexibilidade operacional está diretamente relacionada com a capacidade da planta em manter sua operação em atendimento a uma dada solicitação, mesmo em condições adversas de paradas programadas ou não, de alguma unidade da planta, sempre atendendo a sua finalidade primária de geração de energia em uma dada capacidade nominal. Em outras palavras, a flexibilidade operacional se refere às condições que a planta oferece como alternativa ao operador para manter sua funcionalidade, sem prejuízo do atendimento da geração requerida pela carga. A flexibilidade operacional dos ciclos aberto e fechado depende da finalidade de geração a qual uma determinada planta foi projetada. Irá depender da configuração do ciclo combinado ou mesmo ciclo aberto, com relação ao número de turbinas a gás instaladas, do projeto da caldeira de recuperação, que pode apresentar queima adicional ou não, e em caso hipotético, de falha da turbina a gás, quando o ciclo a vapor poderá operar queimando combustível diretamente na caldeira, e,

portanto, pode-se dizer que, nestes casos, o ciclo combinado poderá ser mais flexível que o ciclo aberto, justamente por esta condição de operação diferenciada.

- Tempo de partida da planta até a condição nominal: Com relação ao tempo de partida da planta em ciclo combinando ou simples, tem-se que considerar o tempo necessário de partidas das turbinas a gás e adicionalmente, também, do ciclo a vapor. Para as turbinas a gás existem diferentes condições de classificação de partida, tempos diferentes para cada condição, classificados em partida fria, pré-aquecida, e a partida quente. Os tempos estão descritos na tabela 5.2, baseados nas condições da máquina e em uma curva de tomada de carga em função do tempo, que é dado em MW / min. Os tempos necessários para partida do ciclo a vapor são maiores em função da necessidade de aquecimento da caldeira de recuperação e turbina a vapor, podendo chegar a 2 horas de aquecimento quando em condição de partida a frio.

Tabela 5.2 - Tempos necessários para partida para turbina a gás

Condição de Partida	Tempo de partida até a condição nominal da máquina	Tempo da máquina parada desde a sua última operação
Partida Quente	45 min	8 horas
Partida Pré-Aquecida	90 min	48 horas
Partida a Frio	130 min	72 horas

Fonte: ALSTOM.

- Impacto Ambiental causado pela queima do gás natural: Com relação às emissões das plantas em ciclo aberto ou ciclo fechado, quando comparadas com a utilização de outros combustíveis, estas apresentam baixos índices, como produto final da queima do

combustível. Além do CO_2 , que é um elemento resultante de qualquer processo de combustão, existe uma outra emissão conhecida como principal poluente, produto da queima de gás natural em turbinas. São as emissões de NO_x , provenientes das altas temperaturas da chama dentro da câmara de combustão, provocando a dissociação do oxigênio do ar em átomos reativos, que combinam com as moléculas de nitrogênio presentes no ar. Contudo, as tecnologias empregadas nas últimas décadas têm trazido esses níveis a índices cada vez menores. Isto se deve a utilização de tecnologias denominadas de baixa emissão de NO_x , misturadores altamente desenvolvidos capazes de limitar as emissões a níveis muito baixos. Na tabela 5.3, são apresentadas as emissões provenientes da queima de gás natural na turbina a gás, em regime de operação nominal, os valores se referem a uma planta típica de 250 MW, em ciclo combinado, sendo uma turbina a gás de 170 MW e uma turbina a vapor de 80 MW.

Tabela 5.3 - Emissões de uma térmica em ciclo combinado

Poluente	Fator de Emissão
CO_2	2,71 kg/kg gás
CO	5,5 g/s ⁽¹⁾
NO_x	20 g/s ⁽¹⁾
SO_x	2,85 g/s ⁽¹⁾
H_nC_m	1,64 g/s ⁽¹⁾
Particulados	1,14 g/s ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Valores calculados para um módulo típico de ciclo combinado de 250 MW, consumindo 1 milhão m^3 /dia de gás natural.

Fonte: Negri (2002).

6 ASPECTOS RELEVANTES DO ESTUDO DE VIABILIDADE DA INSERÇÃO DAS TÉRMICAS A GÁS NATURAL NO ESTADO DE SÃO PAULO

6.1 Introdução

Neste capítulo, com base nos conceitos e informações levantados ao longo desta monografia e referenciando os dados de forma a dar uma seqüência aos entendimentos, será discutida a viabilidade da inserção das Térmicas a Gás Natural no estado de São Paulo. Tais análises objetivam gerar conhecimentos e despertar a atenção e, também, a discussão sobre o tema, sem contudo, esgotar o assunto.

Ressalta-se que devido o tema ser bastante atual, diversas iniciativas estão sendo tomadas pelas empresas do setor de energia, exatamente no sentido de estudar as alternativas possíveis de inserção das térmicas a gás natural dentro do sistema energético brasileiro, de forma, que os investimentos efetivamente ocorram no setor e, uma vez realizados, venham a ser constantes, trazendo adequado retorno aos investimentos.

Diretamente relacionado com o tema deste trabalho, destaca-se como exemplo destas iniciativas o acordo assinado no mês de setembro de 2005, entre a Petrobrás e Eletrobrás com a finalidade principal de equacionar o atendimento às necessidades energéticas do país, combinando o uso do gás natural, dos demais combustíveis fósseis e de outras fontes de energia como a hidrelétrica e a nuclear, equacionando quanto à eficiência energética de sua utilização e às conseqüências ambientais. A partir desta parceria, serão desenvolvidos estudos que visam o equacionamento da inserção das térmicas a gás, destacando os temas relacionados com este trabalho: estudos de demanda e planejamento da oferta de energia elétrica a gás natural; estudos de otimização de sistemas hidrotérmicos; análise econômico-financeira de projetos de produção de eletricidade, de exploração e transporte de gás natural e

capacitação tecnológica para planejamento de longo prazo dos setores de energia elétrica, de gás natural, demais combustíveis fósseis e de outras fontes de energia.

Um segundo acordo assinado entre Petrobrás e o estado de São Paulo, no mês de outubro de 2005, prevê intenções para realização de atividades conjuntas, visando aumentar e flexibilizar a oferta de energia elétrica e adequar o uso do gás natural no estado. O acordo foi elaborado com a participação da Universidade de São Paulo e das Secretarias de Ciência, Tecnologia e Desenvolvimento Econômico, de Recursos Hídricos e Saneamento, do Meio Ambiente e dos Transportes Metropolitanos.

O protocolo prevê a discussão sobre o aumento da disponibilidade de água na Represa Billings, com os objetivos de incrementar a geração hidrelétrica local, melhoria da qualidade do ar na região metropolitana em função da utilização de gás natural como combustível da frota de ônibus urbanos, conversão para bicomcombustível das termelétricas de Piratininga/Nova Piratininga e RPBC Cubatão (a ser construída), e ampliação do uso do gás natural, com impacto no desenvolvimento econômico, técnico e científico, possibilitando a capacitação de mão-de-obra especializada.

Dentro da área de pesquisa acadêmica, alguns trabalhos já foram realizados com o propósito de discutir as possibilidades de inserção das térmicas a gás natural no estado de São Paulo, sendo que como referência destaca-se a Tese da Professora Eliane A. F. A. Fadigas, intitulada “Identificação de locais e opções Tecnológicas para implantação de Termoelétricas no Sistema Elétrico Brasileiro: Contribuição à Metodologia e Aplicação ao caso do Gás Natural”. O trabalho estuda as opções de tecnologias existentes e suas aplicações, não somente para térmicas a gás natural, mas, especialmente, analisa a sua instalação no estado de São Paulo, utilizando um software desenvolvido para levantar as melhores localizações para instalação de projetos.

Este trabalho dá enfoque a inserção das térmicas com relação à sua localização geográfica, sua interconexão elétrica, disponibilidade de suprimento de água, possibilidade de instalação de gasodutos para suprimento de combustível e os impactos ambientais provocados pela instalação destas plantas no Estado São Paulo. Como contribuição deste trabalho, serão relacionados estes temas com o seu respectivo impacto na avaliação técnica e econômica de um empreendimento em uma fase hipotética de análise de viabilidade.

Outro trabalho bastante interessante, que trata dos estudos de impacto ambiental provocados pelas emissões atmosféricas, com ênfase nas emissões de NO_x, provocadas pelas termelétricas a gás natural, especialmente no estado de São Paulo, é a Tese do Dr. Jean C. Negri, intitulada “Modelo preditivo da emissão e dispersão do NO_x gerado em usinas termoelétricas como instrumento de análise de inserção e capacidade de suporte regional da qualidade do ar”, na qual são discutidos os impactos ambientais das térmicas na aplicação prática de um projeto desenvolvido no estado de São Paulo, conforme item 6.3 deste Capítulo.

6.2 Escolha da Localização da Termelétrica a Gás Natural em Função da Infra-estrutura Existente em São Paulo

Em função das diversas características técnicas que envolvem tanto o projeto, quanto às instalações das usinas térmicas a gás natural, a escolha do melhor local deverá passar por um estudo criterioso quanto à existência da infra-estrutura necessária a sua instalação, haja visto que uma das grandes vantagens das térmicas a gás está justamente no fato da possibilidade de instalação junto ao centro de carga. Entretanto, para obter vantagens desta mobilidade, é necessária a verificação da interconexão elétrica ao sistema de transmissão

existente, suprimento de gás, captação e utilização de água, área disponível de terreno para instalação da planta e condições ambientais locais para dispersão das emissões.

Como ponto de partida dentro das referências mencionadas, no foco deste trabalho, e como observado em Fadigas (1998), que o propósito de um dos capítulos objetivou o estudo da escolha da localização da instalação da térmica, identificou e avaliou alternativas de geração termelétrica para o estado de São Paulo, levando-se em conta a influência das variáveis locais, suprimento de água, suprimento de combustível, modularização, proximidade a grandes centros de carga e o impacto na rede de transmissão.

Faz-se necessário resgatar alguns conceitos e ferramentas utilizados em Fadigas (1998) para desenvolvimento dos estudos. Foi utilizada uma ferramenta de análise computacional denominada SAEGET - Modelo de Análise para Seleção e Localização de Usinas Termoelétricas, desenvolvida pela CESP - Companhia Energética do Estado de São Paulo juntamente com a Promon Engenharia e a PSR - Power Systems Research. Este modelo foi desenvolvido para os estudos de seleção e localização de usinas termelétricas no estado de São Paulo e está calcado na metodologia de otimização com múltiplos objetivos.

O módulo de análise em questão foi concebido através de um algoritmo central de otimização, que é alimentado por três bancos de dados, onde são armazenadas informações pertinentes a combustíveis, tecnologias e locais de implantação, sendo complementado por duas sub-rotinas: uma de seleção de transporte e outra de cálculo de perdas na transmissão. Introduzindo a expansão desejada através de módulos de geração associados à inclusão optativa de critérios de seleção ou restrição, o programa produz uma hierarquização ou ordenação das usinas termelétricas, especificando, para cada empreendimento, a localização e detalhes técnicos, econômicos e ambientais. Na figura 6.1 apresenta-se sintetizada a estrutura do modelo.

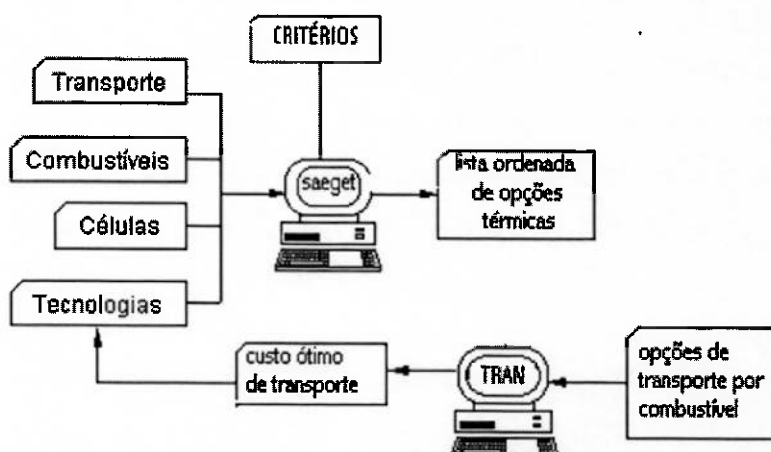


Figura 6.1. Estrutura do Modelo SAEGET. Fonte: Fadigas (1998).

Como relatório de saída o modelo SAEGET gera três tipos de relatórios:

- a) A ordenação das alternativas: a ordenação pode ser global ou por célula (ordenação das alternativas em cada célula).
- b) A listagem detalhada dos atributos utilizados na ordenação.
- c) A saída gráfica: arquivo com o melhor valor da função objetivo (“distância D”) associado a cada célula. As informações deste arquivo podem ser combinadas com uma palheta de cores, como o ilustrado na figura 6.2.

Na figura 6.2 observa-se a distribuição espacial dos custos das alternativas geradas, onde as células indicadas em branco são as de menor custo, conforme o custo aumenta, a tonalidade se torna vermelha. As células amarelas são as que ficam fora da faixa de influência do gasoduto, ou seja, foram descartadas pelo modelo por não possuírem infra-estrutura para suprimento do combustível.

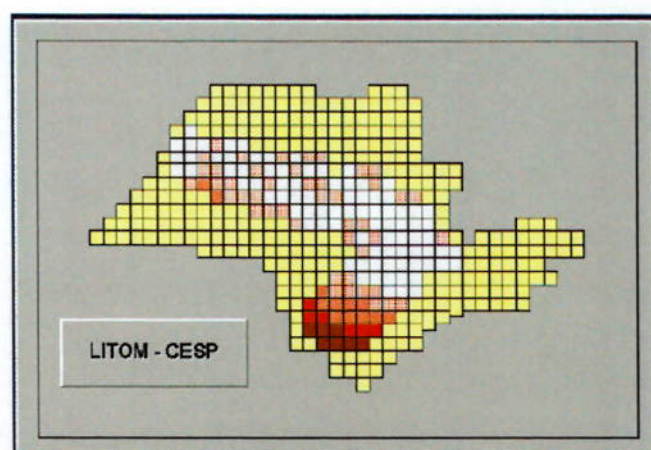


Figura 6.2. Mapa das melhores localizações para instalação das usinas Termelétricas a gás natural. Fonte: Fadigas (1998).

O estudo em referência é de grande valia para afirmar que a contribuição da existência de infra-estrutura elétrica e principalmente do gasoduto, conjuntamente com todos os demais dados relativos à alternativa de instalação da termelétrica, poderá ser em alguns casos determinante.

As informações disponíveis em Fadigas (1998), neste trabalho dá sustentação ao fato de que a área de possibilidade para instalação das térmicas poderá ser aumentada consideravelmente, na direção das novas fontes de gás natural, conforme informações recentemente divulgadas pela Petrobrás, quanto a Bacia de Santos, denominada de Mexilhões, que através de trechos relativamente pequenos de gasodutos, poderá interligar Mexilhões com o gasoduto já existente, Brasil-Bolívia, aumentando assim a área de possibilidades de instalação das térmicas.

Desta forma, adaptando a figura 6.2 ao sistema de gasodutos existentes no estado de São Paulo, tem-se uma visão mais clara das áreas que melhor se adequam à instalação das térmicas a gás, sendo que a ampliação destas áreas pode ser observada na figura 6.3, na qual,

em vermelho, estão representadas as possíveis conexões do gasoduto proveniente de Mexilhões, ainda em projeto. É importante ressaltar que as informações representadas na figura 6.3 não estão baseadas em nenhum projeto em execução, tendo apenas caráter informativo e não traduzindo a realidade de investimento por parte da Petrobrás ou outra empresa do setor. Indica apenas as possíveis interligações que poderiam trazer benefícios ao sistema existente.



Figura 6.3. Ampliação da área de possibilidades de inserção das térmicas a gás, em decorrência da integração de Mexilhões.

É interessante informar as recentes divulgações feitas pela Petrobrás, relativas ao projeto de exploração comercial da Bacia de Mexilhão, conforme figura 6.4, que prevê a produção de 15 MM m³/d, com data prevista para entrada em operação em 2008.

Mais detalhes deste projeto de exploração de Mexilhões podem ser observados nas figuras 6.5 e 6.6, sendo que estas destacam a plataforma fixa, instalada acima da lâmina d'água de 170 m, e os 2 Manifolds que estão instalados próximos à fonte de gás e que conectam os diversos poços de captação distribuídos ao longo da bacia, totalizando aproximadamente 20 km, distantes da plataforma PMXL-1.



Figura 6.4. Posição geográfica da Bacia de Mexilhões.

Como se observa na figura 6.6, referente ao projeto detalhado das instalações de Mexilhões, o gás será exportado através de um gasoduto de 34 polegadas de diâmetro, interligando a plataforma de mexilhão - PMXL a Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba - UTGCA, em Caraguatatuba, no estado de São Paulo, onde será separado o gás natural das oleofinas. Após sua compressão, o gás natural será transportado para Taubaté,

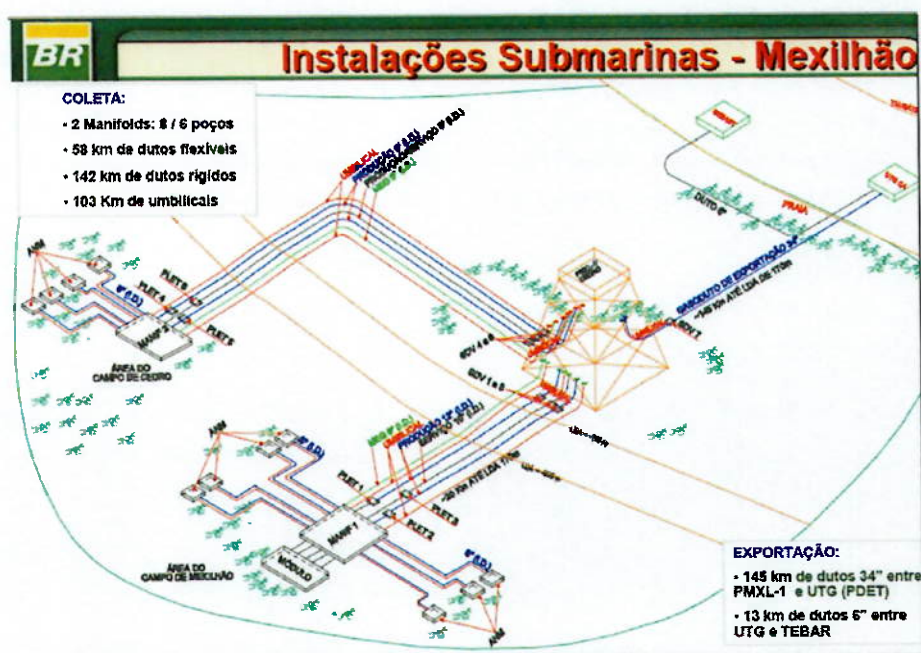


Figura 6.6. Detalhamento do projeto Mexilhões.

Dentro do contexto dos sistemas de gasodutos já existentes em São Paulo, a leitura deste projeto, leva a um entendimento, de que existem alternativas de traçados que poderão ainda sofrer alterações, em função das dificuldades encontradas nas faixas de passagem que, atualmente, já possuem algum tipo de tubulação existente. Assim sendo, neste contexto de especulação das possíveis interligações a serem adotadas, fica claro que o volume explorado é consideravelmente alto e que irá trazer estabilidade para o suprimento de gás não só para o estado de São Paulo, mas também para o Rio de Janeiro (Figura 6.4). Na legenda da referida figura, entre os trechos indicados, já existem faixas de passagem instaladas, e neste caso, será mais fácil obter as necessárias licenças ambientais para instalação dos novos trechos de gasodutos.

O destino do gás proveniente de Mexilhões ainda está em processo de discussão pela Petrobrás, e não cabe ao presente trabalho determinar o propósito de sua utilização, sendo que

o projeto em questão poderá ter entre as suas intenções, alimentar as térmicas já existentes nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, instaladas nos últimos 3 anos, a exemplo da UTE - Nova Piratininga com capacidade de consumos de 2.8 MMCD para geração de aproximadamente 600 MW, com previsão de duplicação. De qualquer modo, a possível interligação de Mexilhões irá trazer melhores condições de operação ao sistema existente, uma vez que o sistema de gasodutos necessita manter os níveis de pressão de forma a escoar o gás sem interrupção ou gargalos de fornecimento, necessitando de alimentação em alta pressão para que as perdas de carga não prejudiquem seu fornecimento contínuo de gás.

Normalmente, as tensões na saída dos geradores da planta a gás, podem ser projetadas para funcionar nos níveis de tensão de 13,8 kV, 18 kV ou 21 kV, sendo que através de um barramento, o gerador é conectado eletricamente com um transformador elevador de tensão. Este transformador eleva a tensão para níveis compatíveis ao da linha de transmissão disponível no local de instalação da planta.

Como anteriormente discutido no Capítulo 2, as linhas de transmissão em alta tensão em São Paulo, são disponíveis nos níveis de tensão 765 kV, 600 kV, 500 kV, 440 kV, 345 kV e 230 kV. Assim sendo, como fator determinante, mas não conclusivo, é interessante que a planta esteja localizada próximo a uma destas linhas de transmissão, com a finalidade de reduzir os custos de conexão às mesmas.

Outra consideração, que deve ser feita, refere-se aos benefícios ao sistema de potência existente, com a inserção de novas fontes de geração próximas ao centro de carga da cidade de São Paulo. Estes benefícios são quantificados através da análise do fluxo de potência nos sistemas de transmissão, sendo que, como discutido nos capítulos anteriores, esse fluxo de potência é sempre no sentido de importação de energia, e, devido ao constante crescimento da demanda nos grandes centros consumidores do estado de São Paulo, há a necessidade

periodicamente de novos investimentos nas linhas de transmissão para manter a qualidade da energia.. Esta qualidade de energia se refere à manutenção dos níveis de tensão , frequência e carregamento adequado da linha sendo estas variáveis levantadas nos estudos apropriados. O ONS executa a análise de fluxo de carga das linhas para a identificação das necessidades de melhorias da qualidade como também do aumento de capacidade das redes.

Conforme informação verbal dada pelo Dr. Dorel, fica evidente que as térmicas a gás natural trazem inúmeras vantagens ao sistema elétrico, além disso, quando estas são instaladas próximas ao centro de carga, utilizam as linhas de transmissão existentes, evitando os custos adicionais de instalação de uma planta de geração longe dos centros de carga. Desta forma, é explícito que as térmicas junto aos centros de carga trazem benefícios, que deveriam ser revertidos entre as diversas opções de geração dependendo da sua localização, de forma justa na competição.

6.3 Análise de Alternativas de Configuração de Térmicas a Gás

6.3.1 Ferramenta de análise econômica financeira como sustentação de argumentação

Qualquer projeto de geração, analisado na sua forma empresarial, deverá demonstrar sua viabilidade técnica e econômica, e que os investimentos de capital feitos pelos proprietários deverão retornar um ganho de capital compatível com o mercado, através dos contratos de venda de energia, definidos como recebíveis, sendo que por sua vez, estes deverão garantir a remuneração adequada do capital empregado, dando um retorno aos investimentos realizados, em um dado período. Sendo assim, é muito importante que haja sustentação econômica para toda a argumentação técnica discutida.

Com a finalidade única de sustentação dos dados apresentados, através de sua variação e sensibilidade econômica em uma determinada condição de projeto, utilizando o método FCD - Fluxo de Caixa Descontado, será utilizada uma ferramenta de análise econômica financeira.

A ferramenta em questão foi desenvolvida especialmente com o propósito acadêmico deste trabalho, utilizando os conhecimentos e informações adquiridos durante o curso de MBA - Energia, na Disciplina de Finanças Aplicadas a Projetos, no software Microsoft Excel, é baseada nas funções comumente utilizadas e conhecidas, como Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno, desenvolvido em uma condição hipotética de fluxo de caixa, sob a ótica do investidor. A intenção do uso da presente ferramenta é acadêmica, não tem a intenção de comprovação dos números apresentados, mas sim, o seu comportamento e a variação dentro do contexto de análise de sensibilidade e mensuração do impacto, que um determinado custo pode causar ao projeto como um todo.

De forma hipotética, mas em uma condição prática, este software pretende simular um investidor que irá escolher a melhor opção de investimento de uma térmica a gás natural em São Paulo, com a finalidade de venda de energia ao distribuidor, no ambiente ACR, ou mesmo, para uma venda de energia por contratos bilaterais dentro do ambiente ACL, comparando os investimentos necessários para implantação do projeto, tais como: contrato de compra dos equipamentos da térmica a gás, contrato de fornecimento de gás natural, contrato de operação e manutenção, interconexões elétricas com linha de transmissão existente, sempre com o olhar crítico de um investidor e levando em consideração as condicionantes inerentes ao negócio.

É importante esclarecer, que este software foi desenvolvido com a finalidade de estudar a sensibilidade das grandezas que envolvem um projeto deste porte, portanto não tem

a intenção de informar valores e assegurar que retratam a realidade atual de projetos desta natureza. A experiência mostra que cada projeto possui as suas características próprias e diferem, mesmo quando são baseados na mesma configuração técnica da planta, sendo similares nos aspectos comerciais.

Com a finalidade única de esclarecimentos relativos, ainda, ao modelo de negócio em questão, o presente trabalho será baseado em um modelo de Empresa de Propósito Específico, onde os investidores se associam e criam uma empresa, que irá constituir uma pessoa jurídica, e esta por sua vez irá coordenar e representar as empresas investidoras. Será discutido não só os contratos relativos a esta empresa, mas também a procura aos bancos para aporte financeiro no projeto em questão.

Na figura 6.7, pode ser visualizada uma típica estrutura de negócio, onde os investidores juntamente com os bancos, fazem o aporte de capital necessário, e através dos contratos representados, alocam com aquelas entidades que estão mais aptas a conviver com os riscos do negócio, os riscos inerentes ao projeto da melhor forma possível.



Figura 6.7. Estrutura do projeto na modalidade EPE - Empresa de Propósito Específico.

Alguns termos demonstrados na estrutura do projeto na modalidade EPE - Empresa de Propósito Específico (Figura 6.7) são melhor esclarecidos:

- **EPE - Empresa de Propósito Específico:** é a empresa que irá investir em um projeto através dos leilões de energia nova, dentro do ambiente denominado ACR, ou mesmo no ambiente ACL.
- **Investidores:** são os proprietários do projeto que irão investir o capital necessário para constituição do negócio, na proporção definida previamente.
- **Contrato de Venda de Energia:** é um dos principais contratos desta estrutura, responsável pelos recebíveis do negócio, nos quais efetivamente o projeto irá se apoiar quanto a sua viabilidade econômica, razão pela qual, muitos dos projetos que irão participar nos leilões de energia nova, estão interessados, para que possam através de contratos de longo prazo, dar sustentação aos investimentos.

Normalmente, por questões de alocação correta de riscos, estas entradas de dados serão relacionadas diretamente com o contrato ao qual o seu risco é melhor alocado. Esta alocação de riscos segue o princípio de que o custo deve ser alocado com o contrato que melhor se apresente para sua mitigação e obviamente, como representantes destes contratos, estão as empresas especialistas, cada uma no seu negócio de atuação, tendo a capacidade de absorver o respectivo risco de forma a conviver com estes durante a validade do contrato, trazendo tranquilidade aos investidores e bancos quanto ao sucesso de seus investimentos. Como suporte de análise dos investidores, representado na figura 6.7, é necessário definir a base de dados de entrada para análise das alternativas de investimento da térmica, sendo que estes são apresentados nas figuras 6.8 a 6.13, seguidos de suas respectivas definições.

Dados Gerais do Projeto	Unidade
Taxa interna de retorno do investimento próprio	% / ano
Entrada em Operação Comercial	data
Tempo de Operação da Planta	máx. 30 anos
Custo de desenvolvimento do projeto	k\$
Custo total do Projeto	k\$
Custo Específico do Projeto	\$/kW instalado

Figura 6.8. Dados gerais do projeto e formação da Empresa de Propósito Específico.

- Taxa interna de retorno do investimento próprio:** é a taxa interna de retorno que o investidor pretende ganhar sobre os investimentos próprios. Irá definir se o projeto é ou não interessante sob a ótica empresarial, sendo que, normalmente, este ganho de capital deverá ser adequado ao nível de risco do projeto, ou seja, quanto mais risco, maior deverá ser a taxa de retorno. A título deste trabalho será adotada uma taxa inicial de 15% ao ano, sendo que, realizar-se-á uma sensibilidade deste valor, com a finalidade de verificar seu impacto no projeto.
- Entrada em operação:** é o período inicial a que se pretende iniciar a partida comercial do projeto em questão, normalmente este período deverá levar em conta o tempo necessário para todas as atividades de desenvolvimento do projeto, somado ao tempo necessário de instalação de planta. Apenas como ilustração podem ser listadas as principais atividades e o tempo relacionado às mesmas:
 - Estudos ambientais incluindo as devidas aprovações junto aos órgãos ambientais competentes, com a LI - licença de instalação emitida, para início das obras, normalmente de 1 a 2 anos.

- b) Estruturação financeira desde a apresentação do projeto até sua aprovação junto aos bancos, e liberação dos pagamentos para construção da planta. Normalmente esta liberação de pagamento está diretamente relacionada com a efetiva aprovação da instituição financeira, dos termos contratuais de todos os contratos relacionados ao projeto. Isto se deve em função de que em alguns casos, o banco pode ser co-proprietário da planta. Portanto, o tempo necessário para liberação dos pagamentos está relacionado com os demais tempos de desenvolvimento do projeto.
- c) O tempo de instalação da planta em ciclo combinado é de aproximadamente 24 a 28 meses dependendo das características da planta, como facilidade de acesso para transporte dos equipamentos, liberação de equipamentos importados junto aos órgãos aduaneiros, exigências ambientais, e outras atividades pertinentes à construção da planta.

Portanto o tempo total de desenvolvimento do projeto somados ao tempo de instalação da planta pode variar de 3 a 3,5 anos.

- **Tempo de operação da planta:** é o período total de estudo do projeto, dado em anos. O tempo de avaliação da planta adotado será de 15 anos.
- **Custo de desenvolvimento do projeto:** é o custo relacionado ao empreendedor, onde são computados os valores de todos os custos relativos às atividades de sua responsabilidade, como estudos ambientais e licenças, compra do terreno, custos com advogados na execução dos contratos, custos relativos à engenharia do empreendedor, e demais custos pertinentes ao projeto, este valor é dado em unidade monetária.
- **Custo total do projeto:** é o custo total do projeto, somando a parcela relativa à instalação da planta ao custo de desenvolvimento do projeto, este valor é dado em unidade monetária.

- **Custo específico do projeto:** é o custo total do projeto dividido pela potência elétrica, utilizada como um fator de balizamento do projeto com outros projetos similares, este valor é calculado como \$/kW instalado. É prática comum que se calcule, também, o custo específico do contrato de fornecimento da planta sem impostos, com a finalidade de comparação com outros projetos internacionais.

Dados Financeiros	Unidade
Fator de Desconto para cálculo do VPL	% p.ano
Tempo para amortização do principal da dívida	Anos
Taxa de Juros para o financiamento	% p.ano
Taxa de depreciação	% p. ano
Imposto de renda sobre o lucro	% p. ano
Impostos sobre a compra dos equipamentos, II, IPI, PISCOFINS	k\$
Taxa de Juros durante construção	% p.ano

Figura 6.9. Estrutura financeira e estudo econômico do Projeto.

- **Fator de desconto para cálculo do VPL:** é o fator de desconto, dado em %, a ser aplicado na fórmula de VPL, dos lançamentos futuros do fluxo de caixa, despesas e receitas, e ano longo da operação comercial do projeto que são trazidos ao valor presente através deste desconto.
- **Tempo para amortização do principal da dívida:** é o tempo total requerido pelos bancos, para o pagamento da dívida financeira contraída pelo projeto.
- **Taxa de juros para o financiamento:** é a taxa de juros bancária requerida para efetivação do financiamento. Em função das altas taxas de juros aplicadas sobre o capital

nacional, quando o financiamento é tomado em reais, normalmente o investidor irá buscar instituições financeiras internacionais, onde a taxa de juros é mais baixa, ao redor de 6 a 8%.

- **Taxa de depreciação:** é a parcela que se permite descontar dos impostos relativos aos ativos fixos da empresa, de acordo com a lei em vigor, apenas 5% do total investido com os ativos são autorizados a serem descontados anualmente.
- **Imposto de renda:** é o imposto a ser pago de acordo com a lei que incide sobre o lucro da empresa, atualmente o imposto sobre a receita líquida é de 30%.
- **Impostos sobre a compra dos equipamentos, II, IPI, PISCOFINS:** é a parcela a ser recolhida ao governo, relativa aos impostos incidentes sobre a compra de equipamentos e serviços relativos à planta.

Venda de Energia e Utilidades		Unidade
Fator de Utilização	[= 8760 h/ano]	%
Preço da Eletricidade		\$/MWh
Pagamento por Capacidade		\$/kW instalado
Reajuste sobre o Preço de Energia		% anual
Preço esperado para o Vapor	COGEN	\$/GJ
Reajuste do preço do Vapor		% p.ano

Figura 6.10. Contrato de venda de energia e demais utilidades.

- **Fator de utilização:** é uma indicação de expectativa de tempo de operação da planta no decorrer de um período, normalmente este índice não corresponde aos termos

estabelecidos em contrato de venda de energia, por se tratar de uma questão de despacho através do operador nacional do sistema elétrico.

- **Preço da eletricidade:** preço de venda da eletricidade esperado para o projeto. O preço de venda de energia é fundamental para a determinação da viabilidade do negócio, sendo que poderá ser binomial ou não, dependendo das condições do contrato, poderá estar dividido em parcela fixa e variável, sendo que a parcela fixa remunerará todos os custos fixos relativos ao projeto. A parcela variável remunerará os custos variáveis, que incorrem somente quando da solicitação de despacho da planta.
- **Pagamento por capacidade:** como já mencionado, é a parcela de preço da venda de energia, indicado em \$/MW, a ser recebida mesmo quando a planta não opera. É necessário que se discuta os custos a serem incluídos nesta parcela, que será principalmente para garantir a remuneração dos ativos investidos.
- **Preço esperado para o vapor:** preço esperado para a venda de vapor, é determinado, somente nos casos em que a planta seja projetada para fornecimento de vapor de processo, sendo dado em \$/ton.
- **Reajustes esperados para correção do preço de venda de energia e vapor:** todo contrato prevê um índice de reajuste de preços, que poderá ser baseado em um índice ou mesmo em uma fórmula, sendo que é prática comum utilizar o IGPM, em função da influência da variação do Dólar na sua formulação. Estes são dados em %, a ser aplicada a cada período.

Dados Técnicos da Planta	Unidade
Tipos de Alternativas de plantas	
Custo do projeto em regime de empreitada – EPC	k\$
Período de construção da Planta	Meses
Potência Elétrica Líquida	MW
Produção de vapor	MJ/s
Heat Rate Líquido	BTU, LHV/kWh
Eficiência Líquida	%

Figura 6.11. Contrato de fornecimento da planta na modalidade de empreitada global.

- **Tipos de alternativas de plantas:** identifica as alternativas a serem estudadas e comparadas entre si, para escolha da melhor configuração.
- **Custo base do projeto em regime de empreitada:** é o custo total das obras de implantação do projeto sob o regime de empreitada global, a figura de uma empresa, com experiência comprovada em projetos similares, assumirá a responsabilidade pela execução de todas as obras até o início de operação comercial da planta, sendo que este valor é dado em unidade monetária.
- **Período de construção da planta:** refere-se ao prazo necessário para execução dos serviços de instalação da planta, em meses.
- **Potência elétrica líquida:** é a potência elétrica da planta, dada em MW, já tendo sido descontados os consumos auxiliares da planta.
- **Produção de vapor:** em casos de necessidade de fornecimento de vapor superaquecido para um dado processo, é dado em MJ/s.

- **Heat Rate líquido:** é o indicador de consumo da planta de geração, em função do consumo de um combustível em kJ ou kcal para geração de 1 kWh.
- **Eficiência líquida:** é a eficiência de uma máquina ou planta, dada em %. É o mesmo que o Heat Rate, em função da unidade de tempo segundos, ou seja, 3600 s/Heat Rate.

Dados do Combustível	Unidade
Preço do Combustível	\$/MMBTU
Poder Calorífico do Gás Natural	kcal/m ³
Reajuste do preço de Combustível	%/ano

Figura 6.12. Contrato de suprimento de combustível.

- **Preço do combustível:** é o custo do combustível a ser suprido à termelétrica, sob um contrato de energia, em uma dada característica de fornecimento do gás. O preço é dado em unidade de custo por unidade de energia, \$/MMBTU. Para efeito de estudos e análises serão feitas referências aos preços divulgados pela Comgás.
- **Poder calorífico do gás natural:** é o poder calorífico relacionado ao custo, é denominado de PCS - Poder Calorífico Superior ou de PCI - Poder Calorífico Inferior. Normalmente, os contratos de venda de gás natural são baseados no PCI, que apresenta uma redução de 10% em relação ao PCS. A unidade é dada em energia por unidade de volume, kcal/m³, ou mesmo, BTU/m³.
- **Reajuste do preço de combustível:** todo contrato prevê um índice de reajuste de preços, sendo que, especialmente no caso do gás natural, foi negociado com a Bolívia, um reajuste, baseado em uma cesta de produtos internacionais derivados de petróleo, comercializados em moeda forte. Devido a estas condições negociadas, o reajuste do gás

proveniente desta fonte segue os mesmos critérios, mesmo que sejam distribuídos internamente no Brasil. Este assunto é abordado em mais detalhes neste trabalho, inclusive em função dos trabalhos de discussão da Lei do Gás, independente do petróleo, em andamento no Congresso Nacional.

Custos Operacionais da Planta	Unidade
Custo variável de Operação e Manutenção	\$/MWh
Custos Fixos de Operação e Manutenção	\$/kW, ano
Reajuste dos custos de O&M - Operação e Manutenção	% p.ano
Disponibilidade da Planta	%

Figura 6.13. Custos relativos à operação e manutenção da planta e contrato de O&M - Operação e Manutenção.

- **Custo variável de operação e manutenção:** são os custos variáveis pertinentes à operação da planta, do ponto de visto do investidor. Dentro destes custos, está, por exemplo, a parcela de gás que não é definida como Take or Pay e a parcela variável do Ship or Pay. Para melhor entendimento, é importante ressaltar que o contrato de O&M - Operação e Manutenção da Planta, trata da definição de todos os procedimentos de operação de planta com uma empresa com comprovada experiência na atividade, e que não é responsável pelos custos de gás natural, mas sim pela programação de paradas, na correta operação da planta obedecendo às práticas de mercado.
- **Custos fixos de operação e manutenção:** do ponto de visto do investidor, são os custos fixos pertinentes à operação da planta. A parcela do contrato de gás definido como Take or Pay, por exemplo, é incluída como uma parcela destes custos.

- **Disponibilidade da planta:** é o tempo relativo ao período anual, que se pretende manter a planta em condição de operação, normalmente é um item do contrato de O&M, em casos de necessidade de fornecimento de vapor superaquecido para um dado processo, é dado em MJ/s.

6.3.2 Resultado da análise econômica financeira das alternativas de plantas térmicas

Adicionalmente aos argumentos utilizados no Capítulo 5, onde foram comparadas duas configurações de térmicas a gás, em ciclo aberto e em ciclo combinado, sob o aspecto econômico, neste item, será estudada a sensibilidade de ambas as alternativas, variando-se a condição de despacho anual e o preço do combustível.

Como premissa, será imposto ao cálculo, sobre os investimentos feitos pelos proprietários e investidores do projeto, um retorno garantido de 15% ao ano, garantindo, também, aos bancos, um retorno de 12% ao ano. Ressalta-se que para financiamentos bancários internacionais este retorno de 12% ao ano é excessivo, sendo que no presente contexto o valor é apenas didático. O custo de geração para venda de energia ao distribuidor será considerado na condição cheia, incluindo todos os custos pertinentes ao negócio, custos fixos e variáveis, independente do despacho da planta.

As seguintes alternativas foram selecionadas, para esta primeira análise, conforme é mostrado nas figuras 6.14 a 6.19, seguidas de alguns esclarecimentos relacionados.

Dados Técnicos da Planta	Unidade	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Tipos de Alternativas de plantas		Ciclo Simples 150 MW 1 x TG	Ciclo Combinado 250 MW 1 x TG	Ciclo Combinado 500 MW 2 x TG	Ciclo Combinado 750 MW 3 x TG
Custo do projeto em regime de empreitada – EPC	k\$	50.100	150.000	300.000	450.000
Período de construção da Planta	Meses	20	24	24	24
Potência Elétrica Líquida	MW	150	250	500	750
Heat Rate Líquido	kJ,LHV/kWh	11.500	6.800	6.800	6.800
Eficiência Líquida	%	31,3	52,9	52,9	52,9

Figura 6.14. Dados técnicos da planta.

- **Custo do projeto em regime de empreitada - EPC:** em função da escolha de máquinas de alta eficiência, denominadas classe F, como custo de instalação da planta, foram adotadas referências mundiais de projetos similares, utilizando turbinas similares. O custo adotado foi de 350 USD/kW instalado, para configurações de térmicas a gás em ciclo aberto e de 600 USD/kW instalado, para ciclo combinado, significando que para uma máquina de 150 MW em ciclo aberto, o custo estimado de instalação da planta foi calculado como USD 52.500.000. O mesmo raciocínio se aplica para as alternativas 3 e 4. Para efeito de direcionamento dos trabalhos estaremos comparando as Alternativas 1 e 3.
- **Performance (potência elétrica líquida e eficiência):** para efeito de análise foi considerada a performance das alternativas já nas condições locais hipotéticas de instalação em São Paulo, próximas ao centro de carga, com temperatura média anual de 21°C e altitude de 700 m em relação ao nível do mar.

É característica das turbinas a gás a sua performance ser mais alta, quando instaladas em altitudes próximas ao nível do mar e em temperaturas baixas, isto devido às diferenças de pressão que exercidas sobre o ar, alteram sua densidade. Assim, quanto maior a pressão, maior será a densidade do ar, ocasionando maior rendimento no processo de combustão.

Dados Gerais do Projeto	Unidade	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Taxa interna de retorno do investimento próprio	% / ano	15 %	15 %	15 %	15 %
Entrada em Operação Comercial	Data	20 meses após LI – Licença de Instalação	24 meses após LI – Licença de Instalação	24 meses após LI – Licença de Instalação	24 meses após LI – Licença de Instalação
Tempo de Vida Útil da Planta	máx. 30 anos	25 anos	25 anos	25 anos	25 anos
Custo de desenvolvimento do projeto	k\$	21.000	60.000	120.000	180.000
Custo total do Projeto	k\$	73.500	210.000	420.000	630.000
Custo Específico do EPC	\$/kW instalado	350,00	600,00	600,00	600,00
Custo Específico do Projeto	\$/kW instalado	490,00	840,00	840,00	840,00

Figura 6.15. Dados gerais do projeto.

- **Taxa interna de retorno do investimento próprio:** como já mencionado, a taxa de retorno depende de cada investidor, no presente caso prático, a taxa de retorno mínima para o investimento próprio por período será de 15%.
- **Entrada em operação comercial:** em função de recentes divulgações relativas ao tempo necessário para realização dos estudos ambientais em projetos de geração estarem ultrapassando as expectativas, é importante mencionar que só se inicia a instalação da

planta após a liberação da LI, portanto para efeito de estudos será calculado após o início das obras, contados após a liberação da LI.

Dados Financeiros	Unidade	Valores
Fator de Desconto para cálculo do VPL	% p.ano	12 %
Tempo para amortização do principal da dívida	Anos	12 Anos
Taxa de Juros para o financiamento	% p.ano	8 %
Taxa de depreciação	% p. ano	5 % dos ativos
Imposto de renda sobre o lucro	% p. ano	30 %
Impostos sobre a compra dos equipamentos, II, IPI, PISCOFINS	k\$	...

Figura 6.16. Dados financeiros.

Venda de Energia e Utilidades		Unidade	Unidade
Fator de Utilização	[= 8760 h/ano]	%	92 %
Preço Eletricidade		\$/MWh	47 \$/MWh
Pagamento por Capacidade		\$/kW instalado	Não considerado
Reajuste sobre Preço de Energia		% anual	Não considerado
Preço esperado para o Vapor	COGEN	\$/GJ	Não considerado
Reajuste do preço do Vapor		% p.ano	Não considerado

Figura 6.17. Contrato de venda de energia e utilidades.

Dados do Combustível	Unidade	Valores
Preço do Combustível	\$/MMBTU, <u>HHV</u>	3
Poder Calorífico do Gás Natural	kcal/m ³	9.400
Reajuste do preço de Combustível	%/ano	Não Considerado

Figura 6.18. Contrato de suprimento de combustível.

Custos Operacionais da Planta	Unidade	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Custo variável de Operação e Manutenção	\$/MWh	2,50	3,00	3,00	3,00
Custos Fixos de Operação e Manutenção	\$/kW, ano	1.350.000	2.250.000	3.500.00	5.000.000
Reajuste dos custos de O&M - Operação e Manutenção	% p.ano	Não considerado	Não considerado	Não considerado	Não considerado
Disponibilidade da Planta	%	92 %	92 %	92 %	92 %

Figura 6.19. Contrato de operação e manutenção da planta.

Mediante ao exposto, podem ser apresentados os resultados, observados nas figuras 6.20 a 6.24, quanto à análise da sensibilidade da variação do VPL para as alternativas listadas.

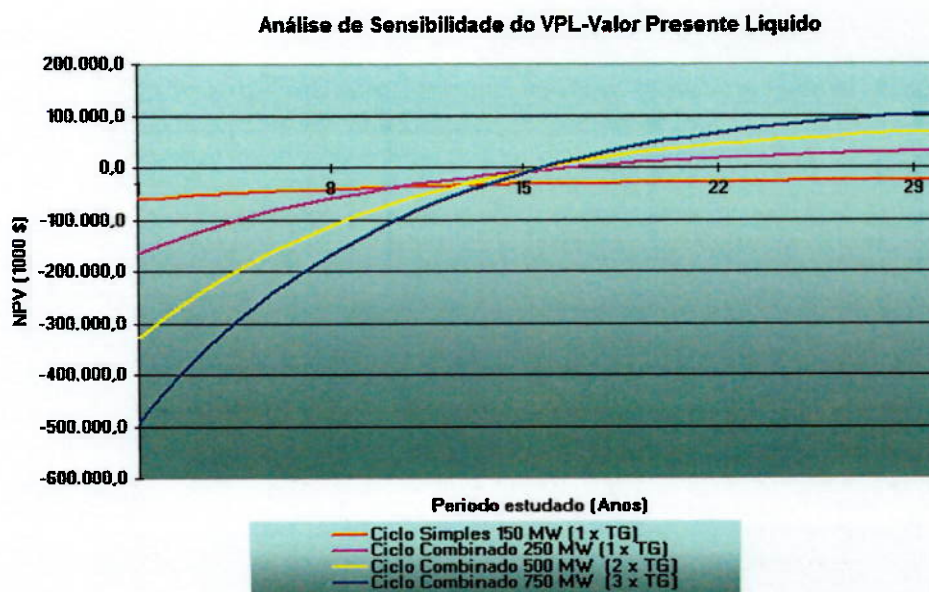


Figura 6.20. Resultados da análise de sensibilidade do VPL.

Uma primeira análise da figura 6.20 indica uma clara desvantagem para o ciclo aberto com relação às demais alternativas. Isto se deve, como já explicado no Capítulo 5, que em função do consumo específico individual das turbinas a gás utilizadas serem o mesmo, as configurações em ciclo combinado apresentam maior geração de energia e, portanto, maior performance relativa, e em função do custo elevado de gás, o ciclo aberto não se faz viável nestas condições. Cabe ressaltar que a análise leva em conta, o custo de geração cheia, fixa em 112,80 R\$/MWh.

Uma das possibilidades de viabilização do ciclo aberto estaria na variação do preço de gás e no fator de despacho da planta, sendo que é necessário entender, que dependendo das condições de despacho da planta, a análise pode ser alterada.

Na figura 6.21, observa-se que a planta é remunerada somente quando gera energia, nesse caso, então, a viabilidade da térmica estará dependente do preço do gás, que deve estar abaixo de 2 USD/MMBtu. Também, irá depender das condições de contrato de energia, com relação à sua operação anual. Em outras palavras o ciclo aberto será viável em condições de baixo custo de combustível e deverá ser remunerado pela sua capacidade de geração em MW e não pelo despacho.

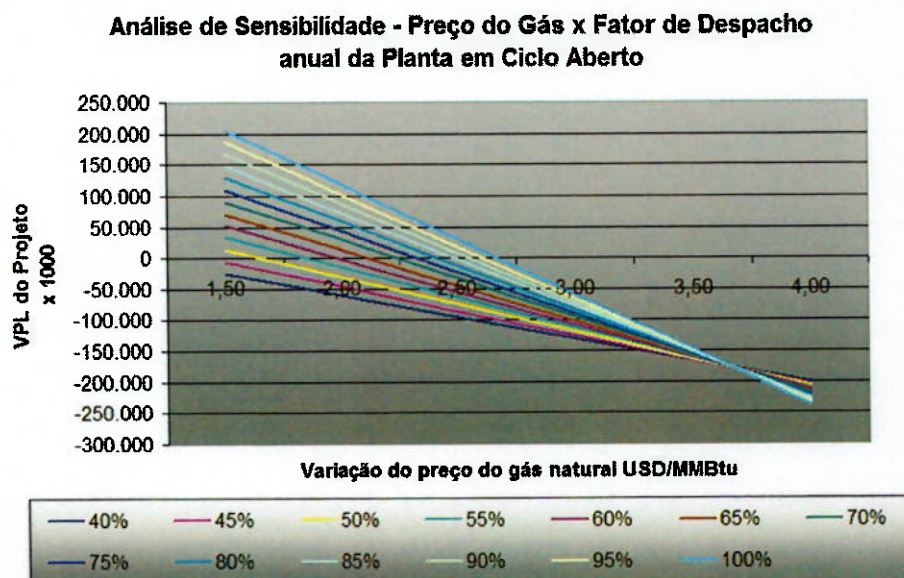


Figura 6.21. Resultado da análise de sensibilidade do VPL para o ciclo aberto, com a variação do preço de gás e fator de despacho da planta.

Situação semelhante foi verificada no programa das Térmicas Emergenciais, que ofereceu altas tarifas de energia, e em condição de pagamento por capacidade declarada, ou seja, operando ou não, a planta foi remunerada. Nestes casos, quanto menor for o investimento melhor será o retorno do negócio, já que a tarifa determina o teto de recebíveis.

Na figura 6.21, nota-se, ainda na análise das curvas da alternativa em ciclo aberto, a existência de um ponto de inversão das curvas, onde as séries tinham um melhor comportamento em relação ao VPL, invertendo a situação e se tornando piores que as demais. Este ponto de inversão ocorre quando o preço do gás é de, aproximadamente, 3,6 USD/MMBtu, sendo que, esta inversão, basicamente, pode ser explicada pelo fato de que para os preços mais elevados de combustível, o despacho ótimo tenderia a um menor tempo possível de operação, em função do grande impacto do preço do gás na tarifa de custo de energia.

Esta situação fica mais clara quando a composição de custo de geração para esta alternativa é visualizada (Figura 6.22).

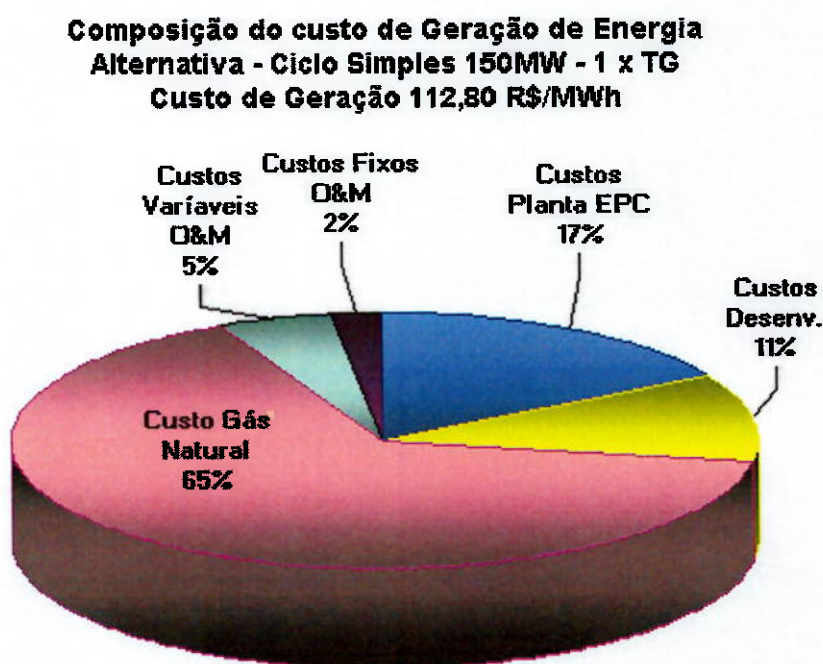


Figura 6.22. Composição do custo de geração de energia - Ciclo Aberto 150MW.

Notadamente, os custos com gás natural, em uma situação de operação de 92% do tempo, são bastante impactantes, seguidos dos custos de instalação da planta e desenvolvimento do projeto.

Justamente, pela alta participação do custo do gás na composição do custo de geração na alternativa do ciclo aberto, que esta somente será viável em condições específicas, em que a eficiência não é privilegiada, geralmente porque o custo do gás está abaixo de 1,5 USD/MMBtu.

Em uma segunda análise, na figura 6.23, observam-se, para efeito de comparação, os resultado da análise de sensibilidade do VPL para o ciclo combinado com a variação do preço de gás e fator de despacho da planta com relação ao Ciclo Combinado.

Diferentemente do observado para o ciclo aberto, para alternativa de 500MW em ciclo combinado, as curvas são mais estáveis em relação ao preço do gás. Nesta análise o custo de geração de energia é fixo em 112,80 R\$/MWh, e as variações apresentadas levam em consideração o preço do gás em diferentes níveis. Como esperado, as melhores situações ocorrem quando a planta opera próximo ao despacho máximo. Em outras palavras, isto significa que os menores custos de geração ocorrem quando se prevê que a planta irá operar próximo ao despacho máximo. A composição de custo da energia gerada pode ser observada na figura 6.24.

Como uma das conclusões possíveis, da comparação entre as alternativas de plantas em ciclo aberto e ciclo combinado, é que para um dado custo de energia, próxima ao ponto de equilíbrio do projeto, com taxa de retorno para os investidos na faixa de 15%, e considerando ainda um preço de combustível compatível com a produção brasileira, a melhor alternativa sempre será o ciclo combinado.

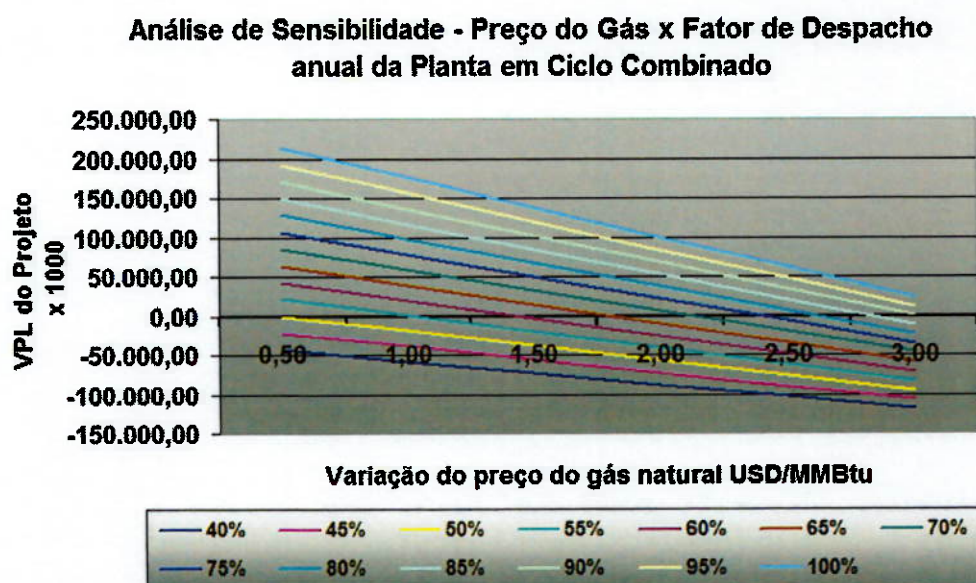


Figura 6.23. Resultado da análise de sensibilidade do VPL para o ciclo combinado, com a variação do preço de gás e fator de despacho da planta.

**Composição do custo de Geração de Energia
Alternativa - Ciclo Combinado 500 MW - 2 x TG
Custo de Geração 112,80 R\$/MWh**

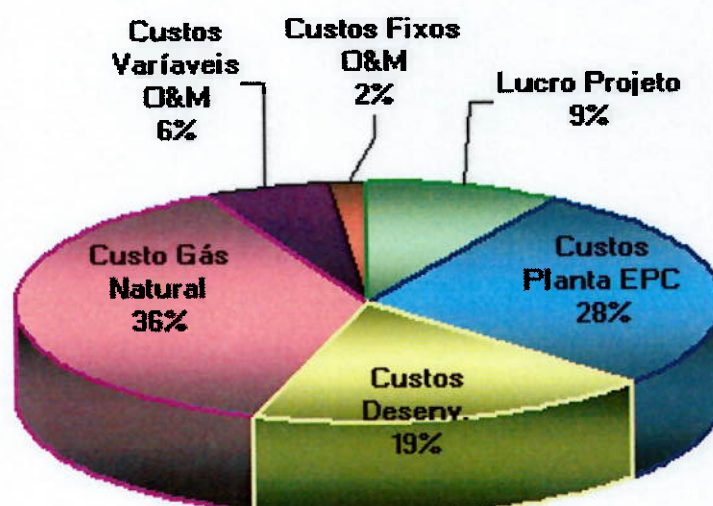


Figura 6.24. Composição custo de geração de energia – Ciclo Combinado 500 MW.

É importante ressaltar, que nos casos de competitividade, em que a planta irá concorrer com outras alternativas de geração, a eficiência é fundamental para se obter um contrato de energia, quando as bases de competição forem iguais.

6.4 Estudo das Emissões Ambientais provenientes das Térmicas a Gás

É fato que as grandes cidades apresentam necessidades orgânicas de crescimento compatíveis com seu tamanho e representatividade. Estas necessidades são traduzidas no aumento das atividades econômicas das diversas áreas de produção de forma constante, com destaque para os segmentos industriais, que em associação ao aumento da infra-estrutura de transporte rodoviário, aumentam consideravelmente os níveis de emissões atmosféricas, impactando diretamente a qualidade do meio ambiente. Portanto, é constatação que impacto provocado pelo aumento destas emissões impactam diretamente os estudos de todos os projetos de infra-estrutura em desenvolvimento no Estado, criando dificuldades para suas aprovações junto aos Órgãos responsáveis pelos estudos ambientais.

Esta situação cria para o segmento de geração, em especial para os investimentos em Térmicas a gás, um desafio bastante grande no sentido de condução e aprovação dos estudos ambientais, viabilizando e proporcionando a expansão de energia para o Estado, trazendo com assim as vantagens inerentes ao sistema elétrico. No caso dos projetos de geração a gás, os impactos ambientais são principalmente aqueles provocados pelas emissões atmosféricas e as consequências provocadas pela captação de água em rios, oceanos ou mesmo em poços artesianos.

Importante destacar que em São Paulo, os estudos de impacto ambiental das térmicas a gás natural, tem promovido discussões intensas entre os investidores e os órgãos ambientais, onde destacam-se os impactos relativos às emissões atmosféricas, em especial NOx, captação de água e conseqüentemente os efluentes produzidos.

Como cenário de discussão neste Capítulo, estaremos discutindo as emissões das plantas em ciclo aberto ou ciclo fechado, quando comparadas com outras emissões que já existam em uma dada localização geográfica e o nível de impacto que uma térmica pode causar. Sempre com a intenção de promover a discussão positiva de estudos de implantação de metodologias de escolha da localização da instalação da térmica.

Com relação às principais emissões atmosféricas relativas às térmicas, esclarecemos que estas emissões são provenientes da queima do combustível gás natural, nas turbinas a gás. Como principais emissões atmosféricas se destacam o CO₂, que é um elemento resultante de qualquer processo de combustão, SOx, particulados e o NOx, que é o foco deste item, o NOx é proveniente das altas temperaturas da chama dentro da câmara de combustão, provocando a dissociação do oxigênio em átomos reativos, que combinam com as moléculas de nitrogênio presentes também no ar. Contudo, as tecnologias empregadas em turbinas a gás, nas últimas décadas têm trazido esses níveis a índices cada vez menores. Isto se deve a utilização de tecnologias denominadas de baixa emissão de NOx, misturadores de ar e combustível, altamente desenvolvidos capazes de limitar as emissões a níveis muito baixos, em 15 ppmV a 15% de O₂.

Como história recente de experiências em estudos ambientais em térmicas a gás em São Paulo, tivemos por ocasião do PPT, alguns projetos que realizaram os estudos de EIA/RIMA Estudos de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental, mas foram inviabilizados, algumas das razões apontadas, foram aquelas relativas às mitigações ambientais solicitadas,

que aumentaram em demasia os custos da planta, aumentando o custo de geração de tal forma que a instalação de tornou inviável no Estado.

Como exemplo prático de trabalho desenvolvido, destacamos a Tese do Dr. Jean C. Negri em 2002, cujo título é “Modelo preditivo da emissão e dispersão do NOx gerado em usinas termoeletricas como instrumento de análise de inserção e capacidade de suporte regional da qualidade do ar”. Este trabalho foi baseado em um caso real de instalação de uma térmica em Paulínia, Estado de São Paulo.

O autor estuda um caso real de térmica a gás em Paulínia, São Paulo, ressaltando que entre as razões que o motivaram a realizar este estudo, se destacam a falta de experiência do setor elétrico brasileiro na implantação destas UTE's, falta de legislação específica e banco de dados para análise ambiental, alteração da matriz energética com a introdução do gás natural e o potencial impacto do NOx, e argumenta:

[...] Com uma infra-estrutura desenvolvida para acesso a insumos básicos, o setor elétrico no segmento de geração enxerga nestes locais um importante potencial para a implementação de Usinas Termoeletricas. A conjugação de insumo-consumo torna estas regiões de alto interesse em vista do potencial benefício econômico. Esta constatação é refletida nas condições atuais, nas quais pelo menos um projeto de usina vem sendo desenvolvido em cada uma destas regiões.

Por outro lado, a expansão continuada gera um apelo ambiental, através de uma preocupação geral e legítima da sociedade civil e das instituições de controle ambiental, para um crescimento sustentável da região. A questão passa por uma solução de compromisso, envolvendo desenvolvimento que traz recursos para a região e a qualidade ambiental, que possui uma capacidade de suporte finita.

A Tese em referência propõe a utilização dos dois Modelos para determinação da dispersão dos poluentes. Sintetiza um método preditivo de avaliação da concentração de NO_x no ar numa região de estudo, é proposto o acoplamento do modelo de dispersão (SCREEN e ISCST) com um modelo de previsão de formação de NO_x para a Térmica sob análise.

Portanto, a síntese de um modelo de previsão de NO_x permite estabelecer variações nas condições de emissão e conseqüentemente na dispersão da nova fonte, criando um vínculo mais fiel às condições locais da região em estudo.

A utilização estendida do modelo de previsão como indicador de taxa de emissão do NO_x no método de planejamento ambiental é a inovação do trabalho em discussão.

Estuda em uma primeira etapa as reações possíveis na formação do NO_x , uma das principais emissões atmosféricas produzidas pelas turbinas a gás. Faz uma coleta de dados como entrada de informações em um dos modelos existentes de concentração do NO_x e sua dispersão. Analisa também as condições de fundo das fontes de emissões já existentes em um caso prático da cidade de Paulínia, comparando as diversas fontes de emissões através de cálculos e medições realizadas in loco. O resultado é a previsão local de NO_x , incluindo o empreendimento sob análise e a concentração da poluição de fundo pré-existente (“background”).

Além da sistematização da metodologia de análise, é elaborado um programa de cálculo que, a partir de dados operacionais, estima a formação de NO_x para turbinas a gás com base nos procedimentos PEMS - “Predictive Emission Monitoring System”, agregando em seguida esta emissão a de fundo estimada, via procedimento, nos modelos de dispersão da USEPA (SCREEN e ISCST – “Industrial Source Complex Short Term”). Esta seqüência é aplicada para fins de comparação num caso base na região de Paulínia, que possui dados disponíveis de monitoramento do ar.

Como descrição do processo de estudo a Figura 6.25, indica as diversas atividades desenvolvidas pelo estudo.

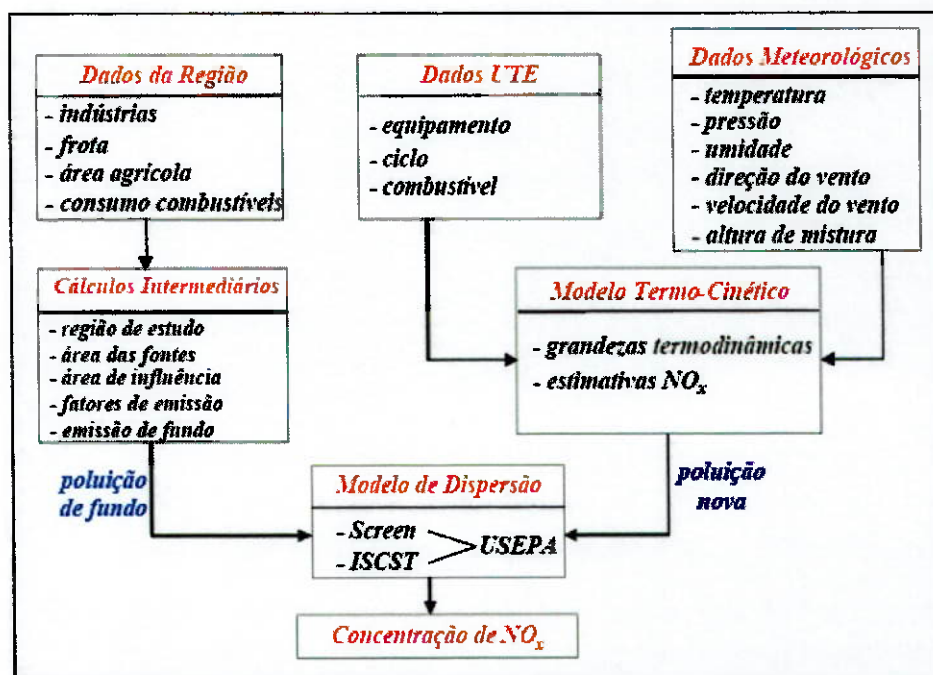


Figura 6.25. Fluxograma Sintético do Processo de Análise. Fonte: Jean C. Negri (2002)

Como ponto de partida, conforme Tabela 6.1 abaixo, são apresentadas as emissões de NOx produzidas em turbina a gás, em ciclo combinado, calculando sua emissão prevista para condição de operação em carga básica anual, com 0,92% de disponibilidade anual, considerando as paradas programadas de manutenção.

Tabela 6.1 - Emissões de uma térmica em ciclo combinado

Poluente	Fator de Emissão	Emissão (Ton/ano)
CO ₂	2,71 kg/kg gás	152.922,15
CO	5,5 g/s ⁽¹⁾	159,57
NO _x	20 g/s ⁽¹⁾	580,26
SO _x	2,85 g/s ⁽¹⁾	82,69
H _n C _m	1,64 g/s ⁽¹⁾	47,58
Particulados	1,14 g/s ⁽¹⁾	33,08

⁽¹⁾ Valores calculados para um módulo típico de ciclo combinado de 250 MW, consumindo 1 milhão m³/dia de gás natural.

Fonte: Negri (2002).

O trabalho em questão estudou as condições existentes na cidade de Paulínia, levantando as emissões de NO_x por fonte existente, delimitando áreas conforme a Figura 6.26 a seguir.

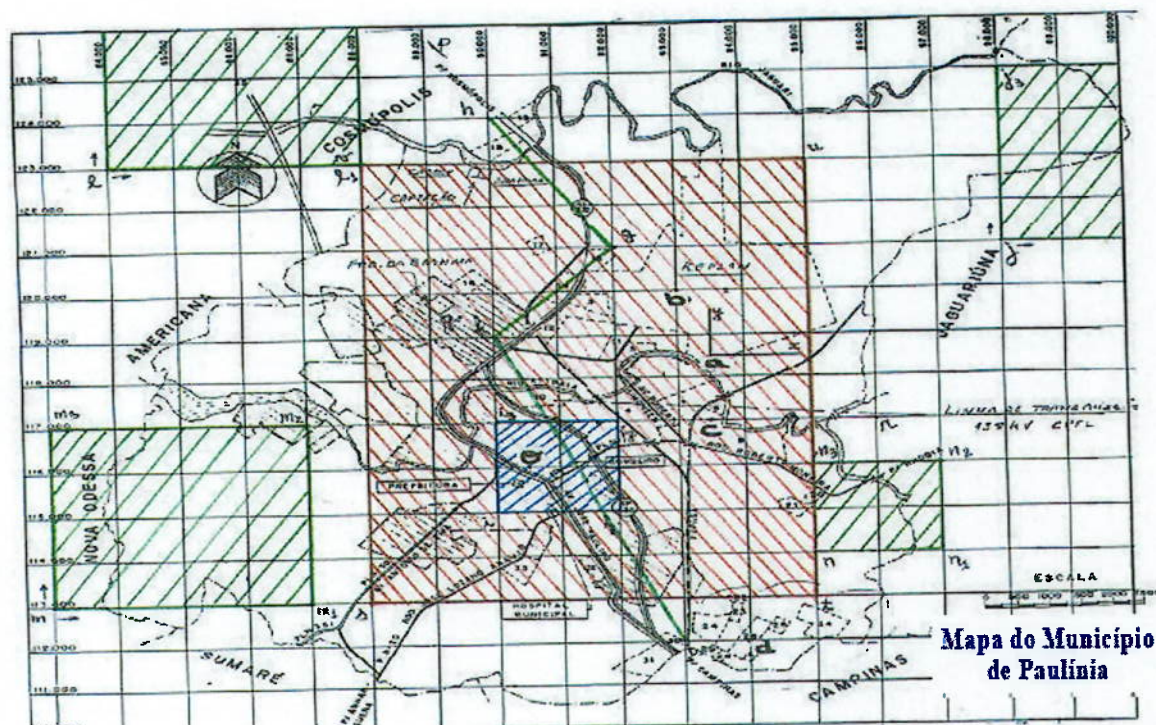


Figura 6.26 - Localização das Fontes de Emissão – Caso Base Paulínia. Fonte: Jean C. Negri (2002)

As fontes foram classificadas e identificadas, conforme legenda abaixo:

Letras identificadas como a; b; c; d = Fontes Industriais.

 = Emissão Veicular Urbana

 = Emissão Veicular Rural

 = Emissão Agrícola (cana de açúcar)

 = Emissão Veicular Estrada

O = Receptor Centro Paulínia, utilizado para efeito de avaliação das concentrações

Em seguida foram levantadas as Emissões por tipo de fonte, conforme mostra as Tabelas 6.2 e 6.3.

Tabela 6.2 – Dados das Fontes de Emissões Industriais

Item	Unidade	Fontes			
		a	b	c	d
Taxa de NO _x	g/s	32,82	198,6	47,11	31,41
Altura Chaminé	m	38,1	40	35	30
Diâmetro Chaminé	m	4,72	6,66	3,25	3,24
Velocidade Gases	m/s	20	10	10	7
Temperatura Gases	K	370	423	423	443

Fonte: Negri (2002).

Tabela 6.3 – Emissões de NO_x da Frota de Veículos de Paulínia

Tipo de Veículo	Nº Unidades	Uso (km/ano)	Fator de emissão (gNO _x /km)	Emissão (tNO _x /ano)	Participação (%)
Gasolina ⁽¹⁾	6.831	11.858	0,2	16,20	4,1%
Alcool	1.504	14.002	0,2	4,21	1,1%
Diesel ⁽²⁾	940	80.000	5	376	94,7%
Motos	1.294	5.200	0,1	0,67	0,1
Total	10.569			397,08 (12,59 g/s)	100%

⁽¹⁾ Gasolina inclui 80% de camionetas

⁽²⁾ Diesel inclui ônibus, caminhões, camionetes (20% a) e máquinas agrícolas

Fonte: Negri (2002).

Após o levantamento e cálculo das Emissões por tipo de Fonte, o método em questão simula a inserção das emissões provenientes da Térmica utilizando como pano de fundo os cálculos das emissões já existentes. Analisa a dispersão das emissões inicialmente no ponto “O” e em seguida simula a dispersão de NOx com a deslocamento do ponto de inserção da Térmica, com o intuito de verificar e buscar o melhor local de instalação da térmica a gás.

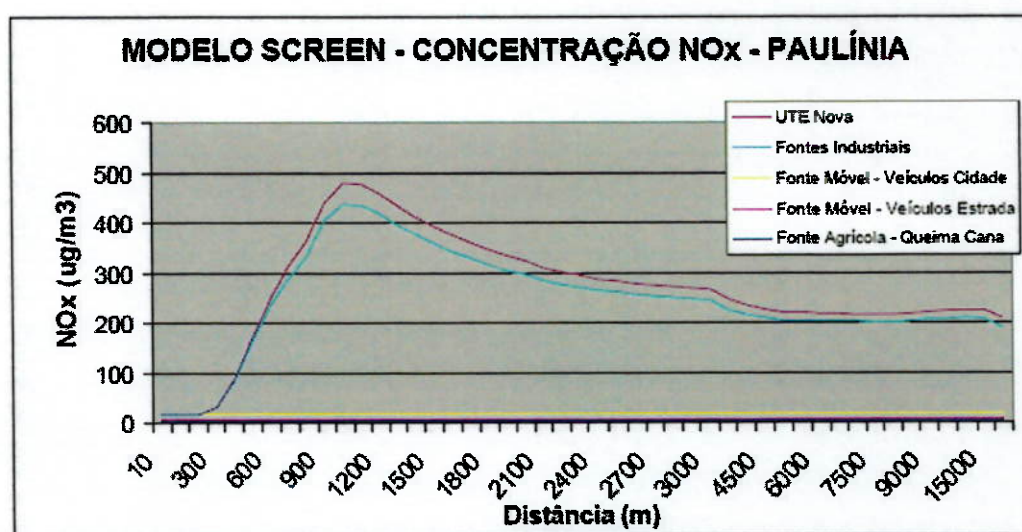


Figura 6.27 – Resultados com todas as Fontes fixas num Único Ponto incluindo demais Fontes Uniformemente Distribuídas – Modelo Screen, Fonte: Negri (2002).

Nas palavras do Autor :

[...] a metodologia proposta cria mecanismos para um diagnóstico ambiental, projetando condições para o estabelecimento de um planejamento ambiental. O método pode se tornar um instrumento de planejamento energético-ambiental, disponibilizando ao órgão licenciador e de controle condições iniciais de análise e oferecendo ao empreendedor da UTE informações dos potenciais locais na busca de uma solução de compromisso para implantação da UTE. O processo permite uma exploração do local da nova UTE (ponto “a” da figura 20), considerando restrições e limitações ambientais.

Os resultados obtidos evidenciam a conveniência e amplitude desta metodologia. Utilizando ferramentas disponíveis, agregando-as adequadamente, fornecem importantes e rápidas informações sobre o diagnóstico e a capacidade de suporte de uma região.

6.5 Conclusão

Destacamos a seguir os assuntos discutidos neste Capítulo, com especial atenção aqueles tópicos favoráveis à viabilização das térmicas a gás natural em São Paulo, que, de forma responsável, oferecem aos novos projetos, alternativas de infra-estrutura já existente no Estado. Por outro lado, existem ainda dificuldades a serem vencidas, como discutido as análises dos impactos ambientais, por vezes inibem os investimentos no Estado, incentivando que os investimentos ocorram em outros Estados.

Do ponto de vista da infra-estrutura necessária à instalação das térmicas a gás natural em São Paulo, podemos afirmar que o Estado oferece todas as condições técnicas e comerciais necessárias à inserção das plantas a gás, a saber:

Rede de gasodutos e disponibilidade de novas fontes de gás natural:

O Estado oferece uma extensa malha de gasodutos, por consequência direta do encaminhamento e traçado do gasoduto Brasil – Bolívia, que cruza o Estado, propiciando alternativas de conexão de novas térmicas. Adicionalmente, novos gasodutos ainda em fase de projeto, estão em desenvolvimento, com a intenção de utilizar as recentes fontes de gás natural na Bacia de Santos, Mexilhões. Estes novos gasodutos, irão reforçar a rede já existente, dando estabilidade na operação, propiciando melhores condições de regulação das pressões da rede de gasodutos.

Rede de Transmissão Elétrica:

Como discutido, o sistema de linhas de transmissão existente em São Paulo oferece varias opções de interconexão elétrica, em diferentes níveis de alta tensão, propiciando excelentes condições de fluxo de energia para o sistema.

Como resultado os estudos sobre os benefícios que a inserção das térmicas trariam ao sistema, chegou-se a relacionar diversas vantagens ao sistema de potência, tanto qualitativos quanto quantitativos, como, melhoria nas qualidades de tensão, frequência, fluxo de reativos, todas relacionadas diretamente com o sistema elétrico e por outro lado reduzindo substancialmente os custos de conexão das térmicas com o sistema elétrico existente.

Diminuição da dependência do Estado de São Paulo em capacidade de geração:

Foi discutido que o Estado, possui hoje uma característica de importador de energia, pois consome muito mais do que produz, criando assim a oportunidade de aumentar esta capacidade de geração própria através de novos empreendimentos em geração de energia, com a utilização das térmicas a gás. Principalmente em função das novas descobertas de fontes de gás natural, divulgadas pela Petrobrás.

Leilões para expansão da oferta de Energia

Em função do novo modelo de expansão de energia, o Estado de São Paulo tem a chance de aumentar a produção própria de geração de energia, com a inserção de térmicas a gás, através da participação destes investidores nos leilões de energia nova, cabendo ao Estado propiciar uma correta e justa avaliação dos impactos ambientais de forma a achar alternativas mitigação, sem contudo inviabilizar os investimentos.

Ferramentas de modelagem apresentadas

Foram propostas ferramentas de modelagem para discussão da escolha locacional de instalação dos projetos de geração em função da infra-estrutura existente e suas melhores opções de localização. Apresenta também uma proposta de modelagem das dispersões das emissões para uma melhor e justa avaliação dos impactos ambientais provocados pelas emissões atmosféricas das turbinas a gás, proporcionando um cenário mais otimista para os investimentos das térmicas. Estas ferramentas oferecem condições para tornar os projetos instalados em São Paulo em condições técnicas e comerciais em competitividade com outros projetos de âmbito nacional.

Finalmente, fica a percepção que o Estado de São Paulo reúne todas as condições requeridas para inserção das térmicas a gás. Mas precisa reunir e direcionar os esforços no sentido de buscar métodos e sistemas de avaliação ambiental, convivendo pacificamente com o desenvolvimento, sem contudo estrangular esse crescimento requerido.

7 CONCLUSÕES

A matriz energética brasileira demanda uma maior inserção do gás natural como fonte para geração de energia, evidenciada pelas atuais ações do MME e do Congresso Nacional na discussão e elaboração de uma lei específica e independente para o gás natural. Como pode ser verificado nas palavras do Senador Rodolpho Tourinho (informação verbal)⁶:

[...] fonte de energia limpa, o gás natural é o terceiro energético mais consumido no mundo, atrás do carvão e do petróleo. Entretanto, entre 1990 e 2004, o consumo mundial de gás natural vem crescendo a mais de 2% a.a., quase o dobro do crescimento observado no consumo de petróleo. A crescente penetração do gás natural tem sido um dos principais veículos para a diversificação energética e redução da dependência de petróleo. Entre 1975 e 2004, a participação do gás natural no consumo de energia primária mundial cresceu 5 p.p. enquanto o petróleo perdeu 10 p.p.

São necessárias ações para criações de políticas energéticas de âmbito nacional e específica para o desenvolvimento do mercado de gás natural, incluindo a importação, exportação, processamento, transporte, armazenagem, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural. Como consequências diretas destas políticas, ter-se-ia o incentivo a capacitação técnica nacional neste segmento de negócio, a exemplo do que ocorre no mercado internacional. Estaríamos ainda, projetando nosso crescimento energético em linha com os preceitos mundiais em aspectos ambientais, determinantes na utilização das fontes energéticas

⁶ Informação fornecida pelo Senador Tourinho, em discurso feito na apresentação do projeto de Lei nº 226, de 16 de junho de 2005.

não renováveis menos poluentes, a utilização das fontes de recursos nacionais inventariados, mas ainda não explorados.

Como discutido ao longo deste trabalho, a utilização do gás natural em geração termelétrica no Brasil, ainda se encontra em uma fase inicial de consolidação e credibilidade perante a comunidade energética.

Conforme visto no Capítulo 6, as condições e utilizações do gás natural nas térmicas, ainda se encontram em análises e discussões, gerando inseguranças quanto a suas condições comerciais, visto que, a participação do consumo do gás em uma termelétrica, dependendo da sua configuração se aproxima de até 67% do custo de geração. Sendo, portanto, imperativo que se estabeleçam condições comerciais definidas para incentivar os investimentos.

Conforme o novo modelo institucional de energia elétrica do plano de expansão, em implementação pelo MME, a expansão de energia dar-se-á através de leilões para compra de energia nova, a exemplo, dos bens sucedidos leilões de energia velha. Por conta disto, houve uma grande procura por partes dos investidores para participação nos próximos leilões de energia nova, ultrapassando em muito as expectativas iniciais do mercado, tendo sido cadastrados, aptos a participar do leilão, aproximadamente 45 GW de potência instalada, de novos empreendimentos. Observa-se, contudo que, na falta de diretrizes claras com relação ao combustível utilizado, a maioria dos projetos cadastrados no EPE, se baseiam em queima de óleos.

Como excelente opção de escolha de configuração de plantas térmicas, notadamente o ciclo combinado, utilizando o gás natural, apresenta rendimento muito alto, fazendo jus a sua utilização com combustível, adicionalmente apresentando baixo impacto ambiental, através das

suas emissões atmosféricas, principalmente quando comparadas com as emissões provenientes da queima de óleos.

Conforme o caso hipotético estudado no Capítulo 6, o custo de geração utilizando o gás natural foi calculado em 112,80 R\$/MWh, sendo que este valor se encontra abaixo do CME - Custo Marginal de Expansão de geração calculado pelo ONS, que indica aproximadamente para 2009, custo de 124,45 R\$/MWh.

Concluindo, gostaríamos de mais uma vez ressaltar a importância das termelétricas a gás, atual e futuramente, instaladas e gerando energia elétrica em centros de carga, como o estado de São Paulo, objeto deste trabalho. Ressaltar, também, as vantagens técnicas da sua instalação, como a confiabilidade que trazem ao sistema elétrico local, diminuindo a dependência energética através da importação de outras regiões. Pela ótica do suprimento de gás, fica evidente que a Bacia de Mexilhões reduz a dependência de importação do gás natural Boliviano, e traz estabilidade ao sistema de gasodutos existentes.

REFERÊNCIAS

ABREU, P.L.; MARTINEZ, J.A. Gás Natural: O combustível do Novo Milênio. **Revista Amanhã: Economia e Negócios**, Porto Alegre, 1999.

ALSTOM Catálogo de Turbinas a Gás ALSTOM, 2005

ALVEAL, C.; PINTO JUNIOR, H. "A Cooperação Inter-firmas na Indústria Petrolífera Mundial". **Texto para Discussão nº 382**. Rio de Janeiro, IE/UFRJ, 2000.

ALVEAL, C.; PINTO JUNIOR, H.; SILVA, D. "Organização Institucional e Regulação Estável: conseqüências para as políticas de eficiência energética". **Relatório de Pesquisa Grupo de Energia/IE/UFRJ**, Projeto PNUD/União Européia/Eletróbrás, set. 1999.

ANEEL Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.

ANP/SDP Boletins Anuais de Reservas ANP/SDP, conforme a Portaria ANP n.º 9/00, a partir de 1999, Petrobrás/SERPLAN, para os anos anteriores. 2000.

CAMARGO, A.; CAPOBIANCO, J.P.R.; OLIVEIRA, J.A.P. **Meio Ambiente Brasil - Avanços e obstáculos pós Rio – 92**. Rio de Janeiro: FGV.

CAMPOS, M.F. **Uma Estratégia para o Desenvolvimento Sustentável do Mercado de Gás Natural**.

CBIEE - Câmara Brasileira de Investidores em Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.cbiee.com.br>>.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: ago. 2005.

COMGAS Disponível em: <<http://www.comgas.com.br>>. Acesso em: 30 set. 2005.

COMINO, R. **Análise Competitiva e Impactos Gerados pelas Diferentes Tecnologias de Geração.**

COPELAND, T.; KOLLER, T.; MURRIM, J. **Avaliação de Empresas: Calculando e Gerenciando o Valor das Empresas.** 2004.

CTGAS - Centro de Tecnologia do Gás. Disponível em: <<http://www.ctgas.com.br>>.

ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Disponível em: <http://www.elektrobras.gov.br/IN_Noticias_Temas/regulacao.asp>. Acesso em: 2005.

FADIGAS, E.A.F.A. **Identificação de locais e opções Tecnológicas para implantação de Termoelétricas no Sistema Elétrico Brasileiro: Contribuição à Metodologia e Aplicação ao caso do Gás Natural.** 1998. Tese (Doutorado) - USP, São Paulo, 1998.

GASENERGIA Gás Natural: Transporte. Gasodutos no Brasil. Disponível em: <http://www.gasenergia.com.br/portage/port/gn/gasodutos_brasil.jsp>. Acesso em: 30 set. 2005 a.

GASENERGIA Gás Natural: Distribuição. Distribuidoras no Brasil. Disponível em: <http://http://www.gasenergia.com.br/portage/port/gn/dis_comgas.jsp>. Acesso em: 30 set. 2005 b.

GASNET O site do Gás Natural. Disponível em: <<http://www.gasnet.com.br>>. Acesso em: 30 set. 2005.

GASPETRO Vantagens do Gás Natural. Disponível em: <<http://www.gaspetro.com.br>>.

JORNAL O GLOBO. **Gás Natural.** Disponível em: <<http://www.oglobo.globo.com/jornal/>>. Acesso em: 30 set. 2005.

JORNAL REPÚBLICA Gás Natural São Paulo Sul completa cinco anos de concessão. Disponível em: <http://www.republica.com.br/noticias/visualizar.asp?class=Noticia&ID=122>>. Acesso em: 30 set. 2005.

KEHLHOFFER, R.H. **Combined Cycle Gas Steam Turbine Power Plants**. 2nd Edition. Pennwell, 1999.

LORA, E.E.S.; NASCIMENTO, M.A.R. **Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto e Operação**. Editora Interciência, 2004. Vol. 2

MME - Ministério das Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme.gov.br>>.

NEGRI, J.C. Modelos preditivos da emissão e dispersão de NOx gerados em usinas Termoelétricas como instrumento de análise de inserção e capacidade de suporte regional da qualidade do ar. 2002, Tese (Doutorado) - USP, São Paulo, 2002.

ONS Sumário Executivo – Planejamento Anual da Operação Energética - Ano 2004 - ONS RE 3/022/2004.

REIS, L.B; SILVEIRA, S. **Energia Elétrica para o Desenvolvimento Sustentável**. São Paulo: Edusp, 2001.

SCHAEFFER, R. **A Questão Ambiental na Geração Termelétrica**.

Setor de gás natural triplicará até 2005. Disponível em: http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE18/out_22_1.html>. Acesso em: 2005.

SILVA, A.L.R. **Monografia Fácil: Ferramentas e Exercícios**.

TBG - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil. Disponível em: <http://www.tbg.com.br>>.

XAVIER FILHO, B.J. Interconexão ao Sistema Elétrico: Aspectos Técnicos e Contratuais.