

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

**DESPACHO INTEGRADO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA  
E DA PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE GÁS NATURAL**

**Autor: Oderson Dias de Mello**

**Orientador: Prof. Dr. Takaaki Ohishi**

**Tese de Doutorado** apresentada à  
Faculdade de Engenharia Elétrica e  
de Computação como parte dos  
requisitos para obtenção do título de  
Doutor em Engenharia Elétrica. Área  
de concentração: **Energia Elétrica.**

**BANCA EXAMINADORA**

Akebo Yamakami, Dr. .... DT/FEEC/UNICAMP  
Marcelo Augusto Cicogna, Dr. .... HYDROLAB Engenharia e Consultoria  
Raul Vinhas Ribeiro, Dr. .... DENSIS/FEEC/UNICAMP  
Secundino Soares Filho, Dr. .... DENSIS/FEEC/UNICAMP  
Takaaki Ohishi, Dr. .... DENSIS/FEEC/UNICAMP  
Wagner da Silva Lima, Dr. .... EEEC/UFG

Campinas, SP  
Agosto/2006

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE -  
UNICAMP

M489d Mello, Oderson Dias de  
Despacho integrado da geração termelétrica e da  
produção e transmissão de gás natural / Oderson Dias de  
Mello. --Campinas, SP: [s.n.], 2006.

Orientador: Takaaki Ohishi  
Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas,  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Energia elétrica. 2. Gás natural. 3. Usinas  
termoelétricas. 4. Gás – Tubulações. 5. Heurística. 6.  
Otimização matemática. 7. Energia termelétrica. 8. Energia  
elétrica – Produção. I. Ohishi, Takaaki. II. Universidade  
Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e  
de Computação. III. Título.

Titulo em Inglês: An integrated dispatch of thermoelectric power plants  
and natural gas system

Palavras-chave em Inglês: Thermoelectric dispatch, Transmission of  
natural gas, Optimization, Pipeline system

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Akebo Yamakami, Marcelo Augusto Cicogna, Raul  
Vinhas Ribeiro, Secundino Soares Filho, Wagner da  
Silva Lima

Data da defesa: 01/08/2006

# Resumo

Esta tese apresenta um modelo de despacho para usinas termelétricas a gás natural considerando a produção e o transporte de gás. O modelo proposto associa a operação do sistema de geração termelétrica com a operação da rede de gasodutos. A metodologia utilizada para obter a solução foi aplicada a um exemplo com seis usinas termelétricas supridas por uma rede de gás natural. O modelo apresentado integra eficientemente a operação das usinas termelétricas com a operação do sistema de gasodutos.

**Palavras-chave:** Despacho Termelétrico, Transmissão de Gás Natural, Otimização, Sistema de Gasodutos.

# Abstract

This thesis presents a dispatch model for natural gas power plants considering the production and transmission of gas. The proposed model put together the operation of the power plant system with the operation of the natural gas pipeline network. The proposed approach was applied to an example of six power plants supplied by a gas system. The proposed approach integrates the operation of power plants with the operation of natural gas transmission system.

**Keywords:** Thermoelectric Dispatch, Transmission of Natural Gas, Optimization, Pipeline System.



Aos queridos Luciana, Ghisleine,  
Oder, Gisele e Geisa



# Agradecimentos

Ao professor Dr. Takaaki Ohishi pela orientação, apoio e pelos ensinamentos indiretos de paciência e tranquilidade.

Aos meus queridos familiares: Luciana (esposa), Oder e Ghisleine (pais), Gisele e Geisa (irmãs), Ferelli e Tiago (cunhados), e Manoel e Rita (sogros) pelo companheirismo, apoio, conselhos, e pelos momentos felizes que passamos juntos durante o período do doutorado. Um agradecimento especial as estimadas Luciana e Ghisleine que ajudaram na revisão do texto.

A Márcia Fracaro, por toda ajuda na secretaria e pelo atendimento sempre sorridente.

Ao André Emilio Toscano por todas as soluções encontradas para meus problemas computacionais.

Ao colega Erinaldo Farias dos Santos, parceiro direto nas atividades no início do doutorado, pelo exemplo de forte determinação.

A todos os colegas do Departamento de Engenharia de Sistemas e especificamente da Coordenação de Operação de Sistemas Eletroenergéticos (COSE) pela amizade e companheirismo.

Ao professor Dr. Hermano Tavares, orientador do mestrado, pelo exemplo e ensinamentos que tanto me influenciam.

Ao portal GasNet (GasNet, 2006) pelas contribuições e autorizações de uso das informações disponibilizadas em suas páginas e que foram utilizadas nesta tese.

Ao apoio financeiro recebido do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), entidade governamental brasileira promotora do desenvolvimento científico e tecnológico.

As seguintes instituições que também contribuíram financeiramente para este trabalho, inclusive para a sua divulgação: Centro Universitário Adventista de São Paulo (UNASP), Fundo de Apoio ao Ensino, à Pesquisa e à Extensão (FAEPEX), Programa de Apoio à Pós-graduação (PROAP) e Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS).

A todos que, de alguma forma, contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

*“O que foi, isso é o que há de ser; e o que se fez, isso se fará; de modo que nada há de novo debaixo do sol”*

*— Salomão, rei  
Jerusalém (? 971 – 931 a.C.)*

*“Nada existe de permanente, a não ser a mudança”*

*— Heráclito, filósofo  
Éfeso (? 533 – 475 a.C.)*

*“Muda, que quando a gente muda o mundo muda com a gente*

*A gente muda o mundo na mudança da mente*

*E quando a mente muda a gente anda pra frente*

*E quando a gente manda ninguém manda na gente*

*Na mudança de atitude não há mal que não se mude nem doença sem cura*

*Na mudança de postura a gente fica mais seguro*

*Na mudança do presente a gente molda o futuro”*

*— Gabriel, “O pensador”  
Rio de Janeiro (1974 – d.C.)*



# Sumário

Sumário .....	xi
Lista de figuras .....	xv
Lista de tabelas .....	xvii
Lista de símbolos.....	xix
<b>Capítulo 1: INTRODUÇÃO GERAL .....</b>	<b>1</b>
1.1 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	2
<b>Capítulo 2: O Gás Natural .....</b>	<b>5</b>
2.1 INTRODUÇÃO.....	5
2.2 O QUE É O GÁS NATURAL.....	5
2.3 VANTAGENS DO GÁS NATURAL.....	7
2.3.1 <i>Impacto no meio ambiente</i> .....	7
2.3.2 <i>Diversificação da origem</i> .....	10
2.3.3 <i>Disponibilidade</i> .....	12
2.3.4 <i>Discrição</i> .....	12
2.3.5 <i>Qualidade</i> .....	12
2.3.6 <i>Flexibilidade</i> .....	13
2.3.7 <i>Economicidade</i> .....	14
2.3.8 <i>Não toxicidade</i> .....	14
2.3.9 <i>Limite de inflamabilidade inferior alto</i> .....	15
2.3.10 <i>Faixa estreita entre os limites de inflamabilidade inferior e superior</i> .....	15
2.3.11 <i>Não explosividade</i> .....	15

2.4	USOS DO GÁS NATURAL .....	16
2.5	O GÁS NATURAL: PERSPECTIVAS HISTÓRICAS .....	17
2.5.1	<i>O Gás Natural no Brasil</i> .....	18
2.6	CONCLUSÃO .....	21

### **Capítulo 3: Termelétricas a Gás Natural de Ciclo Combinado .....23**

3.1	INTRODUÇÃO .....	23
3.2	USINAS TERMELÉTRICAS .....	24
3.2.1	<i>Usina termelétrica de ciclo combinado a gás natural</i> .....	25
3.3	COMPONENTES .....	26
3.3.1	<i>Turbina a gás</i> .....	26
3.3.2	<i>Caldeira de recuperação de calor</i> .....	27
3.3.3	<i>Turbina a vapor</i> .....	28
3.4	CONFIGURAÇÕES .....	29
3.5	EFICIÊNCIA TÉRMICA .....	30
3.6	DISPONIBILIDADE .....	31
3.7	TEMPO DE CONSTRUÇÃO, INVESTIMENTO E OPERAÇÃO .....	31
3.8	QUESTÕES SÓCIO-AMBIENTAIS .....	32
3.9	MAPA DAS TERMELÉTRICAS NO BRASIL .....	34
3.10	CONCLUSÃO .....	35

### **Capítulo 4: Modelagem Matemática .....37**

4.1	INTRODUÇÃO .....	37
4.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	37
4.3	OPERAÇÃO DO SISTEMA DE GASODUTOS VERSUS GERAÇÃO TERMELÉTRICA .....	41
4.4	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA .....	42
4.4.1	<i>Modelo matemático</i> .....	43
4.5	MODELO PARA MAXIMIZAÇÃO DA POTÊNCIA GERADA .....	49

4.5.1	<i>Formulação do Problema</i> .....	50
4.6	CONCLUSÃO .....	50
<b>Capítulo 5: Procedimento de Solução .....</b>		<b>53</b>
5.1	INTRODUÇÃO.....	53
5.2	PROPOSTA DE SOLUÇÃO: MÉTODO HEURÍSTICO.....	53
5.3	MODELO DE DESPACHO.....	56
5.4	SIMULADOR.....	58
5.4.1	<i>Cálculo do limite superior de pressão ( <math>p_u</math> ) nos nós</i> .....	59
5.4.2	<i>Cálculo do limite inferior de pressão ( <math>p_l</math> ) nos nós</i> .....	60
5.4.3	<i>O processo de simulação</i> .....	60
5.5	VISÃO GERAL DA METODOLOGIA.....	61
5.6	SOLUÇÃO PARA O MODELO PARA MAXIMIZAÇÃO DA POTÊNCIA GERADA.....	62
5.7	CONCLUSÃO .....	63
<b>Capítulo 6: Estudo de Casos .....</b>		<b>65</b>
6.1	INTRODUÇÃO.....	65
6.2	IMPLEMENTAÇÃO .....	65
6.3	A REDE TESTE.....	66
6.4	PRIMEIRO ESTUDO DE CASO: “SUDESTE-1” .....	70
6.5	SEGUNDO ESTUDO DE CASO: “SUDESTE-2” .....	76
6.6	TERCEIRO ESTUDO DE CASO: “SUDESTE-3” .....	80
6.7	QUARTO ESTUDO DE CASO: “SUDESTE-4” .....	82
6.8	CONCLUSÃO .....	88
<b>Capítulo 7: CONCLUSÃO GERAL .....</b>		<b>89</b>
7.1	TRABALHOS FUTUROS.....	90
<b>Referências Bibliográficas .....</b>		<b>93</b>

**Apêndice A ..... 101**

# Lista de figuras

Figura 2.1: Gás associado em reservatório produtor de óleo (GasEnergia, 2005).....	6
Figura 2.2: Gás não-associado em reservatório produtor de gás (GasEnergia, 2005).....	6
Figura 2.3: Emissão de Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ).....	8
Figura 2.4: Emissão de dióxido de enxofre (SO <sub>2</sub> ) e óxidos de nitrogênio (NO <sub>x</sub> ). ....	8
Figura 2.5: Emissão de hidrocarbonetos não-queimados, monóxido de carbono (CO) e particulados.....	9
Figura 2.6: Reservas provadas de petróleo segundo regiões geográficas em 31/12/2003 (bilhões de.....	11
Figura 2.7: Reservas provadas de gás natural segundo regiões geográficas em 31/12/2003 (trilhões de m <sup>3</sup> ). ....	11
Figura 2.8: Evolução das reservas provadas de gás natural de 1994 até 2003. ....	12
Figura 2.9: Mapa de gasodutos no Brasil (GasEnergia, 2005).....	22
Figura 3.1: Turbina a gás em ciclo aberto com fluxo numérico percentual típico de energia. .....	27
Figura 3.2: Turbinas a gás em ciclo combinado com fluxo numérico típico de energia.....	28
Figura 3.3: Termelétricas a gás natural no Brasil (GasNet, 2006). ....	35
Figura 4.1: Influência da operação do sistema de gás natural na operação do sistema termelétrico e vice-versa.....	42
Figura 4.2: Rede de suprimento de gás natural e usinas termelétricas. ....	44
Figura 4.3: Modelo matemático. ....	45

Figura 4.4: Modelo de Maximização da Potência Gerada.....	50
Figura 5.1: Fluxograma da metodologia utilizada.....	55
Figura 5.2: Modelo de Despacho.....	56
Figura 5.3: Grafo de termelétricas com os fluxos e variáveis artificiais.....	57
Figura 5.4: Pseudocódigo do Simulador.....	62
Figura 5.5: Modelo de Despacho para o problema de Maximização da Potência Gerada...	63
Figura 6.1: Grafo do sistema de termelétricas e transmissão de gás natural (rede teste).....	67
Figura 6.2: Solução inicial do Modelo de Despacho para o estudo de caso Sudeste-1.....	71
Figura 6.3: Solução final para fluxos e geração termelétrica após a execução do Simulador. .....	74
Figura 6.4: Solução final para fluxos e pressões após a execução do Simulador.....	75
Figura 6.5: Solução inicial do Modelo de Despacho para o estudo de caso Sudeste-2.....	78
Figura 6.6: Solução Final para o estudo de caso Sudeste-2.....	79
Figura 6.7: Solução inicial do Modelo de Despacho para o estudo de caso Sudeste-3.....	81
Figura 6.8: Solução Final para o estudo de caso Sudeste-3.....	82
Figura 6.9: Solução Inicial para o estudo de caso Sudeste-4.....	83
Figura 6.10: Segunda solução do Modelo de Despacho para o estudo de caso Sudeste-4...	84
Figura 6.11: Terceira solução do Modelo de Despacho para o estudo de caso Sudeste-4...	85
Figura 6.12: Solução final para o estudo de caso Sudeste-4.....	86
Figura A.7.1: Termelétrica a gás natural em Santa Cruz, Rio de Janeiro.....	107

# Lista de tabelas

Tabela 4.1: Significado dos símbolos das variáveis utilizadas no modelo matemático. ....	45
Tabela 4.2: Significado dos símbolos das funções de custo, das constantes e dos conjuntos utilizados no modelo matemático. ....	46
Tabela 4.3: Significado dos símbolos $D_{ij}$ , $z$ , $\bar{T}$ , $L_{ij}$ , $\delta$ , $\varepsilon$ , e suas unidades e/ou valores típicos para o problema. ....	48
Tabela 6.1: Características dos nós da rede teste. ....	68
Tabela 6.2: Limites operacionais para a pressão em cada nó (em bars). ....	68
Tabela 6.3: Arcos (ramos) da rede de gasodutos. ....	69
Tabela 6.4: Custos de transporte em $\$/m^3$ . ....	70
Tabela 6.5: Custos de geração em $\$/MW$ nas termelétricas da rede teste. ....	70
Tabela 6.6: Fluxo na rede de gasodutos ( $m^3/s$ ). ....	76
Tabela 6.7: Geração em cada termelétrica em MW. ....	76
Tabela 6.8: Relação dos limitantes inferiores de geração para as termelétricas do estudo Sudeste-2. ....	77
Tabela 6.9: Custos de geração em $\$/MW$ nas termelétricas de Sudeste-3. ....	80
Tabela 6.10: Produção, importação e fluxos de gás natural ( $m^3/s$ ) na rede Sudeste-4. ....	87
Tabela 6.11: Geração termelétrica na rede Sudeste-4. ....	87
Tabela 6.12: Limites operacionais e solução final para a pressão em cada nó (em bars). ...	87
Tabela A.1: Usinas termelétricas no Ceará. ....	101
Tabela A.2: Usinas termelétricas no Rio Grande do Norte. ....	102

Tabela A.3: Usina termelétrica em Pernambuco.....	102
Tabela A.4: Usinas termelétricas na Bahia.....	103
Tabela A.5: Usinas termelétricas em Minas Gerais. ....	103
Tabela A.6: Usinas termelétricas no Rio de Janeiro.....	104
Tabela A.7: Usinas termelétricas em São Paulo.....	105
Tabela A.8: Usina termelétrica em Mato Grosso. ....	105
Tabela A.9: Usinas termelétricas no Mato Grosso do Sul.....	106
Tabela A.10: Usina termelétrica no Paraná.....	106
Tabela A.11: Usinas termelétricas no Rio Grande do Sul.....	107

# Lista de símbolos

$b_i()$	Função de custo de produção/importação no $i$ -ésimo nó supridor de gás natural.
$C$	Conjunto de nós consumidores.
$C_{ij}$	Constante que depende da composição do gás natural e do comprimento, diâmetro e rugosidade do ramo $ij$ da rede de gasodutos.
$c_i()$	Função de custo de geração na $i$ -ésima usina termelétrica.
$d$	Demanda de carga elétrica.
$D, D_P, D_A$	Conjunto de todos os ramos, de ramos passivos e de ramos ativos da rede de gasodutos, respectivamente.
$D_{ij}$	Diâmetro interior do ramo $ij$ do gasoduto.
$\varepsilon$	Rugosidade absoluta do ramo do gasoduto.
$\delta$	Densidade do gás relativa ao ar.
$g_i$	Potência gerada na $i$ -ésima usina termelétrica.
$g_i^{\min}$	Potência mínima que deve ser gerada pela $i$ -ésima usina termelétrica.
$g_i^{\max}$	Capacidade máxima de geração da $i$ -ésima usina termelétrica.
$L_{ij}$	Comprimento do ramo $ij$ do gasoduto.
$N$	Conjunto de todos os nós da rede ( $S \cup C \cup P$ ).
$P$	Conjunto de nós de conexão (ou passagem).
$p_i$	Pressão no nó $i$ .
$p_i^{\min}$	Pressão operacional mínima no nó $i$ .
$p_i^{\max}$	Pressão operacional máxima no nó $i$ .

---

$q_i^e, q_i^o$	Fluxo de gás natural entregue no $i$ -ésimo nó para geração de energia elétrica e para consumo não-elétrico, respectivamente.
$S$	Conjunto de nós supridores.
$T$	Conjunto de usinas termelétricas.
$\bar{T}$	Temperatura do gás.
$t/h$	Toneladas por hora.
$t_{ij}()$	Função de custo de transporte de gás natural do ramo $ij$ da rede de gasodutos.
$v_i$	Variável artificial de folga da usina termelétrica $i$ .
$w_i$	Produção/importação de gás natural no $i$ -ésimo nó supridor.
$w_i^{\min}$	Limite inferior de produção ou importação de gás natural no $i$ -ésimo nó supridor.
$w_i^{\max}$	Limite superior de produção ou importação de gás natural no $i$ -ésimo nó supridor.
$y_{ij}$	Fluxo de gás natural através do gasoduto que liga o nó $i$ ao nó $j$ .
$z$	Fator de compressibilidade do gás.

# Capítulo 1: INTRODUÇÃO GERAL

O gás natural tem uma utilização bastante diversificada. Seus usos vão desde calefação de ambientes, passando por cozimento de alimentos, até aplicações industriais, além de ser utilizado como combustível para automóveis e usinas termelétricas. Com a crise do petróleo no início da década de 70, o gás natural tornou-se uma fonte de energia economicamente competitiva e estratégica, participando atualmente com cerca de um quarto do consumo mundial de energia.

O gás natural possui várias vantagens, dentre elas: diminui ou elimina o custo de estocagem; não é corrosivo e, portanto, posterga os investimentos com troca de equipamentos, além de reduzir os custos de manutenção; tem combustão completa; fácil manuseio; alto rendimento energético; não é tóxico; por ser mais leve que o ar, não se acumula no ambiente como ocorre com o gás liquefeito de petróleo; é uma fonte de energia relativamente abundante, com maior diversificação da origem do que o petróleo; entre os combustíveis fósseis é o de queima mais limpa, produzindo apenas água e gás carbônico (CO<sub>2</sub>); sua emissão de CO<sub>2</sub> é 30% menor de que a de outros combustíveis fósseis.

No Brasil, o gás natural tem uma participação de cerca de 7,7% na matriz energética (Comgás, 2006). A meta do governo é aumentar a participação do gás natural para 15% até 2015. A diferença da participação do gás natural na matriz energética do Brasil e do mundo deve-se basicamente à predominância de geração hidrelétrica no país. Além disso, a indústria do gás natural é relativamente nova no Brasil.

Para o Brasil, a adoção do gás natural, com a conseqüente diversificação da matriz energética nacional, implica na redução da dependência de derivados de petróleo e de menor dependência das chuvas que abastecem os reservatórios das usinas hidrelétricas.

Em fevereiro de 2000, o governo lançou o PPT – Plano Prioritário de Termelétricidade, mas devido à significativa redução no consumo de energia elétrica, consequência do racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001 e 2002, e a posterior recessão econômica, e também por indefinições quanto à política tarifária do gás natural e do modelo do setor elétrico brasileiro, além de restrições ambientais, muitas das usinas termelétricas inicialmente propostas não foram ainda efetivadas.

O Brasil conta, atualmente, com reservas conhecidas de gás natural de mais de 600 bilhões de m<sup>3</sup>, uma produção diária ao redor de 50 milhões de metros cúbicos (GasNet, 2006), e rede de transporte (gasodutos) com mais de 11.000 km (Ramos, 2005a), tendo seu principal gasoduto entre o Brasil e a Bolívia. Esse gasoduto chama-se GASBOL e tem 3150 km de comprimento total.

O consumo de gás natural influencia grandemente a operação dos gasodutos devido à sua baixa capacidade de estocagem. Como as usinas termelétricas são um dos principais consumidores, pode-se esperar que a operação das usinas influencie na operação do sistema de gás. Por outro lado, as restrições operacionais da rede de gás, devido a manutenções ou demandas excessivas, podem impor limites na geração termelétrica. Neste contexto, esta tese propõe um modelo matemático integrado que lida com a operação desses dois sistemas: o sistema de geração termelétrica a gás natural e o sistema de produção e transmissão de gás.

## **1.1 Organização do texto**

A tese pode ser dividida em duas partes. A parte inicial (Capítulo 2 e 3) apresenta uma revisão sobre os dois tópicos que serão abordados na segunda parte. Já a segunda e última parte da tese (Capítulos 4, 5 e 6) apresenta o modelo de despacho integrado da geração termelétrica e da produção e transmissão de gás natural que contém a originalidade e inovação deste trabalho.

No Capítulo 2 apresenta-se o gás natural, suas principais vantagens e sua utilização no Brasil e no mundo.

O Capítulo 3 apresenta as usinas termelétricas a gás natural de ciclo combinado, um dos principais consumidores de gás natural no Brasil.

Nos Capítulos 2 e 3 faz-se uso de material disponibilizado no portal GasNet (GasNet, 2006). Outras referências bibliográficas são citadas no texto destes capítulos.

O Capítulo 4 inicia a apresentação do foco deste trabalho: a modelagem matemática do planejamento integrado do despacho termelétrico e da transmissão de gás natural.

O Capítulo 5 apresenta a metodologia utilizada para a solução do problema abordado no Capítulo 4.

O Capítulo 6 apresenta uma série de resultados de estudo de casos baseados na rede de gasodutos e usinas termelétricas do sudeste brasileiro.

O trabalho é finalizado com comentários a respeito da eficácia da metodologia utilizada e possibilidades futuras de pesquisa na área.

No final desta tese, encontram-se as Referências Bibliográficas utilizadas, além de um Apêndice com a relação das usinas termelétricas no Brasil.



# Capítulo 2: O Gás Natural

## 2.1 Introdução

Este Capítulo mostra de forma introdutória o que é o gás natural (Seção 2.2), quais suas principais vantagens sobre outros combustíveis ou sobre outras formas de geração de energia (Seção 2.3), e qual seu uso (Seção 2.4). A Seção 2.5 apresenta a história do gás natural e suas perspectivas futuras no Brasil e no mundo. A Seção 2.6 conclui o Capítulo.

## 2.2 O que é o Gás Natural

O gás natural é um combustível fóssil encontrado em rochas porosas no subsolo, podendo estar associado ou não ao petróleo.

O gás natural associado é aquele que, no reservatório, está dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás (Figura 2.1). Neste caso, a produção de gás é determinada diretamente pela produção do óleo. Caso não haja condições econômicas para a extração, o gás natural é reinjetado na jazida ou queimado, a fim de evitar o acúmulo de gases combustíveis próximos aos poços de petróleo.

O gás natural não-associado (Figura 2.2) é aquele que, no reservatório, está livre ou junto a pequenas quantidades de óleo. Neste caso, só se justifica comercialmente produzir o gás.

As maiores ocorrências de gás natural no mundo são de gás não-associado e, portanto, mais interessante do ponto de vista econômico devido ao grande acúmulo de propano e de hidrocarbonetos mais pesados.

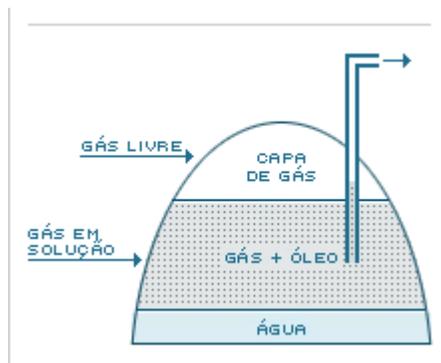


Figura 2.1: Gás associado em reservatório produtor de óleo (GasEnergia, 2005).

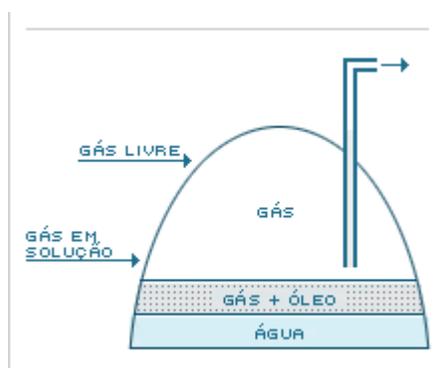


Figura 2.2: Gás não-associado em reservatório produtor de gás (GasEnergia, 2005).

A formação do gás natural resulta do acúmulo de energia solar sobre matérias orgânicas do tempo pré-histórico soterradas em grandes profundidades 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, dióxido de carbono 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, 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 gás natural comercializado é odorizado com enxofre. Outras características do gás natural são apresentadas a seguir.

## 2.3 Vantagens do Gás Natural

O gás natural tem muitas vantagens, sobretudo quando comparado com outros combustíveis fósseis. Embora a seguir sejam descritas somente as vantagens do gás natural, obviamente também há desvantagens. Como exemplo de desvantagens do gás natural para geração de energia pode-se dizer que:

- As energias solar, eólica ou das marés são exemplos de energias consideradas mais limpas (embora ainda mais caras) do que a combustão do gás natural.
- A infra-estrutura para transporte do gás natural do local de produção até as usinas de geração termelétrica demandam grandes investimentos na instalação de gasodutos e equipamentos como bombas, compressores, válvulas de controle e separadores.
- A energia gerada por hidrelétricas tem um custo menor de operação, embora hidrelétricas demandem mais tempo e dinheiro para investimentos de infra-estrutura do que as usinas termelétricas, e dependem de afluência hídrica para sua produção.

Várias outras comparações similares podem ser feitas, mostrando as vantagens em alguns aspectos e desvantagens em outros. É importante notar que as vantagens descritas a seguir têm o seu valor baseado no presente; ou seja, algo que é considerado ter pouco impacto no ambiente hoje pode ser considerado um vilão poluidor amanhã; algo considerado mais seguro e barato hoje, pode não ser visto assim no futuro, etc.

A Seção 3.8 apresentará algumas desvantagens do gás natural quando utilizado como combustível de usinas termelétricas.

### 2.3.1 Impacto no meio ambiente

O gás natural está entre as fontes primárias de energia com menor potencial de impacto no meio ambiente. Do ponto de vista ecológico é considerado o melhor entre os combustíveis fósseis. Seu estado natural gasoso e sua baixa densidade proporcionam uma rápida dissipação na atmosfera, sem impregnar organismos vegetais ou animais. A ausência de compostos sulfurosos e nitrogenados em sua composição proporciona uma combustão

livre da emissão de dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>, gás que contribui para a chuva ácida), e uma menor taxa de emissão de óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>) — um gás que ataca a camada de ozônio, — quando comparado aos outros combustíveis. Sua combustão se processa da forma mais completa e a emissão de monóxido de carbono (CO) é baixíssima. Uma comparação das emissões de diversos combustíveis utilizados em uma caldeira é apresentada como referência nas Figuras 2.3, 2.4 e 2.5 (FUNDAMENTALS..., 1995).

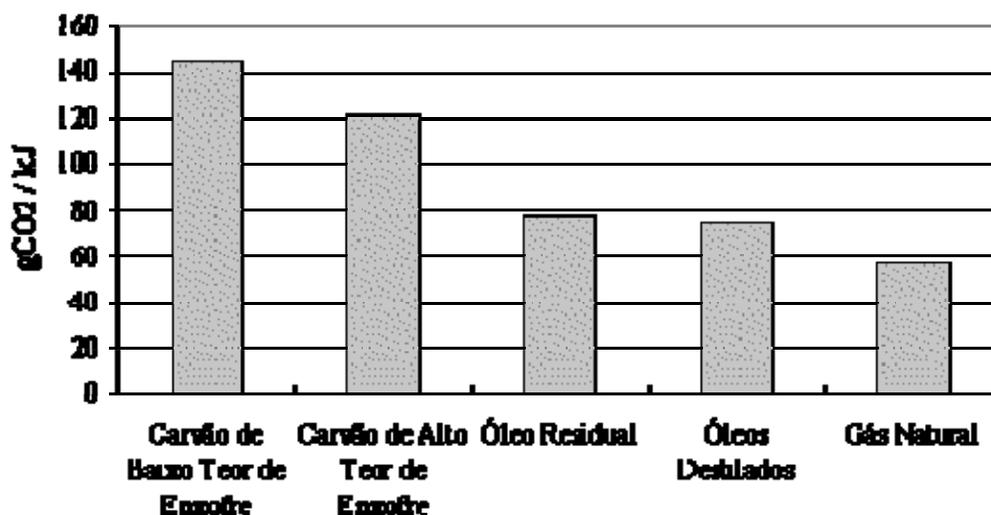


Figura 2.3: Emissão de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>).

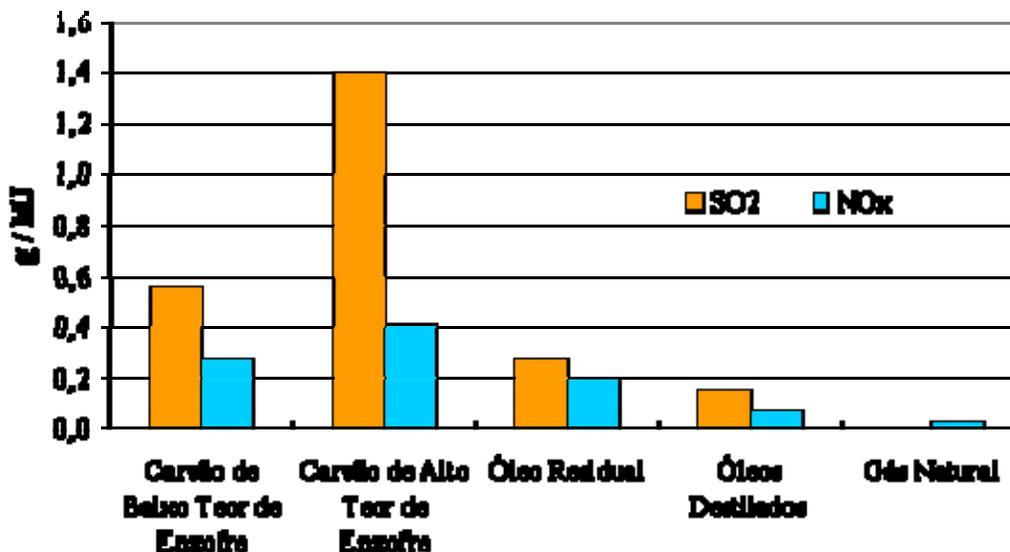


Figura 2.4: Emissão de dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>) e óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>).

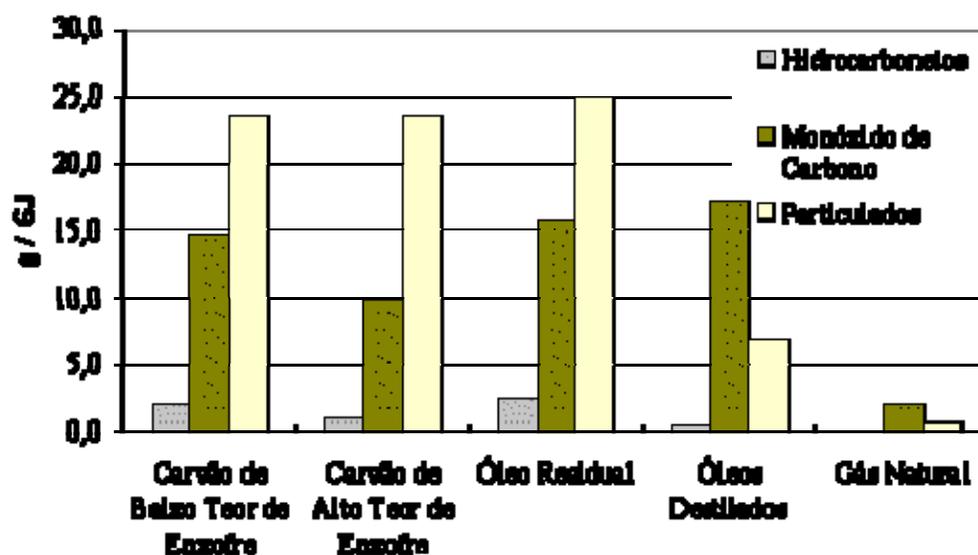


Figura 2.5: Emissão de hidrocarbonetos não-queimados, monóxido de carbono (CO) e particulados.

Em fevereiro de 2005 entrou em vigor o Protocolo de Kyoto (KYOTO..., 2005) com o objetivo de conter as emissões de gases de efeito estufa.

Os 141 países que ratificaram o tratado se comprometeram a reduzir as emissões de gases poluentes em 5,2% até 2012. O ano de referência é 1990, ou seja, as reduções devem levar em conta aquele ano.

A meta é considerada insuficiente pela maioria dos cientistas que acreditam na redução da poluição como forma de controlar as mudanças climáticas – eles alegam que seriam necessárias reduções de 60% para que os efeitos sobre o clima fossem significativos (BBC, 2005).

O tratado entrou em vigor 90 dias depois da Rússia ter decidido ratificá-lo. A adesão russa era vital para o protocolo, que só poderia ter validade legal quando reunisse os responsáveis por pelo menos 55% da poluição mundial (KYOTO..., 2005).

No entanto, os Estados Unidos – maior poluidor do planeta – e a Austrália se recusaram a ratificar o documento, alegando que as suas economias seriam prejudicadas se o fizessem. Os Estados Unidos também criticam o fato de apenas os países industrializados, cerca de 30 dos 141, terem o compromisso legal de atingir as metas de redução – que variam de acordo com o país.

Nações em desenvolvimento, incluindo o Brasil, não têm de se comprometer com uma meta específica.

Dessa forma, apesar de terem ratificado o tratado, países como a China e a Índia não têm obrigação de reduzir as suas emissões. No entanto, mesmo os países que ratificaram o Protocolo de Kyoto terão dificuldades para atingir as metas.

O Canadá, um dos primeiros a aderir ao Protocolo, aumentou as emissões em 20% em relação a 1990 (BBC, 2005).

O Japão também terá dificuldades para atingir a sua meta de reduzir as emissões em 6%, embora tenha se comprometido a fazer todos os esforços para respeitar as regras do protocolo.

A Europa conseguiu reduzir as suas emissões nos últimos anos substituindo o carvão pelo gás natural para gerar eletricidade.

A energia nuclear é uma alternativa de produção em grande escala, sem uso de combustíveis fósseis, mas o aumento do seu uso é politicamente complicado.

O gás natural é para vários dos países que assinaram o Protocolo de Kyoto a principal alternativa de geração de energia no momento, pois as fontes renováveis de energia não poderão responder no curto prazo pela substituição do uso de combustíveis fósseis. Portanto, o gás natural vem a ser a alternativa ambiental, política e mesmo econômica mais viável para substituir o uso de outros combustíveis fósseis mais poluentes.

### **2.3.2 Diversificação da origem**

A diversificação das fontes de origem é uma característica especial do gás natural quando comparado a outras fontes primárias de energia. Por exemplo: enquanto as reservas mundiais de petróleo estão concentradas fundamentalmente no Oriente Médio (63%), o que permite à OPEP (Organização dos Países Produtores de Petróleo) controlar os preços; as reservas mundiais de gás natural não têm uma concentração tão grande nesta região (cerca de 41%), como pode ser visto na Figura 2.6 e na Figura 2.7 (Agência Nacional do Petróleo, 2004).

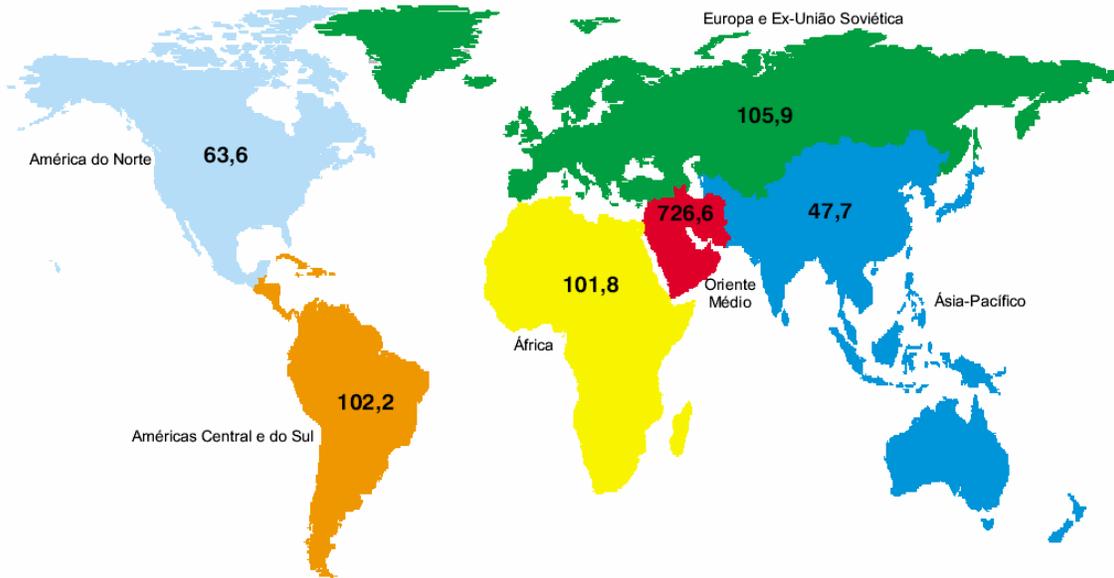


Figura 2.6: Reservas provadas de petróleo segundo regiões geográficas em 31/12/2003 (bilhões de barris).

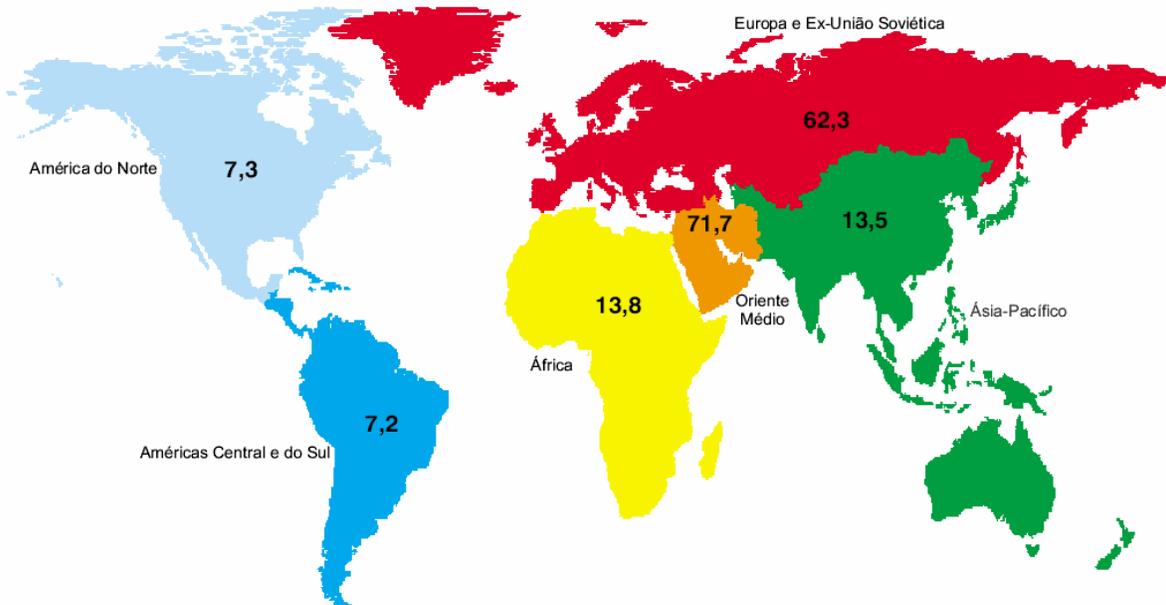


Figura 2.7: Reservas provadas de gás natural segundo regiões geográficas em 31/12/2003 (trilhões de m³).

Países como o Brasil, podem ter acesso a outras fontes diferentes de gás natural. Comparativamente ao petróleo, a diversificação da origem garante um mercado mais competitivo e menos dependente de crises internacionais e políticas.

### 2.3.3 Disponibilidade

A disponibilidade de gás natural tem aumentado nos últimos anos como pode ser visto na Figura 2.8 (Agência Nacional do Petróleo, 2004).

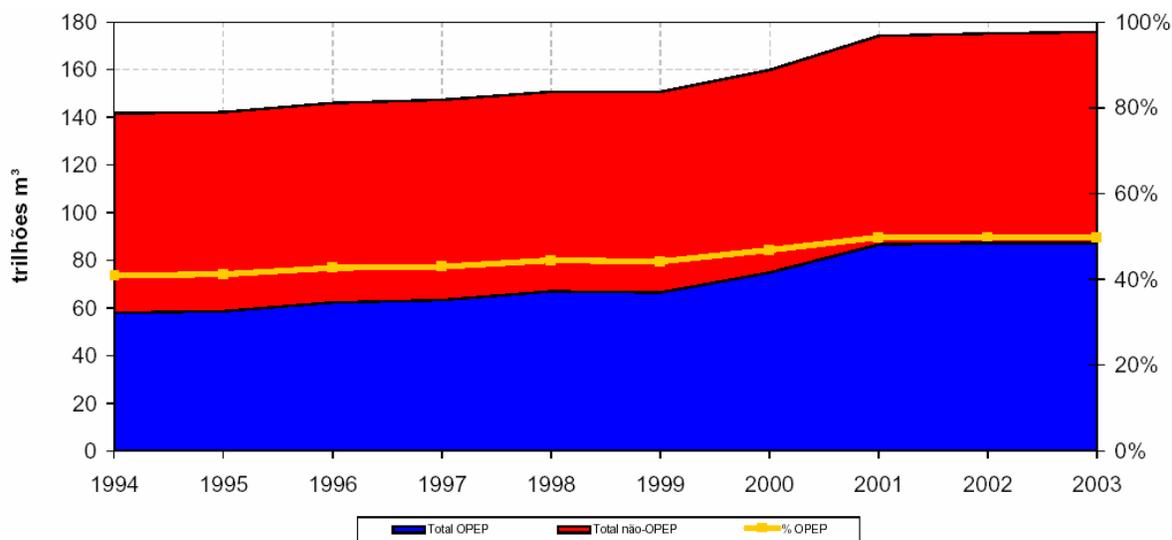


Figura 2.8: Evolução das reservas provadas de gás natural de 1994 até 2003.

A utilização de tanques de armazenagem nos consumidores finais, quando imprescindível, aumenta a disponibilidade.

### 2.3.4 Discrição

O gás natural é um energético discreto, pois seus sistemas de distribuição e armazenagem são normalmente subterrâneos. Mesmo no consumidor final, as canalizações de distribuição são singelas e de baixo diâmetro, podendo ser, inclusive, subterrâneas. A alimentação via rede elimina reservatórios e tanques e, mesmo quando se fazem necessários, podem ser subterrâneos.

### 2.3.5 Qualidade

A alta qualidade do gás natural como energético é decorrente de suas propriedades químicas e físicas. Como o produto comercial é limpo de impurezas e com baixo índice de compostos sulfurosos, os gases resultantes de sua combustão podem entrar em contato direto com produtos e processos sem contaminá-los, e a evacuação dos gases de exaustão pode ser realizada com o máximo aproveitamento do calor (temperaturas em torno de 100

°C) sem o risco de formação de ácidos e a conseqüente corrosão dos trocadores de calor e das chaminés.

Por outro lado, seu estado gasoso propicia um nível de controle nos processos de combustão que permite garantir a elevada qualidade de produtos e processos mais sofisticados. Em alguns casos particulares, a promoção de uma atmosfera oxidante ou redutora (sem oxigênio livre) no ambiente de processos é desejada e a aplicação de uma chama oxidante e redutora a gás atende a esta necessidade.

### 2.3.6 Flexibilidade

A flexibilidade é intrínseca ao gás natural. A combinação do gás natural com o ar atmosférico é a condição suficiente para promover o atendimento energético à determinada potência, não existindo a necessidade de sistemas auxiliares. A alimentação de gás, via gasoduto ou tanques (pressurizado ou liquefeito), é suficiente para proporcionar o atendimento da demanda energética e oferecer uma ampla faixa de variação de potência com o mesmo equipamento e a mesma qualidade.

Isso confere aos sistemas a gás flexibilidade muito superior de instalação, localização, operação e potência. Um mesmo gasoduto a qualquer pressão, ou um mesmo tanque criogênico de qualquer capacidade podem abastecer qualquer consumo e qualquer equipamento diretamente utilizando uma simples válvula redutora de pressão ou um vaporizador.

Ao compará-lo à eletricidade, verificamos que esta obriga a ter uma única tensão e única frequência, sistemas de alimentação com 2 a 4 cabos, sem armazenagem, uma regularidade de consumo, proteção contra harmônicos, parasitas, etc., e uma restrição de localização à proximidade da rede que tem suas linhas de transmissão aéreas.

Comparando aos derivados do petróleo, pode-se ver que estes precisam ter um ciclo próprio — Diesel, Otto —; sua manipulação exige elevação de temperatura, injeção de ar, injeção de vapor, pressurização, etc.; todos sistemas auxiliares que restringem e limitam as aplicações.

Os combustíveis sólidos são igualmente cerceadores das liberdades de escolha, seja pela necessidade dos sistemas de manipulação, seja pela proximidade à fonte.

Outros recursos energéticos renováveis como o solar, o vento e a água oferecem limitações naturais de potência e disponibilidade, embora sejam considerados melhores do ponto de vista ambiental.

### 2.3.7 Economicidade

O gás natural é em geral uma fonte de energia barata porque é um combustível com concorrência.

Suas características físico-químicas privilegiam o desenvolvimento tecnológico e favorecem o alcance de maiores eficiências. Além do custo real, o gás natural sempre oferece uma razão preço/qualidade inferior à de outros energéticos, principalmente quanto maior for a qualidade desejada e o valor agregado do produto. Portanto, o gás natural pode ser considerado uma energia mais econômica.

Hoje em dia, quando os consumidores estão mais sensíveis ao "valor relativo" do que a um valor líquido absoluto, os benefícios em termos de qualidade oferecidos pelo gás natural tornam-no a escolha econômica natural.

Além de realizar processos de alta eficiência, desde a combustão até a aplicação, o gás natural independe de equipamentos diversos de preparação e transporte da energia, o que reduz os custos de instalação e de operação dos sistemas de atendimento, embora ainda exija uma infra-estrutura cara.

### 2.3.8 Não toxicidade

O gás natural não é quimicamente tóxico. Sua ingestão ou inalação acidental não provoca danos à saúde.

Substâncias como o monóxido de carbono (CO), presente nos gases manufacturados e escapamentos de automóveis, e o cloro (Cl), utilizado largamente na indústria, possuem a propriedade de se combinar com a hemoglobina do sangue animal e ocupar o lugar do oxigênio. É a hemoglobina que transporta o oxigênio do pulmão para o resto do corpo. Se esta é ocupada por outras substâncias, o oxigênio não alcança o corpo e provoca falência dos sistemas.

As substâncias componentes do gás natural são inertes no corpo humano, não causando intoxicação.

### 2.3.9 Limite de inflamabilidade inferior alto

Para atingir as condições de auto-sustentação da combustão, se faz necessária uma quantidade significativa de gás natural em relação à quantidade total de ar em um ambiente. O limite inferior de inflamabilidade da mistura gás natural – ar é de 5%, o que significa 5% de gás natural em 95% de ar (Costa, 2005).

Assim, na ocorrência de um escapamento de gás natural em um ambiente interior, as probabilidades de manutenção da combustão após a iniciação por uma fonte externa (interruptor de luz, brasa de cigarro) são muito reduzidas. Isto porque o gás é leve e se dissipa, dificultando o atingimento do limite de inflamabilidade inferior. E como também o limite inferior é elevado, afastam-se ainda mais as chances dele ser atingido.

### 2.3.10 Faixa estreita entre os limites de inflamabilidade inferior e superior

Como o limite de inflamabilidade inferior da mistura gás natural – ar é de 5% e o limite superior é de 15%, somente dentro desse campo de inflamabilidade, entre 5% e 15% de gás natural em 95% e 85% de ar, respectivamente, haveria a possibilidade da mistura se inflamar (Costa, 2005).

Ter uma faixa estreita entre os limites de inflamabilidade inferior e superior significa dizer que, embora seja difícil alcançar o limite inferior de inflamabilidade em um escapamento de gás natural em ambiente interior, caso isso ocorra, a condição de diluição da mistura ar-gás natural que permite a auto-sustentação da combustão após uma incitação inicial é rapidamente perdida, pois logo se atinge o limite superior de inflamabilidade e o gás natural torna-se diluente do ar.

Assim, verifica-se que a promoção de uma mistura ar-gás natural nas condições adequadas à combustão auto-sustentada é difícil de ocorrer aleatoriamente e depende da intervenção humana para se realizar.

### 2.3.11 Não explosividade

A diferenciação técnica entre combustão e explosão não é bastante clara, porém pode-se admitir que a diferença entre os dois processos está na velocidade com que a mistura combustível é queimada, conseqüentemente no tempo que dura, e na intensidade com que a energia é liberada.

A explosão é um processo de combustão de intensidade tal que a pressão gerada pela expansão dos gases é superior à resistência da estrutura que o comporta. Assim, considerando que o gás natural não se acumula em ambientes internos, que as condições de inflamabilidade não são facilmente atingidas, e que nestas condições a velocidade de propagação da combustão do gás natural é a menor entre os gases combustíveis, a ocorrência de explosões por escapamento de gás é praticamente nula.

É importante considerar os processos de detonação que ocorrem em ambientes fechados, a altas pressões e a partir de uma onda de choque provocada. Estes processos podem ocorrer em vasos de armazenagem ou tubulações de transporte. Como se trata de uma combustão, apenas em condições especiais, pode ocorrer se a quantidade adequada de comburente estiver presente (motores de combustão interna alternativos a gás). Porém, tratando-se de gás natural que é sempre transportado e armazenado puro, sem contato com o ar, a ocorrência de processos explosivos só é possível nas manobras de partida e parada dos sistemas quando o ar está presente nas tubulações e vasos. A aplicação de um gás inerte, como o nitrogênio, para realizar a purga do ar é suficiente para eliminar os riscos.

Pelas características descritas, pode-se deduzir que não ocorrerão catástrofes ecológicas com a destruição de um gasoduto ou de um navio metaneiro.

## 2.4 Usos do Gás Natural

O gás natural tem um amplo espectro de aplicações. Suas principais utilizações são como combustível industrial, comercial, domiciliar e residencial, e na recuperação secundária de petróleo em campos petrolíferos através de sua reinjeção. Também é utilizado como matéria-prima nas indústrias petroquímica (plásticos, tintas, fibras sintéticas e borracha) e de fertilizantes (uréia, amônia e seus derivados), e para redução do minério de ferro na indústria siderúrgica.

Uma outra forma de utilização de gás natural é como combustível na geração de eletricidade, seja em usinas termelétricas, seja em unidades industriais, instalações comerciais e de serviços, em regime de co-geração (produção combinada de vapor e eletricidade).

O gás natural é a terceira maior fonte de energia primária no mundo, somente superado pelo petróleo e pelo carvão.

O uso do gás natural nas residências seja para cozimento de alimentos, seja para calefação, além da segurança e praticidade, tem a vantagem de substituir o gás liquefeito de petróleo (GLP).

Nos segmentos de transporte coletivo e de cargas, e em automóveis, a utilização do gás natural assume importância na redução de agentes poluentes, além do custo reduzido.

## 2.5 O Gás Natural: Perspectivas Históricas

Registros antigos mostram que a descoberta do gás natural ocorreu no Irã entre 6000 e 2000 a.C., e que na Pérsia utilizavam o combustível para manter aceso o "fogo eterno", símbolo de adoração de uma das seitas locais. O gás natural já era conhecido na China desde 900 a.C., mas foi em 211 a.C. que o país começou a extrair a matéria-prima com o objetivo de secar pedras de sal. Utilizavam varas de bambu para retirar o gás natural de poços com profundidade aproximada de 1000 metros.

Na Europa, o gás natural só foi descoberto em 1659, não despertando interesse por causa da grande aceitação do gás resultante do carvão carbonizado, que foi o primeiro combustível responsável pela iluminação de casas e ruas desde 1790. Já nos Estados Unidos, o primeiro gasoduto com fins comerciais entrou em operação na cidade de Fredonia, no Estado de Nova York, em 1821, fornecendo energia aos consumidores para iluminação e preparação de alimentos.

O gás natural passou a ser utilizado em maior escala na Europa no final do século XIX devido à invenção do queimador Bunsen, em 1885 por Robert Bunsen - que misturava ar com gás natural -, e a criação de um gasoduto à prova de vazamentos em 1890. Mesmo assim, as técnicas de construção eram modestas e os gasodutos tinham no máximo 160 km de extensão, impedindo o transporte de grandes volumes a longas distâncias, e, conseqüentemente, reduzindo a participação do gás natural no desenvolvimento industrial, marcado pela presença de óleo e carvão.

No final de 1930, os avanços na tecnologia de construção de gasodutos viabilizaram o transporte do gás natural para longos percursos. O mercado industrial do gás natural era

relativamente pequeno até a II Guerra Mundial, quando então se tornou mais disponível. Entre 1927 e 1931, já existiam mais de 10 linhas de transmissão de grande porte nos Estados Unidos, mas sem alcance interestadual. A descoberta de vastas reservas também contribuiu para reduzir o preço do gás natural, que o tornou uma opção mais atraente que o gás resultante do carvão carbonizado.

O apogeu de construções pós-guerra durou até o ano de 1960; e foi responsável pela instalação de milhares de quilômetros de dutos, proporcionado pelos avanços em metalurgia, técnicas de soldagem e construção de tubos. Desde então, o gás natural passou a ser utilizado em grande escala por vários países devido às suas vantagens econômicas e ambientais.

Desde a década de 70, com a crise do petróleo e o desenvolvimento das termelétricas a gás natural de ciclo combinado, o gás natural tornou-se um recurso estratégico e economicamente competitivo. Desde então, foram construídas grandes redes de gasodutos nos Estados Unidos, Rússia e Europa.

As perspectivas atuais de utilização do gás natural são extremamente positivas já que a demanda por combustíveis não-poluentes para a indústria, comércio e transportes, bem como para geração termelétrica aumenta expressivamente.

Durante os últimos 50 anos, o consumo de energia suprida pelo gás natural no planeta saltou de 9% para 25%. O aumento do consumo de gás natural deve ser mantido devido ao grande número de reservas ainda não exploradas e também pelo baixo impacto ambiental comparado a outros combustíveis fósseis. Nos dias de hoje, somente 20% das reservas de gás natural estão sendo exploradas contra 50% das reservas de petróleo.

### **2.5.1 O Gás Natural no Brasil**

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

O grande marco do gás natural 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 para 2,7% a participação do gás natural na matriz energética nacional.

Diferentemente de outros países, o Brasil tem a maior parte de sua energia gerada por hidrelétricas. Em 2001, devido à falta de investimentos na área em anos anteriores e a carência de chuvas, o volume dos reservatórios abaixou muito, o que levou o país a um racionamento de energia e um conseqüente crescimento pífio do produto interno bruto. Desde então, a discussão sobre o futuro da energia no Brasil está em evidência no cenário jornalístico, e também em empresas e universidades.

Embora a utilização do gás natural apresenta-se de forma ainda discreta, respondendo por cerca de 9% da atual matriz energética nacional, as metas governamentais apontam para um crescimento na faixa de 10 a 12% nos próximos 5 anos, em razão do amplo programa de massificação do uso do gás, que levará o produto à quase todos os estados da federação (GasNet, 2006; Nogueira, 2004, informação verbal).

O crescimento econômico mundial, mesmo com a sua dinâmica cíclica, exige um consumo crescente de energia. O Brasil não foge a regra. Por isso, para evitar o risco de novos racionamentos em um futuro próximo, o governo federal procurou alternativas e decidiu aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira.

A razão da escolha pelo gás natural no caso brasileiro deve-se também ao fato que é no segmento dos recursos energéticos não renováveis que se localizam as possibilidades de atendimento das necessidades de curto e médio prazo. Esta especificidade explica em grande parte as tensões em torno do petróleo. A instabilidade na cotação do petróleo no mercado internacional reflete em última instância uma dependência excessiva em relação a esta matéria prima.

A história econômica mundial ensina que fontes de forte e contínua instabilidade elevam os riscos dos investimentos e impõe à sociedade a busca de soluções alternativas. Neste sentido, as perspectivas da participação do petróleo na matriz energética mundial tendem a diminuir.

Neste contexto, o gás natural está sendo avaliado como uma alternativa viável e promissora para ocupar um maior espaço na matriz energética mundial e em particular no Brasil, onde existe certa dependência hídrica. Em linhas gerais, os fundamentos que respaldam esta possibilidade estão assentados nos argumentos explicitados a seguir.

Um 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 o país poderia investir em mais hidrelétricas, mas as exigências de investimento são grandes e partem de um patamar inicial alto, além disso, o Brasil continuaria a ter forte dependência hídrica. Para países em desenvolvimento, como o Brasil, o problema é ainda maior devido a estrutural carência de recursos para investimentos de longo prazo. Neste ponto, as usinas termelétricas saem em vantagem, pois podem ser construídas em pouco tempo e com menos recursos do que as usinas hidrelétricas.

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 Petrobras. A percepção desta empresa é de se tornar uma empresa de energia, e não somente 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.

Para o Brasil, a adoção do gás natural, com a conseqüente diversificação da matriz energética nacional, implica na redução da dependência de derivados de petróleo.

Os acordos e investimentos na Bolívia, incluindo o próprio gasoduto GASBOL<sup>1</sup>, que une os dois países, têm garantindo capacidade de oferta acima da demanda, embora a recente estatização de hidrocarbonetos realizada pelo presidente Evo Morales traz um futuro com mais incertezas.

A descoberta recente de reservas no litoral de Santos abriu um horizonte de investimentos futuros promissores que reforçam a estratégia da Petrobras. Nestes termos, o Brasil está iniciando um processo de utilização do gás natural que irá alterar a matriz

---

<sup>1</sup> O gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), com 3150 km e capacidade máxima de transportar 30 milhões m<sup>3</sup> diariamente, representa um grande avanço no fornecimento de gás natural no país.

energética e também criar oportunidades de novos investimentos, diversificando sua estrutura produtiva e tornando-a mais complexa e eficiente.

O Brasil conta com reservas conhecidas de mais de 600 bilhões de metros cúbicos de gás natural, uma produção diária estimada de 80 milhões de metros cúbicos nos próximos anos, e rede de transporte (gasodutos) com mais de 11.000 km (Figura 2.9).

O gás natural é, a curto e médio prazo, o combustível com maiores perspectivas de aplicação no Brasil devido a sua grande oferta e aos preços competitivos, assim como ao curto tempo de implementação de centrais termelétricas a gás.

Tratados de cooperação já firmados ou em estudo permitem um grande número de projetos de utilização da geração elétrica a gás natural a partir de importações da Bolívia, da Argentina, do Peru e da Venezuela.

Por ser um combustível que permite a geração de eletricidade com impactos ambientais menores que as outras formas de geração termelétrica, o gás natural poderá seguir uma das estratégias preconizadas em longo prazo para o mundo: ser a ponte na transição para uma situação energética mais baseada em recursos renováveis e, portanto, sustentável.

## 2.6 Conclusão

Este capítulo apresentou o gás natural. Mostrou-se que o gás natural é um combustível com menor impacto ambiental que os outros combustíveis fósseis. Também é uma opção cada vez mais adotada no mundo e em especial no Brasil. Devido as suas características de segurança, preço, impacto no meio ambiente e disponibilidade, além de outras vantagens, espera-se um aumento na sua utilização na matriz energética nacional e mundial nos próximos anos.



Figura 2.9: Mapa de gasodutos no Brasil (GasEnergia, 2005).

# **Capítulo 3: Termelétricas a Gás Natural de Ciclo Combinado**

## **3.1 Introdução**

Este Capítulo descreve as usinas termelétricas a gás natural de ciclo combinado, um tipo de usina térmica que vem sendo adotado em todo o mundo desde a década de 80, e que deverá ser a solução escolhida para quase a totalidade das termelétricas brasileiras a gás natural a serem construídas nos próximos anos.

A próxima Seção introduz as usinas termelétricas. Na Seção 3.3 são descritos os principais componentes das usinas termelétricas de ciclo combinado: a turbina a gás, a caldeira de recuperação de calor e a turbina a vapor. Tipos de configurações utilizadas em usinas de ciclo combinado são apresentados na Seção 3.4. A Seção 3.5 discute sobre a eficiência de usinas termelétricas a gás natural operando em ciclo combinado, e usinas termelétricas a óleo ou carvão. Esta seção também trás uma perspectiva de avanço futuro na eficiência energética de usinas termelétricas a gás natural de ciclo combinado. Outras vantagens dessas usinas são apresentadas nas Seções 3.6 (Disponibilidade) e 3.7 (Tempo de Construção, Investimento e Operação). Questões sócio-ambientais dessa tecnologia são apresentadas na Seção 3.8. A Seção 3.9 apresenta o mapa de termelétricas no Brasil, mostrando as usinas em operação, construção, teste, ou em estudo de implantação. A Seção 3.10 conclui o capítulo.

## 3.2 Usinas Termelétricas

As principais usinas termelétricas de acordo com o combustível utilizado são: a gás, a carvão e a óleo. Uma central nuclear também pode ser considerada uma central termelétrica, onde o combustível é um material radioativo que, em sua fissão, gera a energia necessária para seu funcionamento.

Uma usina termelétrica é mais ou menos poluente de acordo com o combustível e a tecnologia utilizada. Por exemplo, usinas termelétricas a gás natural são menos poluentes do que usinas termelétricas a óleo ou carvão.

O funcionamento das usinas termelétricas é semelhante, independentemente do combustível utilizado. O combustível pode ser armazenado em parques ou depósitos adjacentes, de lá é enviado para a usina, onde será queimado na caldeira. Esta gera vapor a partir da água que circula por uma extensa rede de tubos que revestem suas paredes. A função do vapor é movimentar as pás de uma turbina, cujo rotor gira juntamente com o eixo de um gerador que produz a energia elétrica. O vapor é resfriado em um condensador e convertido outra vez em água, que volta aos tubos da caldeira, dando início a um novo ciclo.

A água em circulação que esfria o condensador expulsa o calor para a atmosfera pelas torres de refrigeração através de grandes estruturas que identificam essas centrais. Parte do calor extraído dos condensadores pode passar para um rio próximo ou para o mar.

Para minimizar os efeitos contaminantes da combustão sobre as redondezas, a central dispõe de uma ou mais chaminés de grande altura (algumas chegam a 300 m) e de alguns precipitadores que retêm as cinzas e outros resíduos voláteis da combustão. As cinzas são recuperadas para aproveitamento em processos de metalurgia e no campo da construção civil.

A potência mecânica obtida pela passagem do vapor através da turbina – fazendo com que esta gire – e no gerador, que também gira acoplado mecanicamente à turbina, é que transforma a potência mecânica em potência elétrica.

A energia assim gerada é levada por meio de cabos ou barras condutoras, dos terminais do gerador até o transformador elevador, onde tem sua tensão elevada para adequada condução, através de linhas de transmissão até os centros de consumo. Então, por

meio de transformadores abaixadores, a energia tem sua tensão reduzida a níveis adequados para utilização pelos consumidores.

Essa é a descrição básica de uma usina convencional que utiliza exclusivamente o vapor gerado para produzir energia. As termelétricas mais recentes costumam funcionar em ciclo combinado, utilizando também turbinas a gás como será apresentado a seguir.

### **3.2.1 Usina termelétrica de ciclo combinado a gás natural**

Uma usina a ciclo combinado usa turbinas a gás e a vapor associadas em uma única planta. Ambas geram energia elétrica a partir da queima do mesmo combustível.

Uma usina termelétrica operando em ciclo combinado pode ser definida como um conjunto de obras e equipamentos cuja finalidade é a geração de energia elétrica, através de um processo que combina a operação de uma ou mais turbinas a gás com uma turbina a vapor.

A expansão dos gases resultantes da queima do combustível aciona a turbina a gás, que está diretamente acoplada ao gerador e, desta forma, a potência mecânica é transformada em potência elétrica.

O funcionamento da turbina a vapor é exatamente igual ao descrito para usina termelétrica convencional, porém a transformação da água em vapor é feita com o reaproveitamento do calor dos gases de escape da turbina a gás, na caldeira de recuperação de calor.

Esse é um processo que gera energia conjugando o ciclo de Brayton (turbina a gás) com o ciclo de Rankine (vapor). Ou seja, o calor recuperado dos gases de exaustão é utilizado para acionar uma turbina a vapor.

A geração de energia elétrica a partir de gás natural é feita pela queima do gás combustível em turbinas a gás, cujo desenvolvimento é relativamente recente (após a Segunda Guerra Mundial). Junto ao setor elétrico brasileiro, o uso mais generalizado dessa tecnologia tem ocorrido somente nos últimos 15 ou 20 anos. Ainda assim, as restrições de oferta de gás natural, o baixo rendimento térmico das turbinas e os custos de capital relativamente altos foram, durante muitos anos, as principais razões para o baixo grau de difusão dessa tecnologia no âmbito do setor elétrico (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2002).

Nos últimos anos, esse quadro tem-se modificado substancialmente, tornando o gás natural uma das principais alternativas de expansão da capacidade de geração de energia elétrica em vários países, inclusive no Brasil.

O ciclo combinado é o método preferido para utilização do gás natural de muitas concessionárias e produtores independentes nos Estados Unidos. Hoje, segundo Reis (2003), o ciclo combinado é o processo existente de co-geração térmico-elétrico mais eficiente.

### **3.3 Componentes**

A seguir serão descritos os principais componentes das usinas termelétricas de ciclo combinado: a turbina a gás, a caldeira de recuperação de calor e a turbina a vapor.

#### **3.3.1 Turbina a gás**

O principal elemento das termelétricas de ciclo combinado é a turbina a gás, uma tecnologia em grande parte proveniente dos jatos desenvolvidos para as aeronaves militares e civis, nas quais o combustível é o querosene. Em grande parte das termelétricas, o combustível que vem sendo utilizado é o gás natural, embora seja quase sempre dada a possibilidade de operar com um segundo combustível, como o diesel, para evitar interrupções no caso de problemas no suprimento do gás.

Podem-se distinguir três componentes principais em uma turbina a gás: o compressor, o sistema de combustão e a turbina propriamente dita, esta última sendo a fonte de acionamento tanto do compressor como de um gerador de energia elétrica. O ar atmosférico captado pelo compressor é comprimido no sistema de combustão à pressão de cerca de 13 bars, e temperatura da ordem de 375° C, a qual se eleva a 1250° C com a queima do gás. A energia gerada na expansão que se segue à queima do gás aciona a turbina, reduzindo-se a pressão atmosférica e a temperatura à cerca de 550° C nos gases de exaustão da turbina.

Se uma turbina estiver operando isoladamente, ou em ciclo, como nas aeronaves, sua eficiência térmica é baixa, da ordem de 36%, ou seja, mais de 60% do calor gerado pela queima do combustível é perdido nos gases de exaustão. É verdade que a eficiência térmica

pode ser melhorada com temperaturas e pressões de entrada mais elevadas, mas isto exigiria materiais mais caros ao longo do caminho do gás, com limitações técnicas e econômicas.

O que torna este sistema desinteressante para a geração de energia elétrica é que não se espera que mesmo com os desenvolvimentos técnicos já antevistos, as turbinas industriais em ciclo aberto venham a ter eficiência térmica acima de 40%. A Figura 3.1 mostra o esquema de turbinas a gás em ciclo aberto com o fluxo numérico percentual típico de energia na unidade.

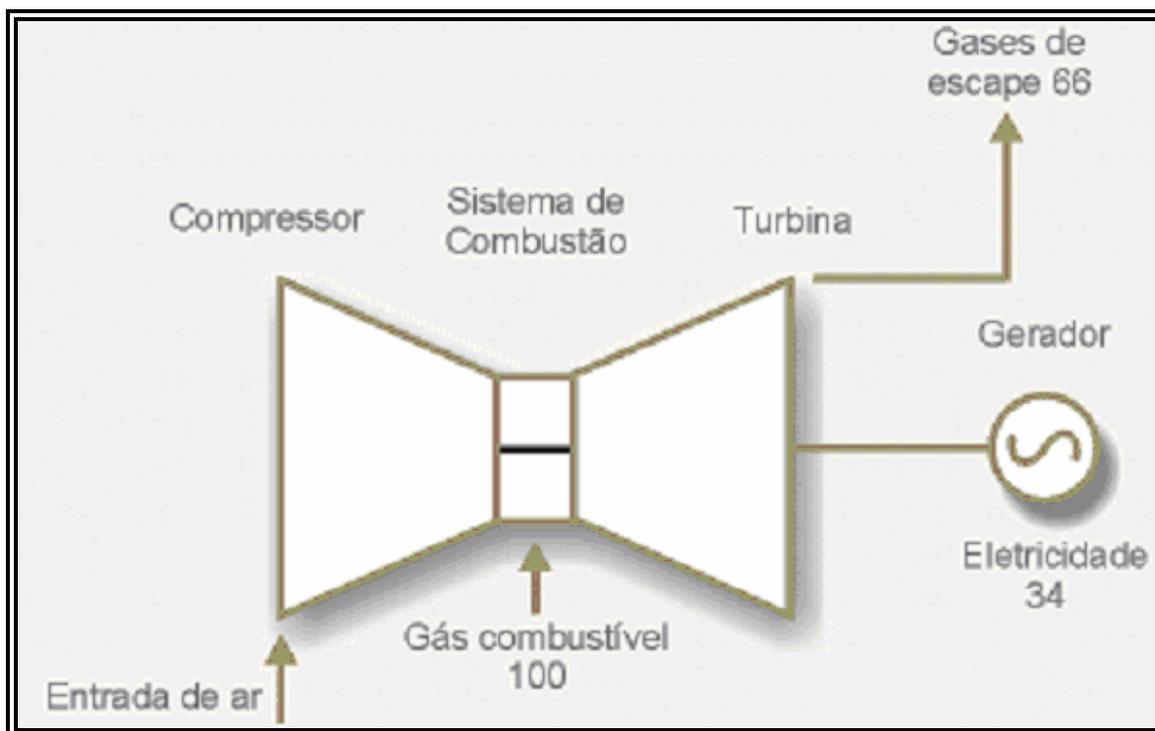


Figura 3.1: Turbina a gás em ciclo aberto com fluxo numérico percentual típico de energia.

### 3.3.2 Caldeira de recuperação de calor

As termelétricas a gás natural de ciclo combinado têm como um dos seus principais elementos um gerador de vapor capaz de recuperar parte do calor dos gases de exaustão das turbinas a gás. Com isto, a eficiência térmica eleva-se substancialmente, como se vê na Figura 3.2, pois o vapor assim produzido aciona uma turbina sem necessidade de queima de combustível adicional.

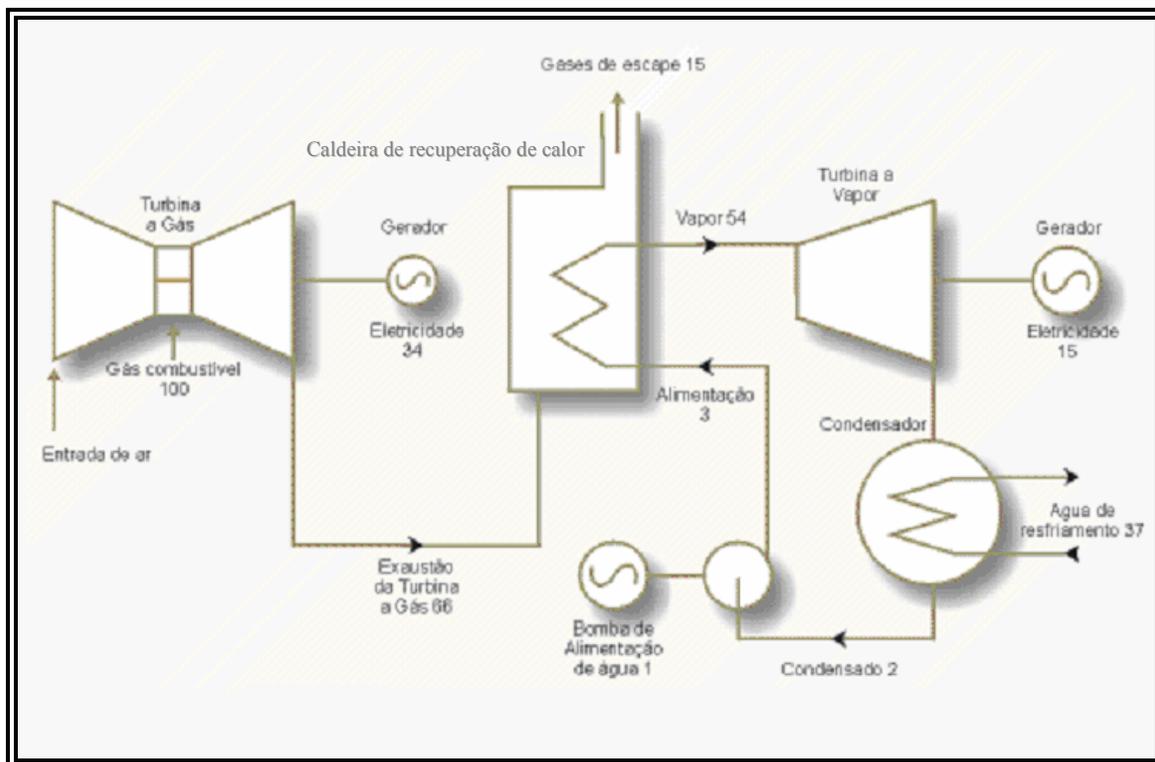


Figura 3.2: Turbinas a gás em ciclo combinado com fluxo numérico típico de energia.

A temperatura máxima que pode ser obtida no vapor depende da temperatura dos gases de exaustão, que é da ordem de 550° C. A quantidade de vapor produzida é suficiente para acionar uma turbina capaz de gerar a metade da energia elétrica da turbina a gás correspondente. Em conseqüência, um dos arranjos clássicos de uma usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado são duas turbinas a gás e uma a vapor, todas da mesma capacidade — por exemplo, 150 MW cada uma.

Diferentemente dos gases de exaustão de uma turbina a óleo ou de um motor diesel, os gases provenientes de uma turbina a gás ainda contém oxigênio, o que permite a queima suplementar de combustível se for desejado vapor a temperaturas mais elevadas ou em maior quantidade. Nas instalações comerciais, entretanto, este esquema é pouco usado, pois o custo do investimento é maior.

### 3.3.3 Turbina a vapor

O terceiro elemento básico nas usinas termelétricas a gás natural de ciclo combinado é a turbina a vapor cuja função é gerar energia elétrica adicional a partir do vapor produzido na caldeira de recuperação de calor. Seu funcionamento não difere das

turbinas usadas em termelétricas convencionais a vapor, com queima de carvão ou óleo. O vapor que sai da turbina é condensado e volta a ser usado como água de alimentação na caldeira de recuperação de calor.

Caso a instalação esteja à beira-mar ou próxima de um rio, a preferência é pelo condensador a água, com passagem única. Se isto não for possível, podem-se ter torres de resfriamento (enormes torres de concreto com perfil parabólico, típicas de termelétricas) ou mesmo, caso não haja água disponível, radiadores resfriados a ar. Neste último caso os investimentos tendem a crescer e a eficiência térmica da planta fica reduzida.

### 3.4 Configurações

Em instalações de uma única turbina a gás dois arranjos são possíveis: o mais tradicional prevê geradores elétricos separados acoplados à turbina a gás e à turbina a vapor, mas é possível acoplar as duas para acionarem um único gerador.

A opção por uma única turbina a gás limita a capacidade total da usina à cerca de 500 MW, e traz problemas de parada total se uma das máquinas apresentar problemas. Desta forma, a preferência é para as instalações com mais de uma turbina a gás.

A maioria das térmicas a gás natural em funcionamento ou em construção adota a configuração de mais de uma turbina a gás, pois desta forma aumenta-se a capacidade da usina, e os riscos de paralisação são reduzidos. Um modelo clássico é o chamado 2+1 com duas turbinas a gás iguais, cada uma com a sua caldeira de recuperação de calor e uma a vapor de mesma capacidade. Desta forma é possível usar três geradores elétricos do mesmo porte para as três turbinas, com transformadores e demais equipamentos elétricos também padronizados.

Neste tipo de configuração é possível parar uma turbina a gás e sua caldeira de recuperação de calor reduzindo a capacidade total à metade. Caso a turbina a vapor pare, pode-se operar com o chamado ciclo simples (Figura 3.1) com grande redução na eficiência térmica.

Com base na potência comercialmente disponível das turbinas a gás, conclui-se que uma usina tipo 2 + 1 terá capacidade total entre 360 e 990 MW, embora este limite superior seja na prática de cerca de 800 MW. Uma atenção especial em instalações deste tipo (mais

de uma turbina) deve ser dada à divisão de carga entre as máquinas a gás, de forma a equalizar temperaturas e pressões no vapor produzido por suas caldeiras de recuperação de calor.

A combinação de turbinas a gás e a vapor não está limitada ao arranjo 2+1. Há exemplos de até 5 turbinas a gás associadas a uma a vapor, e arranjos de 3+1 e 4+1 estão em uso comercial em diferentes localizações. O emprego de grandes turbinas a vapor traz dificuldades técnicas à medida que aumenta o número das caldeiras de recuperação de calor que a alimentam em paralelo.

### 3.5 Eficiência Térmica

O processo do ciclo combinado ainda pode ser melhorado com a queima de combustível suplementar, principalmente quando há disponibilidade de combustíveis residuais. Conceitualmente, os ciclos combinados foram propostos nos anos 1960, mas apenas nos anos 1970 é que as primeiras unidades geradoras, de pequena capacidade (a maioria na faixa de 15 MW a 20 MW), foram construídas e postas em operação. O rendimento térmico nominal das primeiras unidades era apenas da ordem de 40%.

Em virtude dos avanços tecnológicos alcançados, além do aumento da oferta de gás natural e da redução de seus preços, os ciclos combinados têm-se tornado uma alternativa importante para a expansão da capacidade de geração de energia elétrica.

Atualmente, os ciclos combinados são comercializados em uma ampla faixa de capacidades, e apresentam rendimentos térmicos próximos de 60%. Mesmo usinas mais antigas ficam acima de 47%.

A eficiência térmica das usinas termelétricas a gás natural de ciclo combinado é melhor que as maiores e mais modernas usinas a carvão ou a óleo. Como exemplo, temos a usina de Drax na Inglaterra, uma termelétrica a carvão de 4.000 MW que chega a 40% de eficiência, ou os melhores motores diesel que podem atingir 44%.

Estudos prospectivos indicam rendimentos de até 70%, num período relativamente curto (Gregory & Rogner, 1998). Susta & Luby (1997) afirmam que eficiências dessa ordem podem ser alcançadas em ciclos de potência que utilizem turbinas a gás operando com temperaturas máximas mais elevadas — da ordem de 1.600 °C.

### 3.6 Disponibilidade

Diz-se que uma planta perde disponibilidade quando cessa de gerar energia elétrica, seja por paradas programadas, paradas imprevistas ou restrições à produção de qualquer natureza. A disponibilidade é avaliada em bases anuais e termos percentuais, comparando-se a totalidade das horas do ano com as do efetivo funcionamento. O cálculo do “índice de indisponibilidade” (Mello, 1996) pode ser utilizado para estimar a probabilidade de certa usina termelétrica ficar um dado tempo indisponível.

As paradas programadas de uma usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado são em geral determinadas pelas turbinas a gás, que normalmente são previstas para trabalhar até 8000 horas sem interrupção. Na prática, a perda de disponibilidade situa-se entre 2 e 12% ao ano, fixando-se em 5% em um horizonte de 5 anos. Os demais componentes de uma usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado — caldeira de recuperação de calor e turbina a vapor — terão sua manutenção contida nestes prazos.

Dados estatísticos mostram que as demais perdas de disponibilidade situam-se entre 3 e 6%, o que significa que algo próximo a 90% pode ser antecipado como disponibilidade média de uma usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado.

### 3.7 Tempo de Construção, Investimento e Operação

Atualmente, com o número de usinas termelétricas a gás natural de ciclo combinado aumentando em todo o mundo, os prazos de entrega de turbinas a gás têm se alongado, havendo verdadeiras filas que tornam o tempo de espera incerto. A menos deste inconveniente, o prazo de construção de uma usina tipo ciclo combinado não excede 2 anos, enquanto uma térmica a óleo ou carvão equivalente leva em média 3 anos.

Os investimentos necessários são também menores. Uma usina a carvão, incluindo a unidade de desulfurização dos gases de escape da chaminé (hoje exigência em todo o mundo) fica 80% mais cara que uma usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado equivalente. O gás usado, porém, deverá ser um produto de elevada qualidade, enquanto as outras térmicas podem lançar mão do carvão não tratado ou óleos combustíveis residuais, de custo menor.

Graças ao não manuseio de combustível e ao alto grau de automação que se pode alcançar em uma usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado, o número de operários é comparativamente pequeno em relação às térmicas tradicionais. Por exemplo, em uma termelétrica a gás natural de ciclo combinado de 800 MW estimam-se algo entre 30 e 60 operários.

É possível afirmar que as usinas termelétricas a gás natural de ciclo combinado oferecem vantagens competitivas importantes sobre as convencionais. Tratando-se de uma tecnologia relativamente recente, há oportunidades abertas para melhoramentos, seja na eficiência térmica, seja na performance dos equipamentos envolvidos, tornando ainda mais atrativa a economia global deste tipo de empreendimento.

Entre as vantagens adicionais da geração termelétrica a gás natural, estão o prazo relativamente curto de maturação do empreendimento e a flexibilidade para o atendimento de cargas de ponta. Por outro lado, as turbinas a gás são máquinas extremamente sensíveis às condições climáticas, principalmente em relação à temperatura ambiente, e apresentam também alterações substanciais de rendimento térmico no caso de operação em cargas parciais.

### 3.8 Questões Sócio-ambientais

O gás natural é, em princípio, isento de enxofre e de cinzas, o que torna dispensáveis as custosas instalações de desulfurização e eliminação de cinzas que são exigidas nas térmicas a carvão e a óleo. O problema da chuva ácida é mínimo em uma térmica a gás natural, e a contribuição para o aquecimento global, por KW gerado, é muito menor que nas correspondentes a carvão e óleo, por força da melhor eficiência térmica. Como o gás natural é rico em hidrogênio, quando comparado aos demais combustíveis fósseis, a proporção de gás carbônico gerado por sua queima é significativamente mais baixa.

O problema ambiental mais acentuado nas instalações a gás natural é o de emissão de óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ). Uma turbina a gás emite mais  $\text{NO}_x$  do que caldeiras a óleo ou carvão porque a relação entre o ar e o combustível é muito maior na queima do gás. Os últimos desenvolvimentos técnicos prevêm a utilização de queimadores com injeção de

água ou vapor na zona de combustão das turbinas, o que além de reduzir o  $\text{NO}_x$ , ainda eleva a capacidade produtiva de máquina por aumento do fluxo de massa através da turbina.

A idéia popular de que turbinas a gás produzem alto nível de ruído — impressão que vem das turbinas de avião — não é verdadeira. Em usinas termelétricas a gás natural de ciclo combinado bem projetadas, a poluição sonora não excede a de usinas equivalentes operando a vapor, e situa-se facilmente nas exigências legais.

Uma vantagem deste tipo de termelétrica é o de ocupar espaços reduzidos em relação aos demais. Uma instalação típica 2+1, de 360 MW pode ser feita em um terreno de 200 x 400 metros.

Também na altura das chaminés as usinas termelétricas a gás natural de ciclo combinado trazem vantagens sobre térmicas a carvão ou óleo. Como o gás é basicamente isento de enxofre e cinzas, a chaminé de concreto com 250 m de altura, típica de grandes usinas, pode ser substituída por duas peças de 75 m em aço. A não existência de grandes áreas de estocagem de carvão ou parque de tanques de óleo é ainda um ponto a favor das usinas a gás natural, embora nelas existam reservatórios para combustíveis de reserva (gás natural ou outro combustível no caso de usinas flexíveis).

Apesar das vantagens relativas do gás natural (Seção 2.3), quando comparado ao petróleo e ao carvão mineral, seu aproveitamento energético também gera impactos indesejáveis ao meio ambiente, principalmente na geração de energia elétrica. Um dos maiores problemas é a necessidade de um sistema de resfriamento, cujo fluido refrigerante é normalmente a água.

Nesse caso, mais de 90% do uso de água de uma central termelétrica pode ser destinado ao sistema de resfriamento. Embora existam tecnologias de redução da quantidade de água necessária e mitigação de impactos, isso é uma fonte de problemas ambientais, principalmente em relação aos recursos hídricos, em função do volume de água captada, das perdas por evaporação e do despejo de efluentes. Segundo Bajay et al. (2000), a demanda média de água de uma central termelétrica operando em ciclo a vapor simples é da ordem de  $94 \text{ m}^3$  por MWh. No caso de ciclos combinados, o valor é de aproximadamente  $40 \text{ m}^3$  por MWh. Esses índices podem variar substancialmente de acordo com a configuração adotada. Em geral, os valores são mais baixos nos sistemas de co-geração.

Estudos prospectivos realizados no estado de São Paulo indicam que os impactos da geração termelétrica a gás natural sobre os recursos hídricos deverão ser consideráveis, notadamente quando se tratar de centrais termelétricas que utilizam sistemas de resfriamento com torre úmida (Ferreira et al., 2000).

Em termos de poluição atmosférica, destacam-se as emissões de óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ), entre os quais o dióxido de nitrogênio ( $\text{NO}_2$ ) e o óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ), que são formados pela combinação do nitrogênio com o oxigênio. O  $\text{NO}_2$  é um dos principais componentes do chamado *smog*<sup>2</sup>, com efeitos negativos sobre a vegetação e a saúde humana, principalmente quando combinado com outros gases, como o dióxido de enxofre ( $\text{SO}_2$ ). O  $\text{N}_2\text{O}$  é um dos gases causadores do chamado efeito estufa e também contribui com a redução da camada de ozônio.

### 3.9 Mapa das Termelétricas no Brasil

A Figura 3.3 apresenta o mapa das usinas termelétricas brasileiras em operação, construção, teste ou estudo de implantação. Detalhes das usinas termelétricas, como localização, capacidade de geração e acionistas podem ser vistos no Apêndice A, no qual também é apresentada uma foto de uma termelétrica.

---

<sup>2</sup> Mistura de fumaça contendo vários poluentes e de nevoeiro, que, sob determinadas condições atmosféricas, se forma sobre os grandes centros urbanos e industriais.



Figura 3.3: Termelétricas a gás natural no Brasil (GasNet, 2006).

### 3.10 Conclusão

Este capítulo apresentou as usinas termelétricas a gás natural de ciclo combinado. Suas características e configurações possibilitam um melhor rendimento do que as usinas a ciclo aberto.

Como já mencionado no capítulo anterior, a combustão do gás natural é menos poluente do que a combustão de outros combustíveis fósseis. A sua utilização em usinas termelétricas de ciclo combinado contribui para menores índices de emissão de CO, SO<sub>2</sub> e particulados, embora ainda contribua para a poluição ao lançar óxidos de nitrogênio na atmosfera.

As usinas termelétricas a gás natural de ciclo combinado estão aumentando em todo o mundo graças ao seu tempo de construção, ao investimento necessário, à alta

disponibilidade e eficiência, à flexibilidade para o atendimento de cargas de ponta, ao prazo curto de maturação do investimento, além do gás natural satisfazer a regulamentos ambientais impostos à indústria de energia elétrica.

Várias usinas foram construídas no Brasil nos últimos anos e outras virão para complementar a capacidade de geração de energia do país.

# Capítulo 4: Modelagem Matemática

## 4.1 Introdução

Este capítulo propõe um modelo que considera um conjunto de usinas termelétricas a gás natural supridas por um sistema de gasodutos. O objetivo é minimizar os custos de geração de energia elétrica, transporte e produção e/ou aquisição de gás natural. As exigências do sistema, tais como satisfação da demanda de carga elétrica, limites da pressão do fluxo de gás natural na rede de gasodutos e restrições contratuais são representadas na formulação. Alternativamente pode-se colocar como função objetivo a maximização da potência gerada.

Na Seção 4.2, apresenta-se uma revisão bibliográfica que inclui algumas propostas de solução para problemas nas áreas de gás natural e geração termelétrica. A Seção 4.3 apresenta o porquê de se fazer o planejamento da transmissão de gás natural e da geração termelétrica de forma integrada. A Seção 4.4 mostra a formulação matemática do problema de minimização de custos, enquanto a Seção 4.5 apresenta a formulação matemática do problema de maximização da potência gerada. A Seção 4.6 conclui o capítulo.

## 4.2 Revisão Bibliográfica

Nas últimas décadas, vários trabalhos foram publicados sobre o gás natural e a geração de energia. A seguir, será apresentada uma lista dos trabalhos que contribuíram direta ou indiretamente para o assunto desta tese. Nenhum dos trabalhos que serão citados trata especificamente do problema apresentado nesta tese, mas contribuíram de alguma maneira para que o problema do despacho integrado de gás natural e geração termelétrica

pudesse ser colocado da forma apresentada neste capítulo, e também para a proposta de solução que será mostrada posteriormente.

O'Neill et al. (1979) propôs uma metodologia para a alocação de gás natural, com o objetivo de simular a realocação de gás em uma situação emergencial. O modelo utiliza várias funções objetivo, além de várias restrições lineares e não-lineares. As restrições não-lineares foram tratadas por um método similar ao método de programação linear sucessiva. Foram resolvidos problemas com mais de 250 restrições lineares e 240 restrições não-lineares.

Goldberg (1983) utilizou técnicas de inteligência artificial e também de genética para o problema de controle operacional por computador do sistema de gasodutos. O objetivo foi minimizar o total de energia consumida pelas estações de compressão.

Wolf & Smeers (1996) usaram o método de empacotamento (*bundle method*) para resolver o problema de dimensionamento ótimo de uma rede de transmissão de gás natural. Os diâmetros dos gasodutos foram escolhidos de forma a minimizar a soma dos custos operacionais e de investimentos.

Boucher & Smeers (1996) apresentaram um modelo de planejamento de gás baseado nas idéias básicas da teoria de recursos não-renováveis, as quais permitem olhar o problema do desenvolvimento levando em conta o impacto que a competição pode ter na demanda. O uso do modelo foi ilustrado em um estudo realizado para o Banco Mundial.

Castillo & Gonzalez (1998) desenvolveram um algoritmo genético (Michalewicz, 1996; Goldberg, 1989) com novos operadores genéticos específicos para o problema de encontrar configurações ótimas em uma rede de distribuição.

Em outro artigo, Wolf & Smeers (2000) modelaram a operação de uma rede de gasodutos como um problema de minimização de custo de suprimento de gás natural sujeito a relações de fluxo-pressão não-lineares, balanços de matéria e limites de pressão. O método de solução foi testado na rede de gás da Bélgica. Este artigo serviu como base para o modelo que será apresentado neste capítulo. Enquanto esse artigo enfoca apenas o planejamento da operação da rede de gasodutos, esta tese inclui também o planejamento da geração termelétrica.

Montoya-O. et al. (2000) construíram um algoritmo genético para projetar um novo sistema de transmissão de gás, ou expandir uma rede já existente. O algoritmo otimiza a

topologia, o tamanho e as condições operacionais, minimizando os investimentos e os custos de manutenção.

Venkataramanan et al. (2000) apresentaram técnicas que podem ser usadas para otimizar em tempo real o consumo de combustível na operação do sistema de gasodutos. O esquema de controle apresentado possui três objetivos básicos: manter o sistema de gasodutos em um perfil de pressão ótimo, um modo de transição para manusear as mudanças ao longo do dia e, um modo de mudança automática na eventualidade de um compressor parar de funcionar. Um otimizador escolhe perfis de pressão com os quais os compressores são mais eficientes.

Ransome & Furlonge (2001) desenvolveram um modelo matemático que determina o perfil das reservas ótimas adicionais de gás natural necessárias para satisfazer as demandas projetadas por diversos cenários. Para determinar o perfil das reservas ótimas adicionais através de otimização, a função objetivo é o custo de adicionar reservas, minimizando o custo total de exploração.

Wolf (2003) apresenta as propriedades matemáticas de várias formulações para o problema de transmissão de gás que utilizam relações não-lineares de fluxo-pressão.

Um modelo para calcular a geração máxima de energia em um sistema de usinas de ciclo combinado foi apresentado por Munoz et al. (2003).

Gabriel et al. (2003) descreveram resultados numéricos para um modelo de equilíbrio de mercado para o sistema de gás natural norte-americano.

Cruz-G. et al. (2004) resolveram o problema de distribuição de produtos derivados do óleo em redes de dutos multiprodutos. O problema foi modelado e resolvido por duas técnicas: um método heurístico — um algoritmo evolutivo multiobjetivo, e através de programação matemática.

The Royal Academy of Engineering (2004) comparou custos e benefícios de diferentes tipos de tecnologias de geração de eletricidade.

Nogueira (2004, informação verbal) enfocou o histórico da indústria do petróleo e gás natural no Brasil, mostrando o atual cenário de produção e consumo e fornecendo uma visão da Agência Nacional do Petróleo (ANP) para as próximas duas décadas. Ele disse, por exemplo, que os combustíveis derivados de petróleo e o gás natural respondem por cerca de 30% da atual demanda energética no Brasil, sendo a fonte predominante no setor

de transporte, atendendo a quase 90% do consumo; e que nos próximos anos espera-se um importante incremento no uso da termelétricidade. No serviço público, atualmente as centrais térmicas representam 8,5% da capacidade total de geração. Em termos de energia produzida, espera-se que estas centrais respondam por cerca de 20% da oferta de energia elétrica, gerada em grande parte a partir de gás natural.

Nogueira disse que a indústria do petróleo continuará sendo muito importante nos próximos anos no Brasil e no mundo, devido à grande utilização atual e impossibilidade de alteração do cenário nos próximos anos. Para a ANP existe um grande esforço para equilibrar a produção e o consumo de petróleo no Brasil, principalmente através da busca de novas fronteiras exploratórias. Nogueira também chamou a atenção para o pequeno aumento da capacidade do refino no país desde os anos 80, e os problemas que isso pode acarretar; mostrou alguns problemas relacionados com o alto consumo de diesel no país; e enfatizou a necessidade de aumentar a capacidade de uso e oferta para aumentar a participação de gás natural na matriz energética brasileira.

Zambon et al. (2005) avaliam alternativas geradas em Sistemas de Informação Geográfica (SIG) para localização de usinas termelétricas, aplicando técnicas de análise multicritério no processo de decisão. O modelo desenvolvido contribui para a tarefa de analisar locais com potencial para a instalação de uma usina termelétrica e os diversos critérios envolvidos no problema, sejam eles de ordem econômica e/ou ambiental. A visualização dos resultados, através de mapas em Sistemas de Informação Geográfica (SIG), mostra a aplicabilidade das técnicas de análise multicritério para o planejamento da expansão do setor elétrico. Os resultados, aplicados em um estudo de caso real no estado de São Paulo, mostram cenários com situações de risco mínimo, médio e máximo para instalação de usinas termoelétricas de ciclo combinado a gás.

Goldbarg et al. (2005) apresentam um caso especial do problema geral da determinação de uma configuração para um sistema de co-geração de energia que utiliza o gás natural como fonte energética. O problema visa determinar a configuração de custo mínimo de um sistema de co-geração. É um problema computacionalmente difícil devido às restrições técnicas, operacionais e econômicas. Para solucioná-lo, são apresentados e comparados algoritmos evolucionários desenvolvidos de acordo com as metáforas dos Algoritmos Genéticos, Algoritmos Meméticos e da Transgenética Computacional. Os

algoritmos são aplicados a um conjunto de trinta e cinco instâncias geradas de acordo com cinco diferentes ciclos de co-geração. Os experimentos computacionais relatados indicam uma dominância de melhores resultados da metáfora transgenética.

Bezerra et al. (2006) utilizando os trabalhos de Mello & Ohishi (2005) e Wolf & Smeers (2000) procuraram integrar a operação do sistema gaso-elétrico à programação da operação de sistemas hidrotérmicos.

O Brasil, por meio do Ministério de Minas e Energia, tem incentivado o gás natural como fonte importante para a geração de energia. Segundo João de Nora Souto, secretário de petróleo e gás, o ministério planeja a expansão do setor elétrico nos próximos dez anos com significativa participação de termoelétricas movidas pelo insumo. Segundo o secretário, o gás natural vem no sentido de proporcionar maior estabilidade ao setor elétrico de modo a não ficar dependendo do nível das chuvas para encher os reservatórios das hidroelétricas — como ocorre hoje. Além disso, a política de incentivo ao gás natural não é só de complementaridade, mas também de segurança do sistema elétrico (Gás Brasil, 2006).

Dados e projeções da Petrobras e do Ministério de Minas e Energia indicam a mudança. Atualmente, o consumo médio de gás natural do Brasil é por volta de 42 milhões de metros cúbicos por dia. Desse total, as térmicas são responsáveis por 7,6 milhões de metros cúbicos. Em 2010, estimativas da Petrobras mostram que o mercado brasileiro consumirá 100 milhões de metros cúbicos por dia, com participação de 46 milhões de metros cúbicos das termelétricas (Gás Brasil, 2006).

### **4.3 Operação do Sistema de Gasodutos versus Geração Termelétrica**

O consumo de gás natural influencia grandemente a operação do sistema de gasodutos devido à sua baixa capacidade de estocagem. Como as usinas termelétricas são um dos principais consumidores, pode-se esperar que a operação das usinas influencie na operação do sistema de gás natural. Por outro lado, as restrições operacionais da rede de gás, devidas às manutenções ou demandas excessivas, podem impor limites na geração termelétrica (Figura 4.1). Neste contexto, os modelos que integram a operação dos dois

sistemas são importantes para o planejamento e a operação do sistema elétrico e de suprimento de gás.

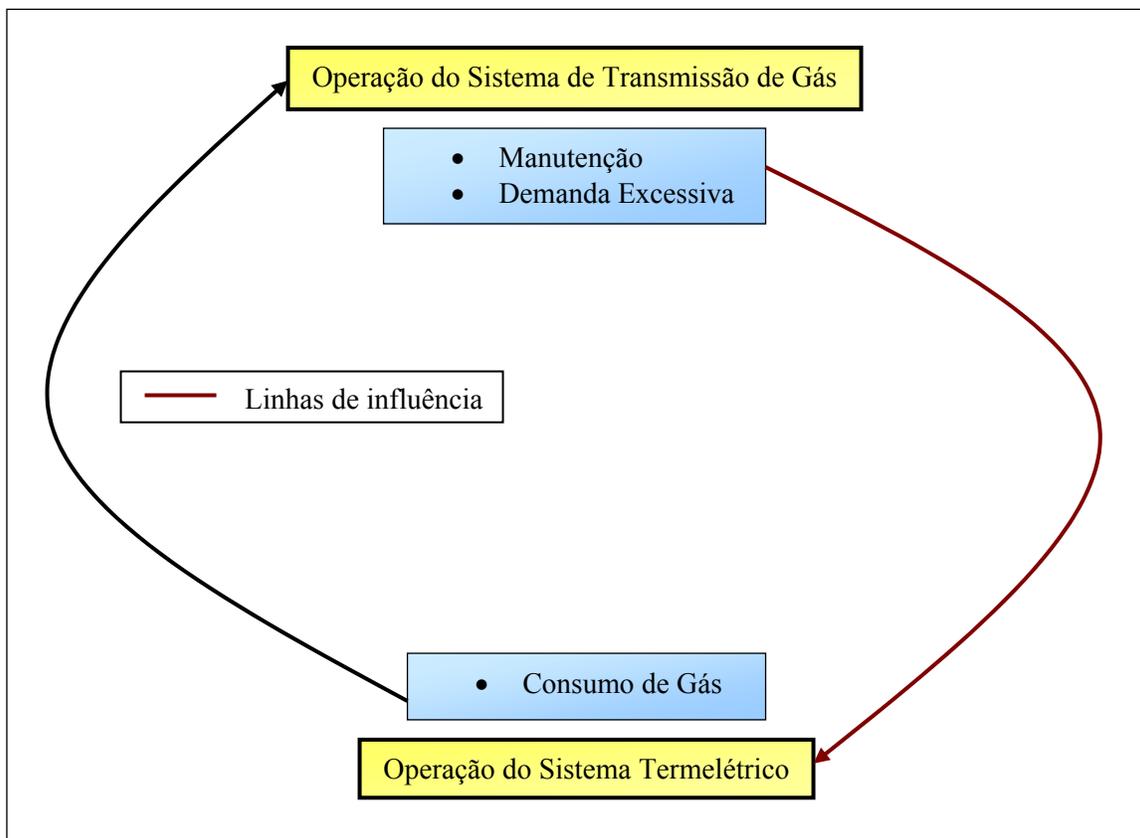


Figura 4.1: Influência da operação do sistema de gás natural na operação do sistema termelétrico e vice-versa.

#### 4.4 Formulação do Problema

Nesta seção, apresenta-se o modelo integrado de despacho do sistema de suprimento de gás natural e do sistema de geração termelétrica. O modelo proposto minimiza os custos de geração termelétrica, de produção, de importação e de transmissão de gás natural. O modelo também leva em conta a demanda de eletricidade, os limites de geração das usinas, as restrições do sistema de gasodutos, tais como os limites de fluxo e pressão, as capacidades de importação e produção, e os contratos de compra e venda de gás natural.

#### 4.4.1 Modelo matemático

Um gasoduto é composto por um conjunto de equipamentos como bombas, compressores, válvulas de controle e separadores (Arnold & Steward, 1999). Eles são conectados de forma a entregar aos consumidores as quantidades demandadas de gás natural a pressões determinadas (Montoya-O. et al., 2000).

O gás natural é injetado em alguns pontos do sistema de gasodutos. Estes pontos são chamados de “nós supridores”. Em outros pontos o gás natural é entregue. Estes pontos são os “nós consumidores” ou também conhecidos como *city gates*. Todos os gasodutos de transporte de gás natural dos pontos de produção até os *city gates* compõem o sistema de transmissão. Os gasodutos a partir dos *city gates* até os consumidores finais compõem o sistema de distribuição. Esta tese abordará o sistema de transmissão.

Pontos da rede de gasodutos que não são nós supridores e nem nós consumidores são chamados de nós de conexão ou passagem.

São chamados de ramos passivos os ramos da rede de gasodutos que não têm compressores. Os que têm compressores são chamados ramos ativos.

Cada nó supridor tem uma capacidade e um custo específico de produção ou importação. Os gasodutos têm limites de capacidade representados por restrições nas pressões dos nós (extremidades de cada ramo do gasoduto). O sistema de gasodutos entrega gás para vários usuários finais e deve respeitar obrigações contratuais em termos de fluxo e pressão.

Na Figura 4.2 ilustra-se uma rede de suprimento de gás natural e de usinas termelétricas.

O problema de despacho de gás e eletricidade integra o sistema de geração termelétrica com a rede de gasodutos que transporta o gás natural.

No sistema de geração termelétrica, o objetivo principal é minimizar os custos operacionais das usinas termelétricas, respeitando a demanda de energia e restrições operacionais. Este é o despacho econômico clássico (Wood & Wollenberg, 1996), no qual somente as demandas de carga globais e limites de geração são considerados.

O sistema de gasodutos deve atender as demandas de gás natural com os custos mínimos de transmissão, produção e importação (Flanigan, 1972; Wolf & Smeers, 1996; Wolf & Smeers, 2000).

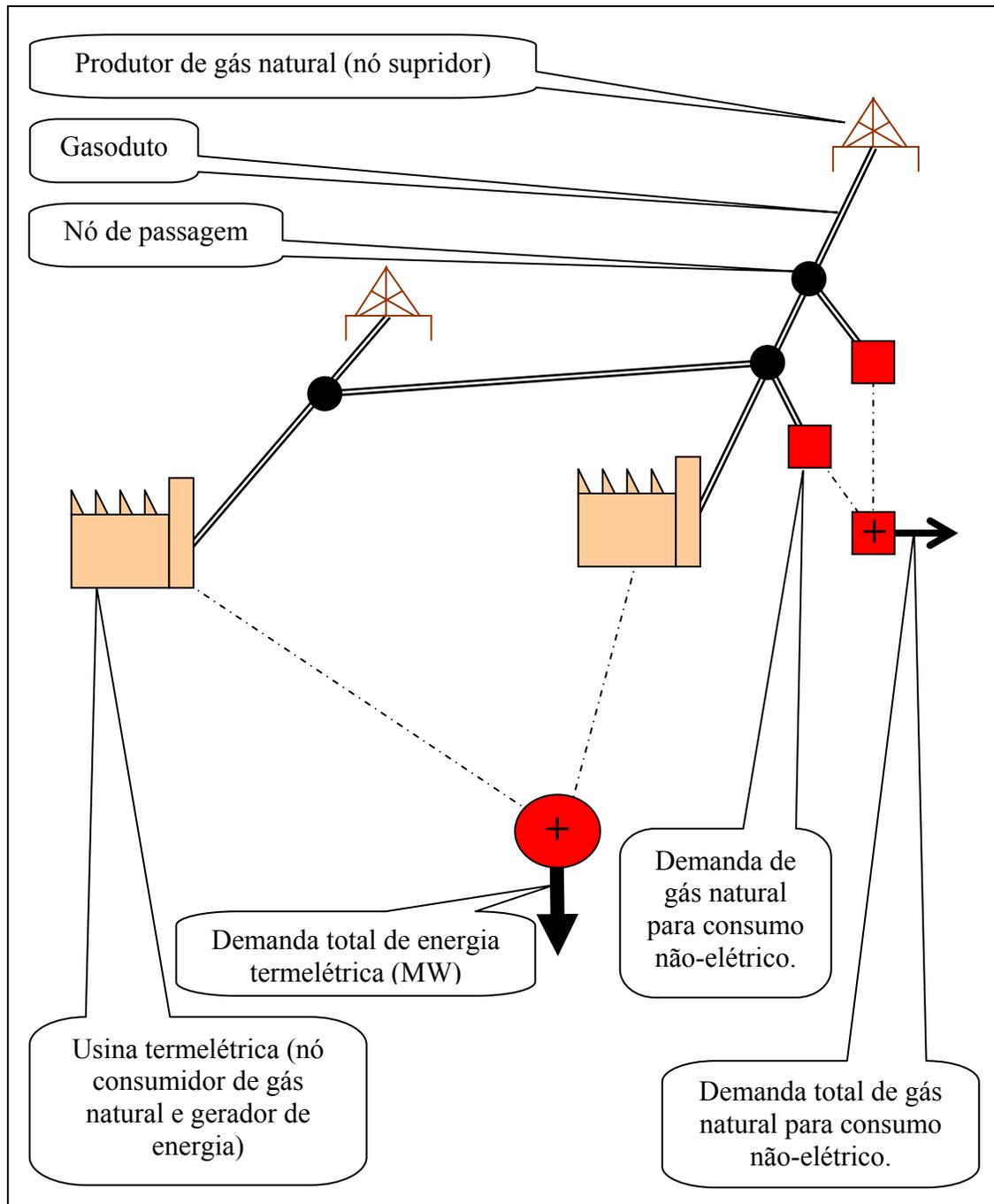


Figura 4.2: Rede de suprimento de gás natural e usinas termelétricas.

O modelo de despacho integrado da transmissão de gás natural e da geração termelétrica pode ser matematicamente formulado como na Figura 4.3 (Mello & Ohishi, 2005). Enquanto a Tabela 4.1 mostra o significado das variáveis utilizadas no modelo matemático, a Tabela 4.2 mostra o significado dos símbolos utilizados para expressar as funções de custo, os conjuntos e as constantes do modelo.

Minimizar	
$\sum_{i \in T} c_i(g_i) + \sum_{i \in S} b_i(w_i) + \sum_{ij \in D} t_{ij}(y_{ij})$	(1)
Sujeito a	
$\sum_{i \in T} g_i(q_i^e) = d;$	(2)
$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max};$	$i \in T$ (3)
$\sum_{j \in D} y_{ji}(p_j, p_i) - \sum_{j \in D} y_{ij}(p_i, p_j) = q_i^e + q_i^o;$	$i \in C$ (4)
$\sum_{j \in D} y_{ji}(p_j, p_i) - \sum_{j \in D} y_{ij}(p_i, p_j) = w_i;$	$i \in S$ (5)
$\sum_{j \in D} y_{ji}(p_j, p_i) - \sum_{j \in D} y_{ij}(p_i, p_j) = 0;$	$i \in P$ (6)
$w_i^{\min} \leq w_i \leq w_i^{\max};$	$i \in S$ (7)
$\text{sinal}(y_{ij}).(y_{ij})^2 = (C_{ij})^2[(p_i)^2 - (p_j)^2];$	$ij \in D_P$ (8)
$\text{sinal}(y_{ij}).(y_{ij})^2 \geq (C_{ij})^2[(p_i)^2 - (p_j)^2];$	$ij \in D_A$ (9)
$p_i^{\min} \leq p_i \leq p_i^{\max};$	$i \in N$ (10)

Figura 4.3: Modelo matemático.

Variável	Significado
$g_i$	Potência gerada na $i$ -ésima usina termelétrica.
$w_i$	Produção/importação de gás natural no $i$ -ésimo nó supridor.
$y_{ij}$	Fluxo de gás natural através do gasoduto que liga o nó $i$ ao nó $j$ . Depende da pressão nestes nós.
$p_i$	Pressão no nó $i$ .

Tabela 4.1: Significado dos símbolos das variáveis utilizadas no modelo matemático.

A primeira componente da função objetivo (1) representa o custo de geração de energia elétrica; a segunda componente os custos de produção e importação de gás natural; e a última componente representa os custos de transporte de gás natural.

Símbolo	Significado
$c_i()$	Função de custo de geração na $i$ -ésima usina termelétrica.
$b_i()$	Função de custo de produção/importação no $i$ -ésimo nó supridor de gás natural.
$t_{ij}()$	Função de custo de transporte de gás natural do ramo $ij$ da rede de gasodutos.
$g_i^{\min}$	Potência mínima que deve ser gerada pela $i$ -ésima usina termelétrica.
$g_i^{\max}$	Capacidade máxima de geração da $i$ -ésima usina termelétrica.
$w_i^{\min}$	Limite inferior de produção ou importação de gás natural no $i$ -ésimo nó supridor.
$w_i^{\max}$	Limite superior de produção ou importação de gás natural no $i$ -ésimo nó supridor.
$p_i^{\min}$	Pressão operacional mínima no nó $i$ .
$p_i^{\max}$	Pressão operacional máxima no nó $i$ .
$d$	Demanda de carga elétrica.
$q_i^e, q_i^o$	Fluxo de gás natural entregue no $i$ -ésimo nó para geração de energia elétrica e para consumo não-elétrico, respectivamente.
$C_{ij}$	Constante que depende da composição do gás natural e do comprimento, diâmetro e rugosidade do ramo $ij$ da rede de gasodutos.
$T$	Conjunto de usinas termelétricas.
$S, C, P$	Conjunto de nós supridores, consumidores e de conexão (ou passagem), respectivamente.
$D, D_P, D_A$	Conjunto de todos os ramos, de ramos passivos e de ramos ativos da rede de gasodutos, respectivamente.
$N$	Conjunto de todos os nós da rede ( $S \cup C \cup P$ ).

**Tabela 4.2: Significado dos símbolos das funções de custo, das constantes e dos conjuntos utilizados no modelo matemático.**

A restrição (2) atende aos requisitos de carga elétrica global, enquanto as restrições (3) representam os limites de geração das usinas termelétricas. É importante notar que na Equação (2) a geração na  $i$ -ésima usina termelétrica depende do fluxo de gás natural consumido nesta usina. Portanto, essa Equação relaciona a geração de energia elétrica com a quantidade de gás natural consumido.

Inicialmente, para chegar a Equação (2) foi feito um estudo baseado em literatura científica e material de fabricantes de turbinas a respeito da eficiência dos equipamentos. Encontrou-se que a melhor curva que modela a relação (geração)  $x$  (quantidade de gás) é uma parábola, mas ela é quase linear. Verificou-se que a literatura considera essa relação linear e nesta tese optou-se por considerá-la também dessa forma.

As Equações (4), (5) e (6) representam o princípio de conservação de matéria (gás natural) em cada tipo de nó da rede de gasodutos. Nestas Equações, a primeira componente é dada pela soma de todo o fluxo de gás natural que entra no  $i$ -ésimo nó, a segunda componente representa a soma de todo o fluxo de gás natural que sai do  $i$ -ésimo nó. O lado direito da Equação (4) representa o gás natural entregue nos nós consumidores, enquanto o lado direito da Equação (5) significa a produção/importação nos nós supridores. A Equação (6) representa o balanço de fluxo nos nós de conexão. Na equação (4) leva-se em conta também o fluxo de gás natural na rede de gasodutos destinado para consumo não-elétrico, como por exemplo, consumo industrial.

As Equações (7) representam os limites de produção ou importação dos nós supridores. Restrições na capacidade de produção de gás natural ou contratos com compromisso de pagamento por quantidades mínimas contratadas de gás natural (tipo *take-or-pay*) podem ser levados em consideração por meio desta Equação.

A Equação (8) define a relação entre o fluxo e a pressão nos nós terminais para ramos passivos. Nos ramos ativos (com compressores) a relação de fluxo e queda de pressão ao longo do ramo é de desigualdade (Equação (9)).

A função sinal

$$\text{sinal}(x) = \begin{cases} -1, & \text{se } x < 0 \\ 0, & \text{se } x = 0 \\ 1, & \text{se } x > 0 \end{cases}$$

presente nas Equações (8) e (9) determina o sentido do fluxo. Se  $y_{ij} > 0$ , o fluxo  $y_{ij}$  vai do nó  $i$  para o nó  $j$ . Se  $y_{ij} < 0$ , o fluxo  $-y_{ij}$  vai do nó  $j$  para o nó  $i$ . Este termo introduz uma variável binária no modelo, e torna sua formulação um problema combinatorial.

Cada constante  $C_{ij}$ , presente nas Equações (8) e (9), pode ser computada da seguinte forma (O'Neill et al., 1979; Wilson et al., 1988):

$$C_{ij} = 96,074830 \cdot 10^{-15} \frac{D_{ij}^5}{\lambda_{ij} z \bar{T} L_{ij} \delta} \quad (11)$$

onde

$$\frac{1}{\lambda_{ij}} = \left[ 2 \log \left( \frac{3.7 D_{ij}}{\varepsilon} \right) \right]^2. \quad (12)$$

A Tabela 4.3 mostra o significado dos símbolos  $D_{ij}$ ,  $z$ ,  $\bar{T}$ ,  $L_{ij}$ ,  $\delta$ ,  $\varepsilon$ , e suas unidades e/ou valores típicos para o problema.

Constante	Significado	Unidade / Valor
$D_{ij}$	Diâmetro interior do ramo $ij$ do gasoduto.	mm
$z$	Fator de compressibilidade do gás.	0.8 (adimensional)
$\bar{T}$	Temperatura do gás.	281.15K
$L_{ij}$	Comprimento do ramo $ij$ do gasoduto.	km
$\delta$	Densidade do gás relativa ao ar.	0.6106
$\varepsilon$	Rugosidade absoluta do ramo do gasoduto.	0.05 mm

**Tabela 4.3: Significado dos símbolos  $D_{ij}$ ,  $z$ ,  $\bar{T}$ ,  $L_{ij}$ ,  $\delta$ ,  $\varepsilon$ , e suas unidades e/ou valores típicos para o problema.**

A Equação (10) representa os limites operacionais de pressão em cada nó da rede de gasodutos.

Pode-se dizer que as Equações (2) e (3) representam o despacho termelétrico, as Equações (4), (5), (6) e (7) o despacho de gás, e as Equações (8), (9) e (10) representam as restrições que relacionam fluxo e pressão.

O problema apresentado na Figura 4.3 é um problema de otimização não-linear misto. A dificuldade na resolução está nas Equações (8) e (9) devido aos termos binários e as relações não-lineares.

Essa é uma formulação básica do problema. Outras restrições, tanto do sistema de gasodutos quanto do sistema de geração termelétrica podem ser incluídas no modelo matemático proposto. Por exemplo, outros tipos de usinas termelétricas podem ser incluídos na formulação. Pode-se também obter um modelo mais geral que pode incluir, por exemplo, usinas hidrelétricas e o sistema de transmissão de energia elétrica.

A solução obtida do modelo (Figura 4.3) é uma solução de regime, ou seja, ela mostra em determinado tempo como está o fluxo na rede de gasodutos, a produção ou importação de gás, e o quanto está sendo gerado de energia em cada usina termelétrica.

## 4.5 Modelo para Maximização da Potência Gerada

Em janeiro de 2004, uma insuficiência na geração hidrelétrica no nordeste brasileiro fez com que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) autorizasse o despacho de 1200 MW de termelétricas a gás natural da região. Devido ao gás natural disponível e a restrições no sistema de transporte, apenas um terço da necessidade de geração (400 MW) foram despachados. Várias foram as possíveis causas para o ocorrido, entre elas a priorização para a indústria da entrega do gás natural, devido a cláusulas de penalidades e multas em caso de não entrega do total contratado e a ausência de um gasoduto de conexão entre o nordeste e sudeste (maior região produtora de gás natural do país). Esse episódio mostrou a necessidade de uma melhor coordenação entre o planejamento da operação dos setores de gás natural e de geração termelétrica (Bezerra et al, 2006; Rosa & Almeida, 2006).

Em muitos cenários nos quais existe um déficit de geração hidrelétrica (mais barata que a termelétrica), uma carência no suprimento de gás natural, restrições no sistema de transmissão elétrica ou restrições operacionais da rede de gasodutos, é necessário maximizar a potência gerada pelas usinas termelétricas.

Este problema pode ser formulado através de um modelo matemático como um problema de otimização, no qual a função objetivo é maximizar a potência gerada (Mello &

Ohishi, 2006). Como no modelo apresentado na Seção 4.4, os requerimentos do sistema tais como limites de geração, limites de pressão nos gasodutos e contratos do tipo *take-or-pay* podem ser representados nesta nova modelagem.

#### 4.5.1 Formulação do Problema

A formulação matemática do problema apresentada nesta seção é semelhante em vários aspectos à formulação já apresentada na Seção 4.4, mas aqui o enfoque é outro como pode ser visto nas equações a seguir.

Maximizar $\sum_{i \in T} g_i(q_i^e) \quad (13)$
Sujeito a
$g_i^{\min} \leq g_i(q_i^e) \leq g_i^{\max}; \quad i \in T \quad (14)$
$\sum_{j \in D} y_{ji}(p_j, p_i) - \sum_{j \in D} y_{ij}(p_i, p_j) = q_i^e + q_i^o; \quad i \in C \quad (15)$
$\sum_{j \in D} y_{ji}(p_j, p_i) - \sum_{j \in D} y_{ij}(p_i, p_j) = w_i; \quad i \in S \quad (16)$
$\sum_{j \in D} y_{ji}(p_j, p_i) - \sum_{j \in D} y_{ij}(p_i, p_j) = 0; \quad i \in P \quad (17)$
$w_i^{\min} \leq w_i \leq w_i^{\max}; \quad i \in S \quad (18)$
$\text{sign}(y_{ij}) \cdot (y_{ij})^2 = (C_{ij})^2 [(p_i)^2 - (p_j)^2]; \quad ij \in D_P \quad (19)$
$\text{sign}(y_{ij}) \cdot (y_{ij})^2 \geq (C_{ij})^2 [(p_i)^2 - (p_j)^2]; \quad ij \in D_A \quad (20)$
$p_i^{\min} \leq p_i \leq p_i^{\max}; \quad i \in N \quad (21)$

Figura 4.4: Modelo de Maximização da Potência Gerada.

A função objetivo (Equação (13)) é maximizar a geração de potência elétrica. As restrições Equações (14) a (21) incluem todas as restrições do modelo anterior (Figura 4.3), com exceção da restrição de satisfação da demanda elétrica (Equação (2)). Outras restrições dos sistemas de gasodutos e transmissão elétrica também podem ser incluídas no modelo.

## 4.6 Conclusão

Este capítulo mostrou a influência do sistema de geração termelétrica na operação do sistema de gasodutos, e vice-versa. Neste contexto, foram propostos dois modelos matemáticos que integram o planejamento da produção e importação de gás natural e sua

logística, com o planejamento da geração termelétrica. A formulação matemática obtida é um problema de otimização não-linear misto. Devido às relações não-lineares da formulação, o problema é de resolução difícil.



# Capítulo 5: Procedimento de Solução

## 5.1 Introdução

Os modelos matemáticos propostos no capítulo anterior (Seções 4.4 e 4.5) revelam um problema de natureza combinatória e não-linear nas restrições que relacionam fluxo e pressão (Mello & Ohishi, 2004a; Mello & Ohishi, 2004b; Mello & Ohishi, 2004c; Wolf & Smeers, 2000). De forma geral, métodos exatos que garantem a obtenção da solução ótima global para problemas desse tipo são difíceis devido ao seu tempo de processamento e problemas de modelagem. Portanto, a abordagem escolhida para resolução foi uma heurística que pode ser dividida em duas partes principais. Esta heurística é introduzida na Seção 5.2. A primeira parte — o Modelo de Despacho — é apresentada na Seção 5.3, enquanto a Seção 5.4 apresenta a segunda parte — o Simulador. A Seção 5.5 traz uma visão geral da metodologia de solução adotada para o problema. Este capítulo foca principalmente a obtenção de uma boa solução para o modelo matemático apresentado na Seção 4.4. A obtenção da solução do modelo apresentado na Seção 4.5 (Seção 5.6) é muito semelhante ao processo apresentado nas Seções iniciais desse Capítulo. A Seção 5.7 conclui o capítulo.

## 5.2 Proposta de Solução: Método Heurístico

Como no modelo adotado a busca pela solução ótima global é difícil, e pode ser computacionalmente impraticável, optou-se pela busca de uma boa solução para o problema por meio de uma heurística, abdicando da garantia de se obter a solução ótima global, mas ganhando em contrapartida a possibilidade de encontrar uma boa solução em

tempo satisfatório. A proposta para resolução do problema é uma heurística dividida em duas partes.

Na primeira parte as restrições não-lineares das Equações (8) e (9), e de limites de pressão da Equação (10), são relaxadas e o modelo torna-se um problema de otimização linear de fluxo com custo mínimo, se as funções de custo forem lineares. Este modelo determina o despacho de cada usina termelétrica, a produção ou importação de cada fonte de gás natural, e o fluxo de gás natural na rede de gasodutos.

A factibilidade da solução obtida é testada através de um simulador da rede de gasodutos que percorre a rede verificando os limites de pressão necessários em cada ramo para transportar o fluxo de gás encontrado na solução do problema de fluxo com custo mínimo. Esta é a segunda parte do processo.

O simulador considera as equações de balanço de nós, Equações (4), (5) e (6), além das equações não-lineares entre fluxo e pressão nos gasodutos (Equações (8) e (9)). Se o simulador identificar algum limite de pressão violado, a solução determinada pelo problema de fluxo com custo mínimo (primeira parte) não é factível para a rede de gasodutos. Neste momento, é acrescentada pelo simulador uma restrição no fluxo do ramo que teve a pressão violada de forma a exigir que a restrição infringida seja respeitada. Então, um novo problema de fluxo com custo mínimo (primeira parte) é obtido, e o processo é repetido até que nenhuma violação de restrições seja detectada.

A primeira parte da heurística recebe o nome de Modelo de Despacho, enquanto a segunda parte chama-se Simulador.

O Modelo de Despacho inclui variáveis artificiais de folga associadas a cada usina termelétrica. Estas variáveis podem ser interpretadas como déficits de suprimento de gás natural, e são penalizadas com custos altos. Se ao menos uma das variáveis de folga é diferente de zero na solução ótima do Modelo de Despacho, então pode-se concluir que não é possível atender a demanda total de energia com a disponibilidade presente de gás natural, e portanto a demanda de carga das usinas termelétricas será atendida apenas parcialmente.

Na Figura 5.1, apresenta-se um fluxograma da técnica de solução.

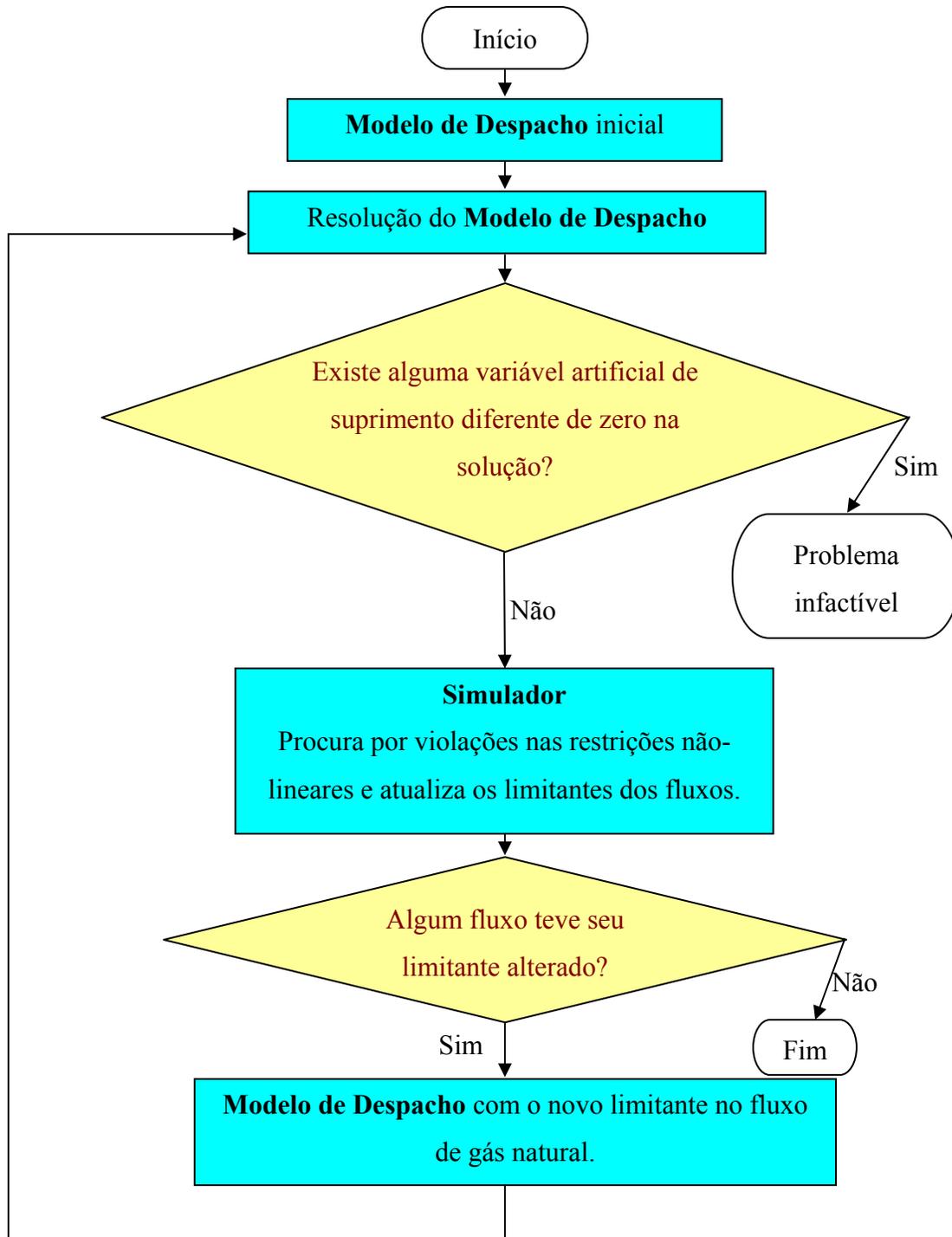


Figura 5.1: Fluxograma da metodologia utilizada.

### 5.3 Modelo de Despacho

O Modelo de Despacho apresentado a seguir determina o quanto cada usina termelétrica irá gerar ( $g_i$ ), a quantidade de gás natural que cada nó supridor vai produzir ou importar ( $w_i$ ), e o fluxo em cada ramo do sistema de gasodutos ( $y_{ij}$ ).

O Modelo de Despacho considera a demanda de carga elétrica, os limites de geração termelétrica, as equações de balanço de massa em cada nó do sistema de gasodutos, os limites na produção/importação de gás natural, e os limites de fluxo em cada ramo do sistema. Na Figura 5.2, mostra-se a formulação matemática do Modelo de Despacho.

<p>Minimizar</p> $\sum_{i \in T} c_i(g_i) + \sum_{i \in S} b_i(w_i) + \sum_{ij \in D} t_{ij}(y_{ij}) \quad (22)$
<p>Sujeito a</p> $\sum_{i \in T} g_i(q_i^e) = d; \quad (23)$
$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max}; \quad i \in T \quad (24)$
$\sum_{j \in D} y_{ji} - \sum_{j \in D} y_{ij} = q_i^e + q_i^o; \quad i \in C \quad (25)$
$\sum_{j \in D} y_{ji} - \sum_{j \in D} y_{ij} = w_i; \quad i \in S \quad (26)$
$\sum_{j \in D} y_{ji} - \sum_{j \in D} y_{ij} = 0; \quad i \in P \quad (27)$
$w_i^{\min} \leq w_i \leq w_i^{\max}; \quad i \in S \quad (28)$
$y_{ij}^{\min} \leq y_{ij} \leq y_{ij}^{\max} \quad ij \in D \quad (29)$

Figura 5.2: Modelo de Despacho.

Nesta formulação todas as usinas são termelétricas a gás natural, mas outros tipos de usinas podem ser incluídas para satisfazer a demanda de energia elétrica. As usinas hidrelétricas também podem ser consideradas, mas neste caso é necessário analisar a operação durante um período de curto prazo, usualmente um dia à frente, devido às metas energéticas diárias dessas usinas. O resultando seria um problema de pré-despacho (Soares & Ohishi, 1995; Santos et al., 2002).

As restrições da rede de transmissão de energia também podem ser consideradas na formulação apresentada.

Nesta formulação, foram incluídos os limites de fluxo de gás natural, Equações (29), que não são considerados na formulação matemática original (Figura 4.3). Os limites  $y_{ij}^{\min}$  e  $y_{ij}^{\max}$  são os limites inferior e superior do fluxo no ramo  $ij$  da rede de gasodutos, respectivamente. Não são considerados nesta formulação os limites de pressão das Equações (10).

A rede de gasodutos que transporta o gás natural pode ser representada por um grafo no qual as Equações (25), (26) e (27) representam o balanço de massa em cada nó. Na implementação do Modelo de Despacho, cada ramo do grafo é modelado por dois arcos com direções opostas. Assim, a direção do fluxo em cada ramo pode ser determinada sem o uso de variáveis binárias.

Nos nós com usinas termelétricas foram incluídas variáveis de folga ( $v_i$ ) com custos altos na função objetivo (Equação 22) que representam supridores artificiais de gás natural (Figura 5.3). Se ao menos uma das variáveis artificiais de folga estiver presente com valor diferente de zero na solução ótima do Modelo de Despacho, então o problema é infactível. A infactibilidade do problema pode ocorrer devido à demanda de gás natural ser maior que a quantidade disponível nos nós supridores. Nesse caso, o problema pode ser resolvido com uma modelagem alternativa que maximiza a potência gerada, ao invés de minimizar custos. Essa proposta foi apresentada na Seção 4.5.

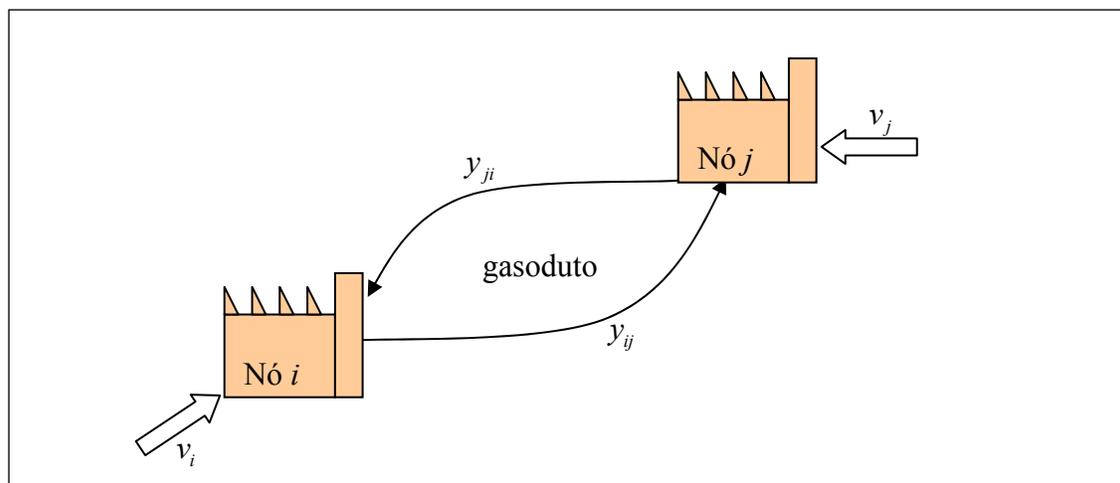


Figura 5.3: Grafo de termelétricas com os fluxos e variáveis artificiais.

Se a função objetivo, Equação (22), e a Equação (23) forem representadas por funções não-lineares suaves, então o problema da Figura 5.2 pode ser resolvido pelo Método de Newton (Luenberger, 2003).

Todas as funções de custo da função objetivo, Equação (22), e a relação entre potência gerada e consumo de gás natural foram modeladas por funções lineares. Embora, por exemplo, a curva de custo de gás possa ser modelada como uma função quadrática na geração de potência ativa (El-Hawary & Christensen, 1979, p. 11-15) é freqüente a utilização de uma função linear. Visando o estudo de casos abordados no próximo Capítulo, várias estimativas com dados da literatura para o custo de geração termelétrica e para a relação entre consumo de gás e geração termelétrica foram feitas. Verificou-se que em ambos os casos o comportamento foi próximo ao linear e, portanto, os dados foram aproximados por uma reta. Desta forma, o Modelo de Despacho pode ser resolvido com um *software* de Programação Linear.

A solução desse modelo pode violar os limites de pressão do modelo inicial (Figura 4.3), pois a pressão não foi representada no Modelo de Despacho. As eventuais violações de pressão são identificadas pelo Simulador apresentado a seguir.

## 5.4 Simulador

O objetivo principal do Simulador é verificar se é possível transportar o despacho de gás natural encontrado pelo Modelo de Despacho.

Esse teste é executado calculando-se os limites superiores da pressão ( $pu_i$ ) e os limites inferiores ( $pl_i$ ), em cada nó  $i$ , considerando-se as capacidades dos equipamentos e o despacho do gás natural. Esses limites de pressão não coincidirão necessariamente com os limites de pressão máximo ( $p_i^{\max}$ ) e mínimo ( $p_i^{\min}$ ) em cada nó  $i$  do Modelo de Despacho (Figura 4.3). Se a faixa calculada  $[pl_i, pu_i]$  não está contida na faixa  $[p_i^{\min}, p_i^{\max}]$ , isto indica que uma restrição do problema foi violada e um novo despacho de gás natural deve ser realizado de forma a satisfazer a restrição de pressão que não foi atendida.

O processo de simulação começa em algum nó supridor (nó inicial) e considera o intervalo operacional de pressão neste nó. Em cada nó de cada um dos ramos conectados neste nó inicial, o Simulador determina os limites máximo e mínimo de pressão

considerando o fluxo de gás natural calculado no Modelo de Despacho. Os cálculos dos limites superior ( $pu_i$ ) e inferior ( $pl_i$ ) da pressão em cada nó  $i$  são apresentados nas Subseções 5.4.1 e 5.4.2.

Os limites de pressão inferior ( $pl_i$ ) e superior ( $pu_i$ ) inicialmente recebem os limites de pressão mínimo ( $p_i^{\min}$ ) e máximo do nó ( $p_i^{\max}$ ), respectivamente.

#### 5.4.1 Cálculo do limite superior de pressão ( $pu$ ) nos nós

Quando o fluxo do ramo  $ij$  é  $y_{ij}$ , e a pressão no nó  $i$  está no seu valor máximo, da Equação (8), tem-se que o quadrado da pressão no nó  $j$  é

$$\hat{p}_j^2 = (pu_i)^2 - (y_{ij}^2 / C_{ij}^2). \quad (30)$$

Se  $\hat{p}_j^2 < 0$ , tem-se uma indicação que o fluxo atual de gás natural não é possível e o fluxo máximo através de  $ij$  deve ser limitado a

$$y_{ij}^{\max} = \sqrt{[(pu_i)^2 \cdot C_{ij}^2]}. \quad (31)$$

Se  $\hat{p}_j^2 \geq 0$ , então existem três possibilidades.

Primeiro, se  $p_j^{\min} \leq \hat{p}_j \leq p_j^{\max}$ , o limite superior de pressão no nó  $j$  ( $pu_j$ ) é dado por

$$pu_j = \hat{p}_j. \quad (32)$$

Segundo, se  $\hat{p}_j > p_j^{\max}$ , o limite superior de pressão no nó  $i$  deve ser reduzido para

$$pu_i = \sqrt{(pu_j)^2 + (y_{ij}^2 / C_{ij}^2)}. \quad (33)$$

Se  $pu_i < pl_i$ , então o fluxo que passa no ramo  $ij$  não é suficiente para a faixa operacional de pressão e, portanto, deve ter seu valor mínimo mudado para

$$y_{ij}^{\min} = \sqrt{[(pl_i)^2 - (pu_j)^2] \cdot C_{ij}^2}. \quad (34)$$

Terceiro, se  $\hat{p}_j < p_j^{\min}$ , o fluxo através de  $ij$  excede sua capacidade e deve ser reduzido para

$$y_{ij}^{\max} = \sqrt{[(pu_i)^2 - (pl_j)^2] \cdot C_{ij}^2}. \quad (35)$$

#### 5.4.2 Cálculo do limite inferior de pressão ( $pl$ ) nos nós

Após o cálculo do limitante superior no nó ( $pu$ ) é calculado o limitante inferior ( $pl$ ).

Quando a pressão no nó  $i$  está em seu limite mínimo, e o fluxo através do ramo  $ij$  é  $y_{ij}$ , então a pressão mínima ao quadrado no nó  $j$  é dada por

$$\tilde{p}_j^2 = (pl_i)^2 - (y_{ij}^2 / C_{ij}^2). \quad (36)$$

Se  $\tilde{p}_j^2 < 0$ , então

$$pl_i = \sqrt{y_{ij}^2 / C_{ij}^2}. \quad (37)$$

Se  $\tilde{p}_j^2 \geq 0$  e  $\tilde{p}_j > p_j^{\min}$ , então

$$pl_j = \tilde{p}_j. \quad (38)$$

De outro modo, se  $\tilde{p}_j^2 \geq 0$  e  $\tilde{p}_j < p_j^{\min}$ , o limite inferior de pressão no nó  $i$  deve ser aumentado para

$$pl_i = \sqrt{(pl_j)^2 + y_{ij}^2 / C_{ij}^2}. \quad (39)$$

#### 5.4.3 O processo de simulação

A atualização dos limites de pressão começa em um nó de suprimento através dos cálculos dos seus limitantes superior ( $pu_i$ ) como descritos em 5.4.1 e inferior ( $pl_i$ ) como descritos em 5.4.2. A atualização continua em algum nó vizinho, e depois no vizinho deste último e assim por diante. Em geral podem ser obtidas soluções diferentes iniciando o processo de simulação a partir de nós de suprimento diferentes.

Quando o limitante do fluxo é atualizado pela Equação (31), Equação (34), ou Equação (35), o despacho de gás natural atual não é factível, e o processo de simulação é interrompido. Um novo despacho de gás natural é obtido pela solução do Modelo de Despacho (Figura 5.2) com os limitantes de fluxo (29). Então, o processo de simulação é novamente repetido.

Se o Simulador não faz qualquer atualização nos limitantes do fluxo, então é possível transportar através da rede de gasodutos o despacho de gás natural obtido pelo Modelo de Despacho e, portanto, encontrou-se uma solução para o problema.

## 5.5 Visão Geral da Metodologia

O Modelo de Despacho inicial é obtido pelo relaxamento dos limitantes do fluxo de gás natural (Equação 29). Na implementação, o Modelo de Despacho é resolvido através de Programação Linear (Luenberger, 2003).

A solução é o despacho de gás natural e a geração de energia mais econômica. Mas, esta solução pode resultar em violações de pressão.

O Simulador verifica se é possível transportar o despacho de gás natural considerando as restrições da rede de gasodutos (limitantes nas pressões dos nós). Se forem identificadas violações de pressão nos nós, o Simulador pára, o fluxo no ramo que houve violação de pressão é limitado, e o Modelo de Despacho é executado novamente. De outra forma, se após percorrer a rede de gasodutos, nenhum limitante do fluxo for atualizado, então o processo é interrompido e o despacho de gás natural encontrado é uma solução para o problema. Um pseudocódigo do Simulador é apresentado na Figura 5.4.

Modelo de Despacho.

Para algum nó supridor  $i$ , seja  $pu_i = p_i^{\max}$  e  $pl_i = p_i^{\min}$ .

Processo de Simulação:

Para o nó  $j$  ligado a  $i$  calcule  $\hat{p}_j^2 = (pu_i)^2 - (y_{ij}^2 / C_{ij}^2)$ .

Se  $\hat{p}_j^2 < 0$ , atualize  $y_{ij}^{\max} = \sqrt{[(pu_i)^2 \cdot C_{ij}^2]}$  e volte ao Modelo de Despacho.

Se não,

Se  $p_j^{\min} \leq \hat{p}_j \leq p_j^{\max}$ , então  $pu_j = \hat{p}_j$ .

Se não,

Se  $\hat{p}_j > p_j^{\max}$ , então  $pu_i = \sqrt{(pu_j)^2 + (y_{ij}^2 / C_{ij}^2)}$ .

Se  $pu_i < pl_i$  então atualize

$y_{ij}^{\min} = \sqrt{[(pl_i)^2 - (pu_j)^2] \cdot C_{ij}^2}$  e volte ao

Modelo de Despacho.

Se não atualize  $y_{ij}^{\min} = \sqrt{[(pl_i)^2 - (pu_j)^2] \cdot C_{ij}^2}$  e

volte ao Modelo de Despacho.

$\tilde{p}_j^2 = (pl_i)^2 - (y_{ij}^2 / C_{ij}^2)$ .

Se  $\tilde{p}_j^2 < 0$ , então  $pl_i = \sqrt{y_{ij}^2 / C_{ij}^2}$ .

Se não,

Se  $\tilde{p}_j > p_j^{\min}$ , então  $pl_j = \tilde{p}_j$ .

Se não, então  $pl_i = \sqrt{(pl_j)^2 + y_{ij}^2 / C_{ij}^2}$ .

Atualize o índice do próximo nó e volte ao Processo de Simulação.

Figura 5.4: Pseudocódigo do Simulador.

## 5.6 Solução para o Modelo para Maximização da Potência Gerada

O método de solução aqui é semelhante ao já apresentado anteriormente, ou seja, o problema é decomposto em duas partes: o Modelo de Despacho e o Simulador.

O procedimento de solução é similar ao apresentado nas Seções 5.2, 5.3, 5.4 e 5.5 sendo que aqui o Modelo de Despacho tem a seguinte forma:

Maximizar	
$\sum_{i \in T} g_i(q_i^e)$	(40)
Sujeito a	
$g_i^{\min} \leq g_i(q_i^e) \leq g_i^{\max}; \quad i \in T$	(41)
$\sum_{j \in D} y_{ji} - \sum_{j \in D} y_{ij} = q_i^e + q_i^o; \quad i \in C$	(42)
$\sum_{j \in D} y_{ji} - \sum_{j \in D} y_{ij} = w_i; \quad i \in S$	(43)
$\sum_{j \in D} y_{ji} - \sum_{j \in D} y_{ij} = 0; \quad i \in P$	(44)
$w_i^{\min} \leq w_i \leq w_i^{\max}; \quad i \in S$	(45)
$y_{ij}^{\min} \leq y_{ij} \leq y_{ij}^{\max} \quad ij \in D$	(46)

Figura 5.5: Modelo de Despacho para o problema de Maximização da Potência Gerada.

## 5.7 Conclusão

Este capítulo apresentou um método heurístico que faz uso da programação linear em conjunto com um simulador para resolver o problema proposto no capítulo anterior.

O método contorna de forma adequada o problema das não-linearidades da formulação matemática apresentada no Capítulo 4.



# Capítulo 6: Estudo de Casos

## 6.1 Introdução

Este capítulo apresenta um estudo de casos inspirados na rede de transmissão e suprimento de gás natural, e nas usinas de geração termelétrica do sudeste brasileiro.

A Seção 6.2 apresenta informações sobre a implementação do método de solução apresentado no capítulo anterior. Na Seção 6.3, apresenta-se a rede utilizada no estudo de casos e os parâmetros como custos e limites de pressão. As Seções 6.4, 6.5, 6.6 e 6.7 mostram a solução para vários casos. Na Seção 6.4 cálculos de limites de pressão realizados pelo Simulador são apresentados. A Seção 6.5 apresenta um estudo de caso semelhante ao apresentado na Seção 6.4 mas com o acréscimo de novas restrições no problema. A Seção 6.6 apresenta um estudo de caso semelhante ao apresentado na Seção 6.5 mas com custos de geração diferentes. A Seção 6.7 apresenta um estudo de caso com um problema de maximização da potência gerada (Seção 4.5). A Seção 6.8 conclui o capítulo.

## 6.2 Implementação

A implementação da metodologia proposta no capítulo anterior foi realizada com uso do *software* MATLAB (Part-Enander, 1996).

Para redes de distribuição de gás e de geração termelétrica, como a utilizada para o estudo de casos deste capítulo, o tempo de execução do programa implementado é da ordem de décimos de segundo. Todas as execuções convergiram.

Para a solução dos problemas lineares gerados na metodologia proposta, utilizou-se um dos três métodos descritos a seguir. O primeiro é inspirado no LIPSOL<sup>3</sup> (Zhang, 1995), o qual é uma variante do algoritmo preditor-corretor de Mehrotra (1992). O segundo é uma variação do método Simplex, enquanto o terceiro é o algoritmo Simplex clássico (Dantzig et al., 1955). O método utilizado é escolhido de acordo com as características do problema, como por exemplo o tamanho da rede.

### 6.3 A Rede Teste

As reservas brasileiras de gás natural estão estimadas atualmente em 667 bilhões de metros cúbicos (Ramos, 2005b). As maiores reservas estão no sudeste brasileiro. A extensão do sistema de gasodutos é de mais de 11.000 km (Ramos, 2005a). O GASBOL é o maior gasoduto de gás natural no Brasil. Ele começa na Bolívia e supre os consumidores de gás natural de cinco estados do sul e sudeste brasileiro.

A metodologia apresentada nesta tese foi testada em uma rede inspirada na rede de transmissão de gás natural e nas usinas de geração termelétrica do sudeste brasileiro, localizadas nos estados de Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro (Runte, 2003).

O grafo do sistema pode ser representado como na Figura 6.1. O sistema completo de teste é composto de seis usinas termelétricas a gás natural (nós numerados na Figura 6.1 como 4, 6, 7, 8, 9 e 10), duas plataformas de produção (nós de números 2 e 3), um nó de passagem (nó número 5) e um nó que recebe gás natural importado da Bolívia (nó número 1). Os traços em preto representam os ramos do gasoduto. Os números em *itálico* nas usinas termelétricas são as capacidades de geração em cada usina em MW. Os valores entre parênteses em cada nó são os limites operacionais de pressão expressos em bars. As capacidades máximas de produção ou importação aparecem respectivamente junto aos nós produtores e importador. A rede teste não considerou a presença de bombas compressoras na rede de gasodutos. Em compensação, os nós produtores e importadores tiveram sua pressão artificialmente aumentada para possibilitarem a entrega de fluxo nos nós mais longínquos da rede. O valor do fator de compressibilidade do gás ( $z$  na Tabela 4.3) também é reduzido para compensar a não consideração de compressores na rede.

---

<sup>3</sup> LIPSOL é a sigla para *Linear Interior Point Solver*, um pacote para resolver problemas lineares pelo método de pontos interiores.

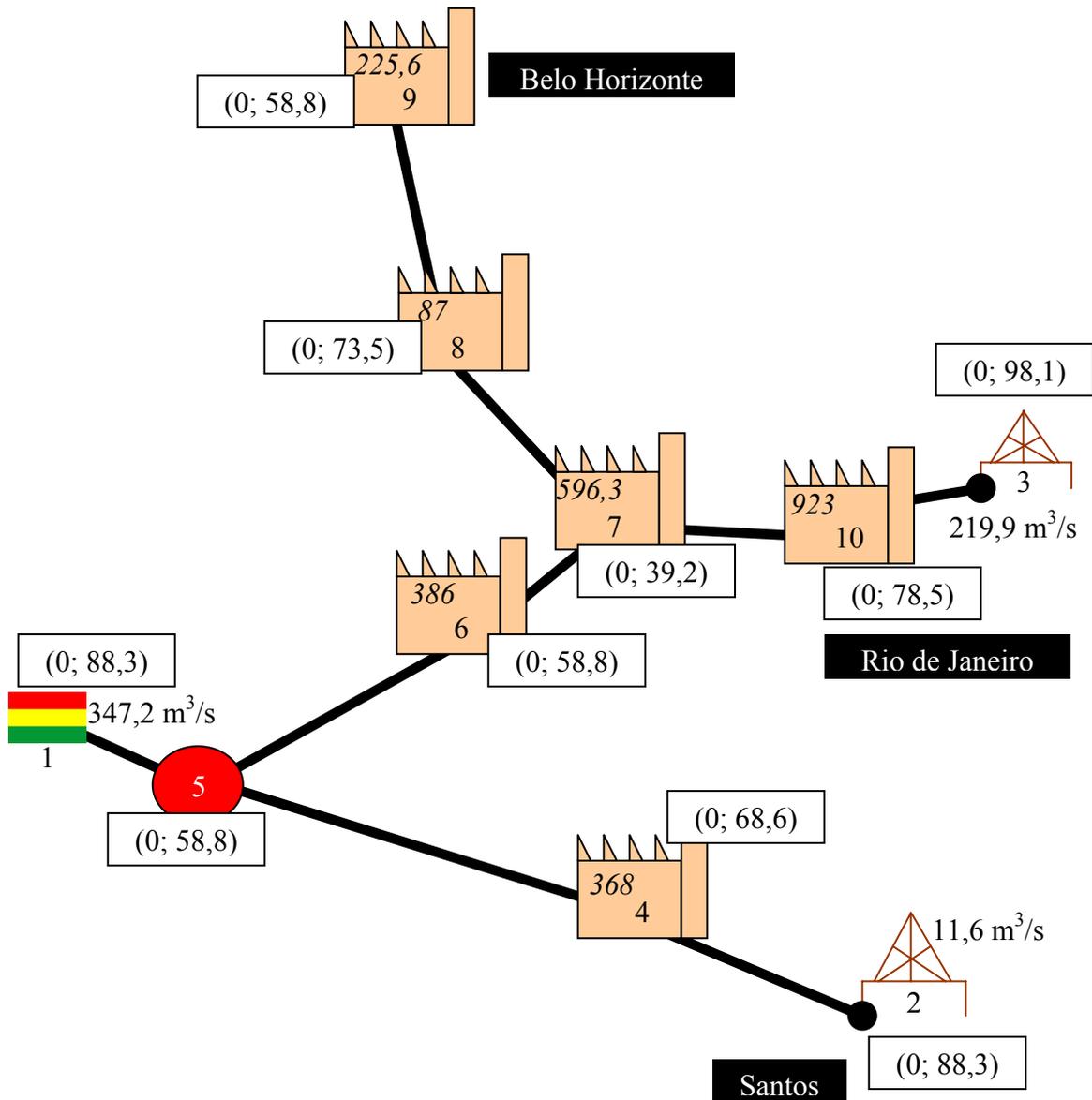


Figura 6.1: Grafo do sistema de termelétricas e transmissão de gás natural (rede teste).

A Tabela 6.1 apresenta a função de cada nó e sua capacidade de acordo com sua função — gerador, produtor ou importador. O nó de número 1 representa o gás natural importado da Bolívia através do GASBOL.

Número do nó	Função	Capacidade de produção, importação ou geração
1	Importador	347,2 m <sup>3</sup> /s
2	Produtor	11,6 m <sup>3</sup> /dia
3	Produtor	219,9 m <sup>3</sup> /dia
4	Termelétrica	368 MW
5	Nó de passagem	—
6	Termelétrica	386 MW
7	Termelétrica	596,3 MW
8	Termelétrica	87 MW
9	Termelétrica	225,6 MW
10	Termelétrica	923 MW

Tabela 6.1: Características dos nós da rede teste.

Os limites operacionais para a pressão em cada nó da rede são apresentados na Tabela 6.2.

Nó	Limite inferior	Limite Superior
1	0,0	88,3
2	0,0	88,3
3	0,0	98,1
4	0,0	68,6
5	0,0	58,8
6	0,0	58,8
7	0,0	39,2
8	0,0	73,5
9	0,0	58,8
10	0,0	78,5

Tabela 6.2: Limites operacionais para a pressão em cada nó (em bars).

O fluxo de gás natural nos ramos dos gasodutos tem inicialmente o sentido como mostrado na Tabela 6.3. Quando o fluxo apresenta um sentido contrário ao estabelecido por essa tabela, utiliza-se como notação o valor do fluxo com sinal negativo. Os valores de  $D_{ij}$

(em polegadas),  $L_{ij}$  (em quilômetros) e  $C_{ij}^2$ , onde  $C_{ij}$  é calculado de acordo com a Equação (11), são apresentados na terceira, quarta e quinta coluna desta tabela, respectivamente. Esses valores foram estimados com base na literatura científica e em dados da imprensa. Como não foram considerados compressores nos estudos de caso, o valor de  $z$  (Tabela 4.3) foi artificialmente dividido por 40 nas simulações.

Nó origem ( $i$ )	Nó destino ( $j$ )	$D_{ij}$	$L_{ij}$	$C_{ij}^2$
1	5	12,5	153	0,0451
2	4	14,0	257	0,0484
3	10	18,0	94	0,4880
4	5	12,0	64	0,0872
5	6	22,0	317	0,4100
6	7	18,0	51	0,8994
7	8	16,0	197	0,1263
8	9	16,0	149	0,1670
10	7	16,0	278	0,0895

**Tabela 6.3: Arcos (ramos) da rede de gasodutos.**

Considerou-se o custo de importação no nó 1 como \$0,3146/m<sup>3</sup>, enquanto os custos de produção nos dois nós produtores, nós 2 e 3, foram de \$0,2245/m<sup>3</sup> e \$0,2090/m<sup>3</sup> respectivamente. Os valores acima foram baseado em valores tipicamente encontrados na literatura da área.

Os custos de transporte encontram-se na Tabela 6.4. O custo do transporte do local de produção até o nó da rede mais próximo já está embutido no custo de produção. Assim, por exemplo, o custo para transportar o gás natural do nó 2 até o nó 4 já está embutido no custo de produção do nó 2. Pode-se dizer, então, que há um custo total de entrega do gás natural, que inclui o custo de produção e o de entrega até o nó mais próximo na rede.

Ramos da rede		Custo de transporte (\$/m <sup>3</sup> )
Nó origem	Nó destino	
4	5	0,1
5	6	0,4
6	7	0,1
7	8	0,2
8	9	0,2
10	7	0,3

Tabela 6.4: Custos de transporte em \$/m<sup>3</sup>.

Os custos de geração considerados em cada unidade termelétrica são apresentados na Tabela 6.5. Os dados dos custos foram baseados em informações da imprensa.

Número do nó	Custos de geração (\$/MW)
4	0,05
6	0,03
7	0,03
8	0,09
9	0,02
10	0,03

Tabela 6.5: Custos de geração em \$/MW nas termelétricas da rede teste.

A demanda de energia elétrica foi fixada em 1293 MW.

## 6.4 Primeiro Estudo de Caso: “Sudeste-1”

O estudo de caso com os dados apresentados nesta seção é chamado de Sudeste-1.

O Modelo de Despacho inicial traz a solução apresentada em termos das produções, importação, geração elétrica e fluxos na rede na Figura 6.2.

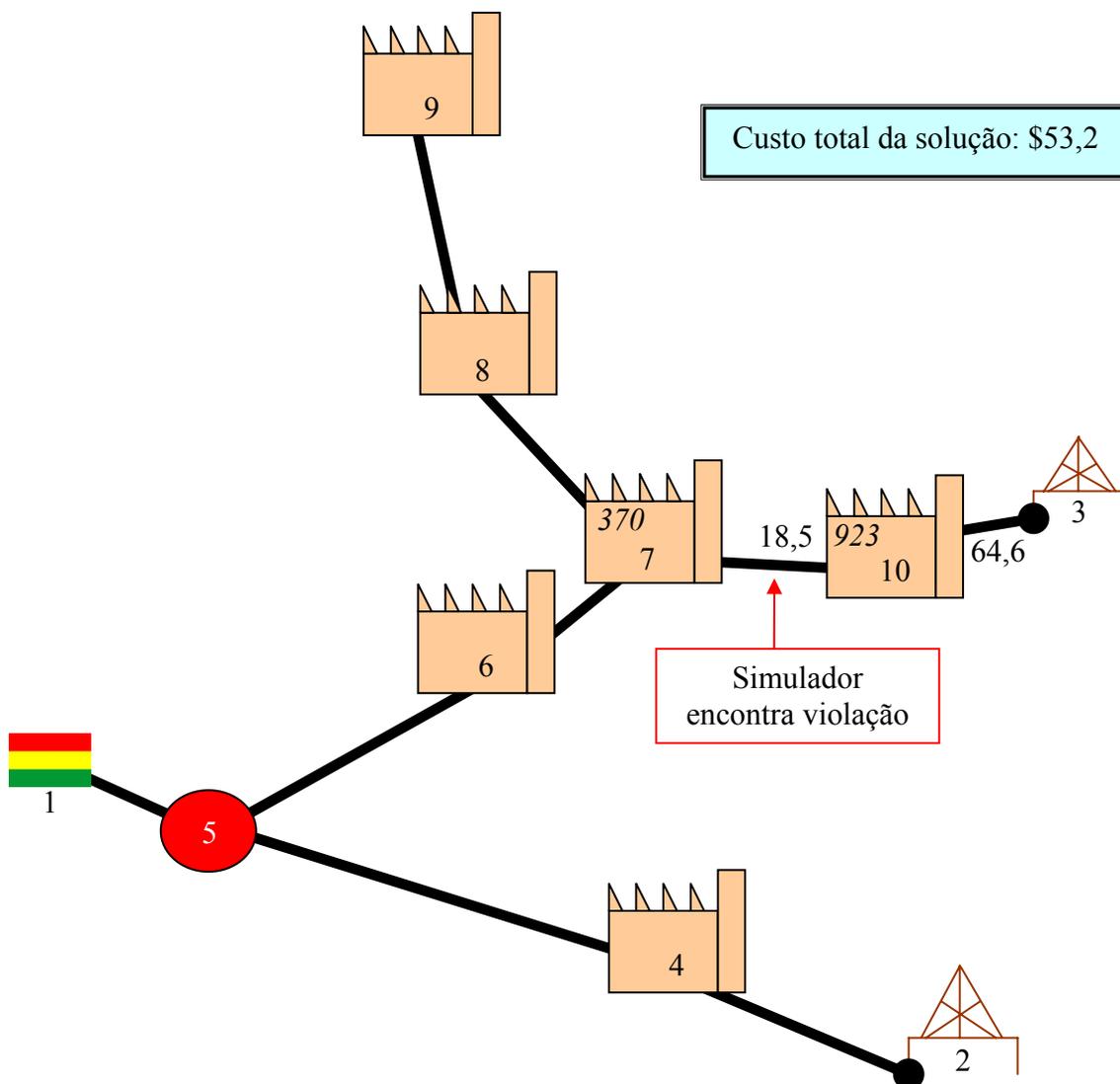


Figura 6.2: Solução inicial do Modelo de Despacho para o estudo de caso Sudeste-1.

Apenas os ramos 3-10 e 10-7 tiveram fluxo (números junto aos arcos em m<sup>3</sup>/s). Os demais ramos (sem valores na Figura 6.2) tiveram fluxo igual à zero. O fluxo no ramo 3→10 no despacho inicial foi 64,6 (m<sup>3</sup>/s), portanto a produção no nó 3 foi 64,6 m<sup>3</sup>/s. Há geração termelétrica em somente duas usinas — usina 10 na sua capacidade máxima — foi capaz de satisfazer a demanda de carga elétrica para o problema. O custo total para essa solução foi de \$53,20, sendo \$13,5 referente à produção, \$5,5 referente à transporte e \$34,2

referente à geração. É importante notar que esse custo depende da demanda em cada momento e, portanto, refere-se à solução de regime.

Essa solução inicial do Modelo de Despacho foi submetida ao Simulador para encontrar as pressões mínimas e máximas para a solução atual. Ao calcular a pressão máxima do nó 7, o Simulador verifica que não é possível transportar 18,5 m<sup>3</sup>/s do nó 10 para o nó 7.

Como exemplo da metodologia adotada, mostram-se a seguir os cálculos feitos pelo Simulador para encontrar os limitantes superiores para as pressões apenas nos nós entre ramos com fluxo diferente de zero (nós 3, 10 e 7).

Inicialmente,  $pl_3 = 0$  e  $pu_3 = 98,1$  (Tabela 6.2). A seguir o Simulador calcula  $\hat{p}_{10}^2$  através da Equação (30):

$$\hat{p}_{10}^2 = (pu_3)^2 - (y_{3,10}^2 / C_{3,10}^2) = (98,1)^2 - (64,6^2 / 0,4880).$$

Portanto, de acordo com a Equação (32):

$$pu_{10} = \hat{p}_{10} \cong 32,4 \text{ bars.}$$

De acordo com a Equação (36):

$$\tilde{p}_{10}^2 = (pl_3)^2 - (y_{3,10}^2 / C_{3,10}^2) = 0 - 64,6^2 / 0,4880 \cong -8552 < 0.$$

Isso significa que com a pressão no nó 3 em seu mínimo não é possível transportar o fluxo atual no ramo 3-10. Portanto, pela Equação (37):

$$pl_3 = \sqrt{y_{3,10}^2 / C_{3,10}^2} = 92,5.$$

Com esse novo  $pl_3$  pela Equação (36):

$$\tilde{p}_{10}^2 = (pl_3)^2 - (y_{3,10}^2 / C_{3,10}^2) = 0.$$

Portanto, pela Equação (38):

$$pl_{10} = \tilde{p}_{10} = 0.$$

Em resumo, para enviar o fluxo de gás atual quando a faixa de pressão no nó 10 varia entre 0 e 32,4 bars, a pressão no nó 3 varia entre 92,5 e 98,1 bars. É interessante comparar essas faixas factíveis com as faixas iniciais de pressão (restrições do problema): de 0 a 98,1 bars para o nó 3, e de 0 a 78,5 bars para o nó 10.

Para  $i = 10$  e  $j = 7$  temos, conforme a Equação (30):

$$\hat{p}_7^2 = (pu_{10})^2 - (y_{10,7}^2 / C_{10,7}^2) = (32,4)^2 - (18,5^2 / 0,0895) \cong -2774 < 0$$

Como  $\hat{p}_7^2 < 0$  tem-se uma indicação que o fluxo atual de gás natural não é possível (violação de pressão no ramo 10-7), e o fluxo máximo através do ramo 10-7 deve ser limitado como na Equação (31):

$$y_{10,7}^{\max} = \sqrt{[(pu_{10})^2 \cdot C_{10,7}^2] = \sqrt{(32,4)^2 \cdot 0,0895} \cong 9,7 .$$

O Simulador gera então uma restrição para o Modelo de Despacho limitando superiormente o fluxo neste ramo em 9,7 m<sup>3</sup>/s.

A nova solução corrente do Modelo de Despacho com a restrição gerada pelo Simulador é apresentada na Figura 6.3. Nota-se que o fluxo no ramo 10-7 diminuiu para 9,7 m<sup>3</sup>/s e a geração termelétrica no nó 7 foi reduzida para 194 MW. Para satisfazer a demanda uma nova unidade geradora entrou em operação no nó 4 consumindo a produção de gás natural do nó 2.

Novamente o Simulador verifica a solução atual buscando novas faixas operacionais de pressão e não encontra violações. Portanto, a solução corrente do Modelo de Despacho (Figura 6.3) é factível e o Simulador encontra em cada nó uma faixa de pressão operacional possível para os fluxos encontrados no Modelo de Despacho.

A partir de um nó com fluxo na rede o Simulador fixa um valor intermediário de pressão dentro da faixa factível, e propaga as quedas de pressão pela rede de acordo com a Equação (8). Assim, é possível definir uma pressão em cada nó que viabilize o transporte dos fluxos encontrados pelo Modelo de Despacho. Por exemplo, para transportar 55,8 m<sup>3</sup>/s do nó 3 com 90,5 bars, a pressão no nó 10 pela Equação (8) será:

$$p_{10} = \sqrt{p_3^2 - \frac{f_{3,10}^2}{C_{3,10}^2}} = \sqrt{90,5^2 - \frac{55,8^2}{0,4880}} = 42,5 .$$

Cálculos semelhantes são realizados para os demais nós da rede.

Para a rede Sudeste-1 os valores operacionais de pressão diferentes de zero encontrados pelo Simulador são apresentados na Figura 6.4.

A solução em termos dos fluxos é apresentada na Tabela 6.6, enquanto a Tabela 6.7 apresenta a geração de cada termelétrica para a solução inicial (Modelo de Despacho) e final (após o Simulador) e o custo das soluções. Com respeito ao custo final de \$55,1, \$13,6 refere-se a custo de produção, \$2,9 a custo de transporte e \$38,6 a custo de geração.

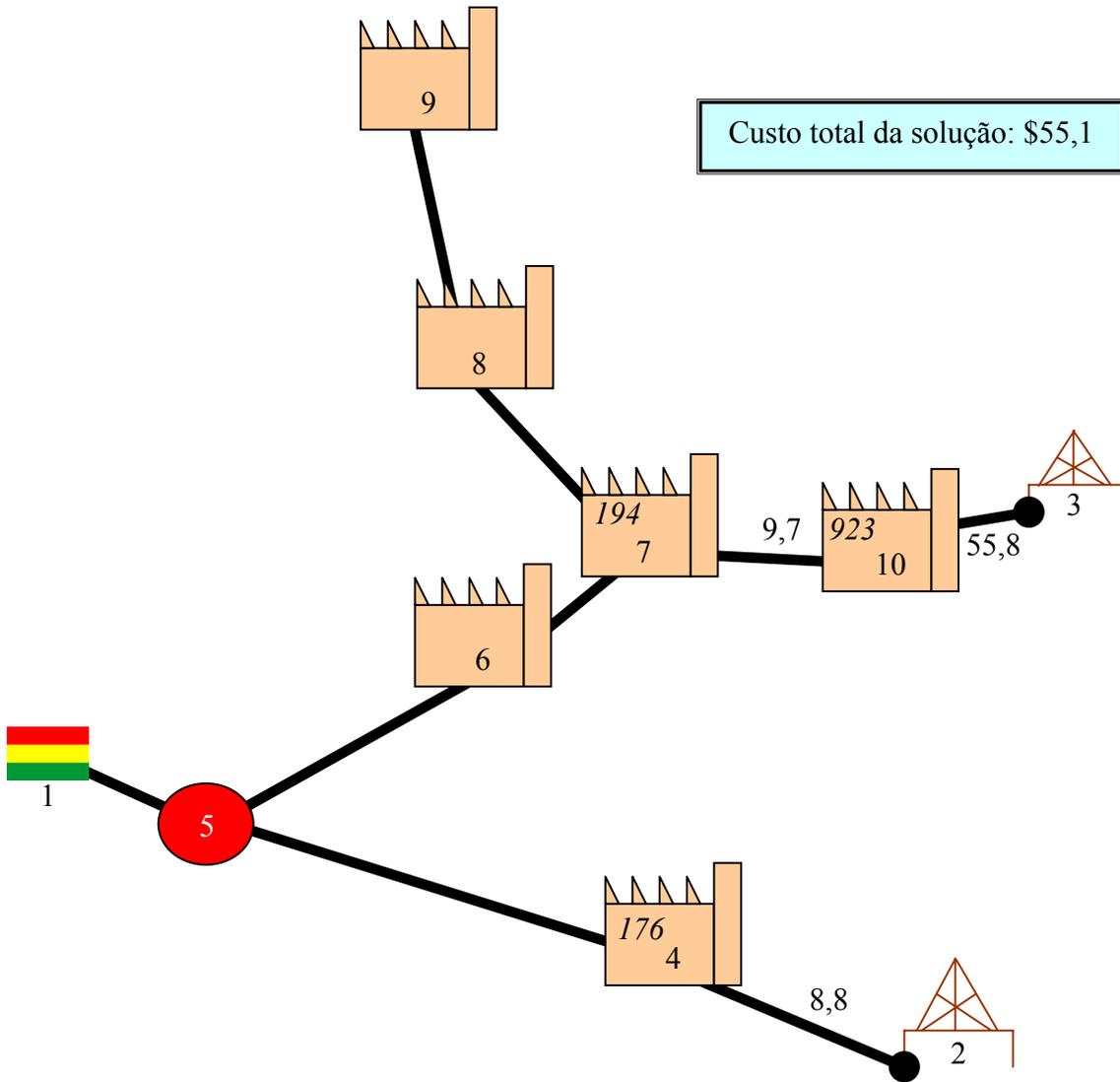


Figura 6.3: Solução final para fluxos e geração termelétrica após a execução do Simulador.

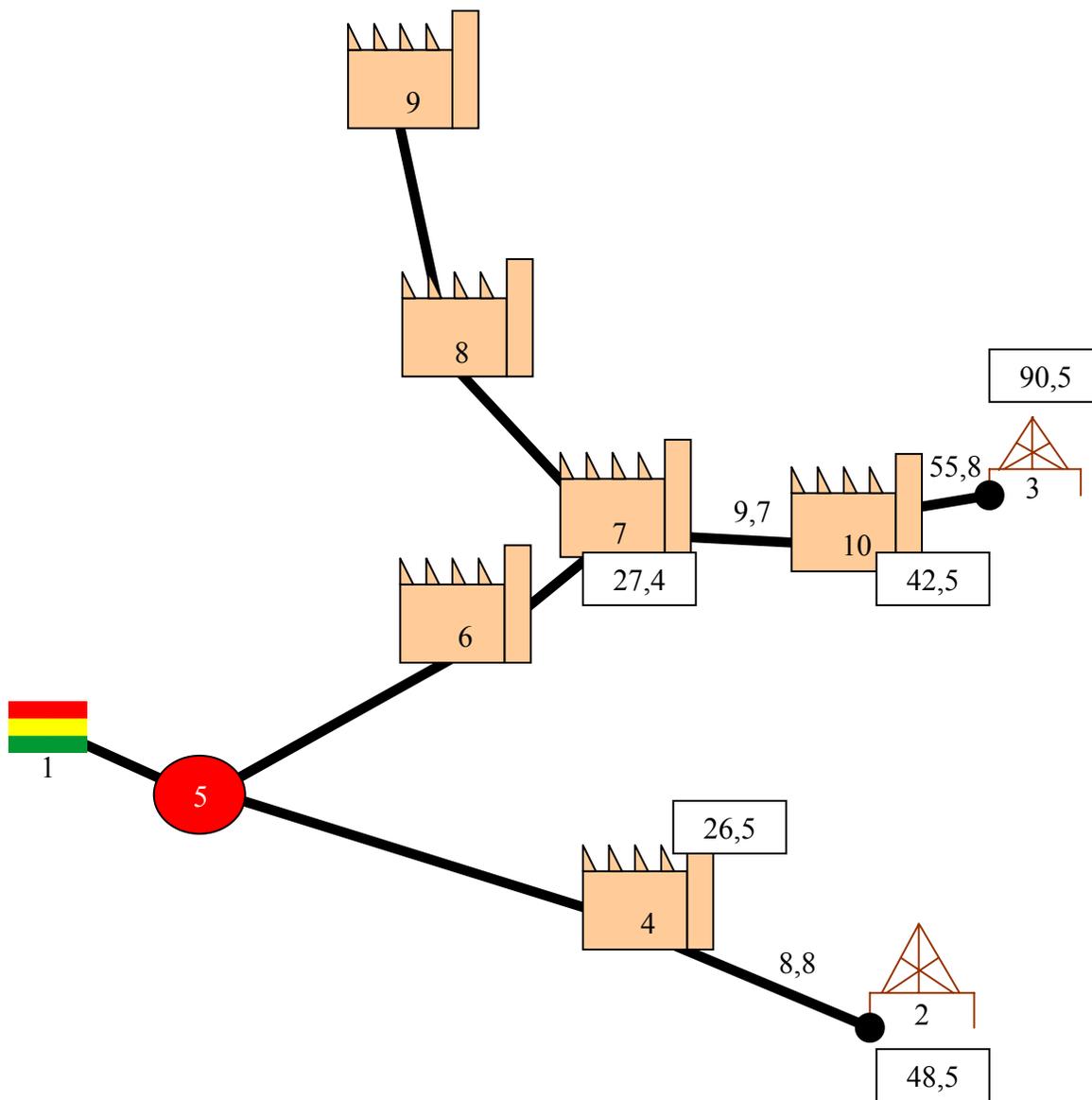


Figura 6.4: Solução final para fluxos e pressões após a execução do Simulador.

Nó origem	Nó destino	Solução inicial	Solução final
1	5	0,0	0,0
2	4	0,0	8,8
3	10	64,6	55,8
4	5	0,0	0,0
5	6	0,0	0,0
6	7	0,0	0,0
7	8	0,0	0,0
8	9	0,0	0,0
10	7	18,5	9,7

Tabela 6.6: Fluxo na rede de gasodutos (m<sup>3</sup>/s).

Número do nó	Solução Inicial	Solução Final
4	0	176
6	0	0
7	370	194
8	0	0
9	0	0
10	923	923
<b>Custo total:</b>	<b>53,2</b>	<b>55,1</b>

Tabela 6.7: Geração em cada termelétrica em MW.

## 6.5 Segundo Estudo de Caso: “Sudeste-2”

Nesta seção é apresentado um segundo estudo de caso chamado de Sudeste-2. A rede utilizada é a mesma do estudo de caso Sudeste-1, mas em Sudeste-2 foram adicionadas algumas restrições. São elas:

- Algumas usinas termelétricas devem gerar uma quantidade mínima de MWs como apresentado na Tabela 6.8.
- O nó 1 terá um fluxo mínimo de gás natural importado igual a 10 m<sup>3</sup>/s devido a uma obrigação contratual fictícia.

Número do nó	Limitante inferior de geração (em MW)
4	100 MW
6	100 MW
7	200 MW
8	0 MW
9	200 MW
10	350 MW

**Tabela 6.8: Relação dos limitantes inferiores de geração para as termelétricas do estudo Sudeste-2.**

A solução inicial encontrada pelo Modelo de Despacho é apresentada na Figura 6.5. Os nós 4, 6, 7, 8 e 9 ficaram no seu limite mínimo de geração termelétrica. O custo total da solução é \$62,9 sendo \$35,8 referente à geração, \$12,5 referente ao transporte e \$14,6 referente aos custos de produção. A seguir o Simulador encontra uma violação de pressão e acrescenta ao Modelo de Despacho um limitante superior do fluxo no ramo 10-7 da rede de gasodutos.

A solução final obtida é apresentada na Figura 6.6. As termelétricas 4, 6, 7, 8 e 9 continuaram gerando em seu limitante inferior. A restrição acrescentada pelo Simulador no fluxo 10-7 está ativa na solução final. A restrição contratual no nó 1 também continuou ativa. O custo total dessa solução é \$63,4 sendo \$35,8 referente à geração, \$13,0 referente ao transporte e \$14,6 referente aos custos de produção. Nota-se que não houve mudanças na quantidade de energia gerada em cada termelétrica da solução inicial para a final.

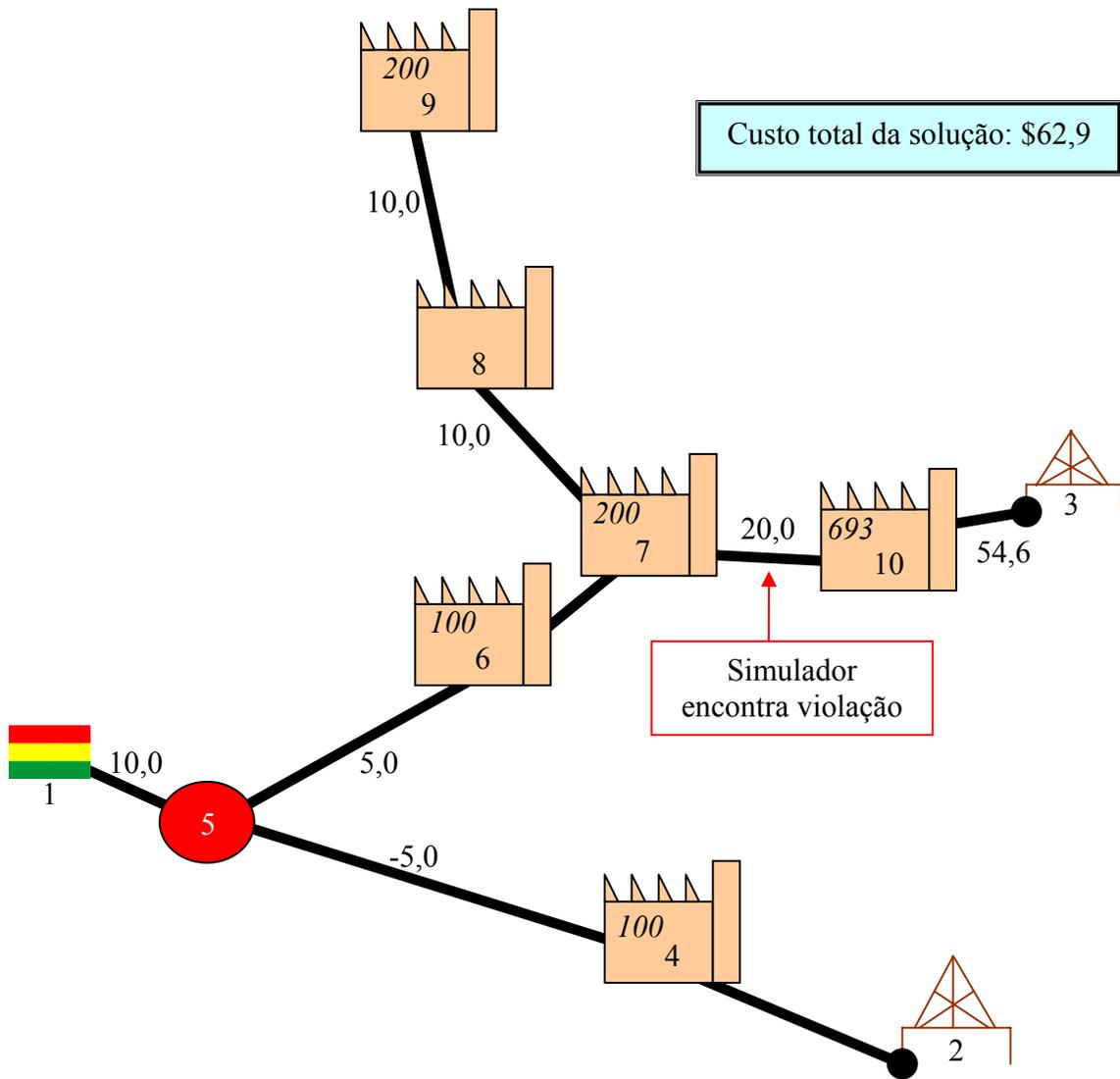


Figura 6.5: Solução inicial do Modelo de Despacho para o estudo de caso Sudeste-2.

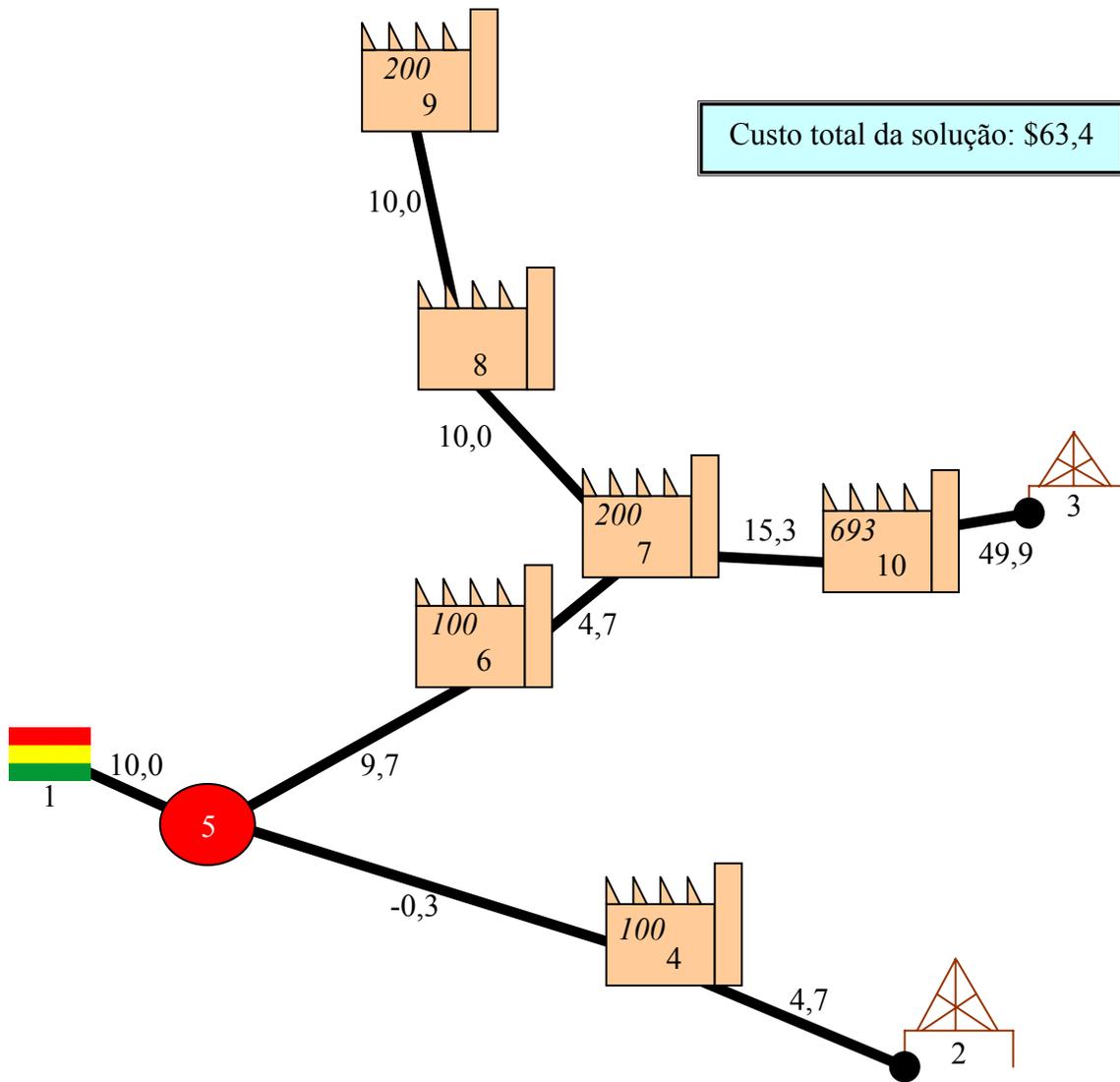


Figura 6.6: Solução Final para o estudo de caso Sudeste-2.

## 6.6 Terceiro Estudo de Caso: “Sudeste-3”

Nesta seção é apresentado um terceiro estudo de caso apelidado de Sudeste-3. A rede utilizada é a mesma do estudo de caso Sudeste-2, mas em Sudeste-3 os custos de geração foram mudados. Os novos custos de geração são apresentados na Tabela 6.9.

Número do nó	Custos de geração (\$/MW)
4	0,03
6	0,03
7	0,03
8	0,02
9	0,02
10	0,07

**Tabela 6.9: Custos de geração em \$/MW nas termelétricas de Sudeste-3.**

A solução inicial encontrada pelo Modelo de Despacho é apresentada na Figura 6.7. As usinas termelétricas 6 e 9 operam em seu limite inferior, enquanto a usina 4 opera com capacidade máxima.

A seguir o Simulador encontra uma violação de pressão e acrescenta ao Modelo de Despacho um limitante superior do fluxo no ramo 10-7 da rede de gasodutos. A solução final obtida é apresentada na Figura 6.8.

No caso deste exemplo ocorreram modificações nos fluxos pela rede, como aconteceu em Sudeste-2, e também mudanças na geração de algumas termelétricas. A usina 9 continua em seu limite inferior de geração, enquanto a usina 4 continua em seu limite superior.

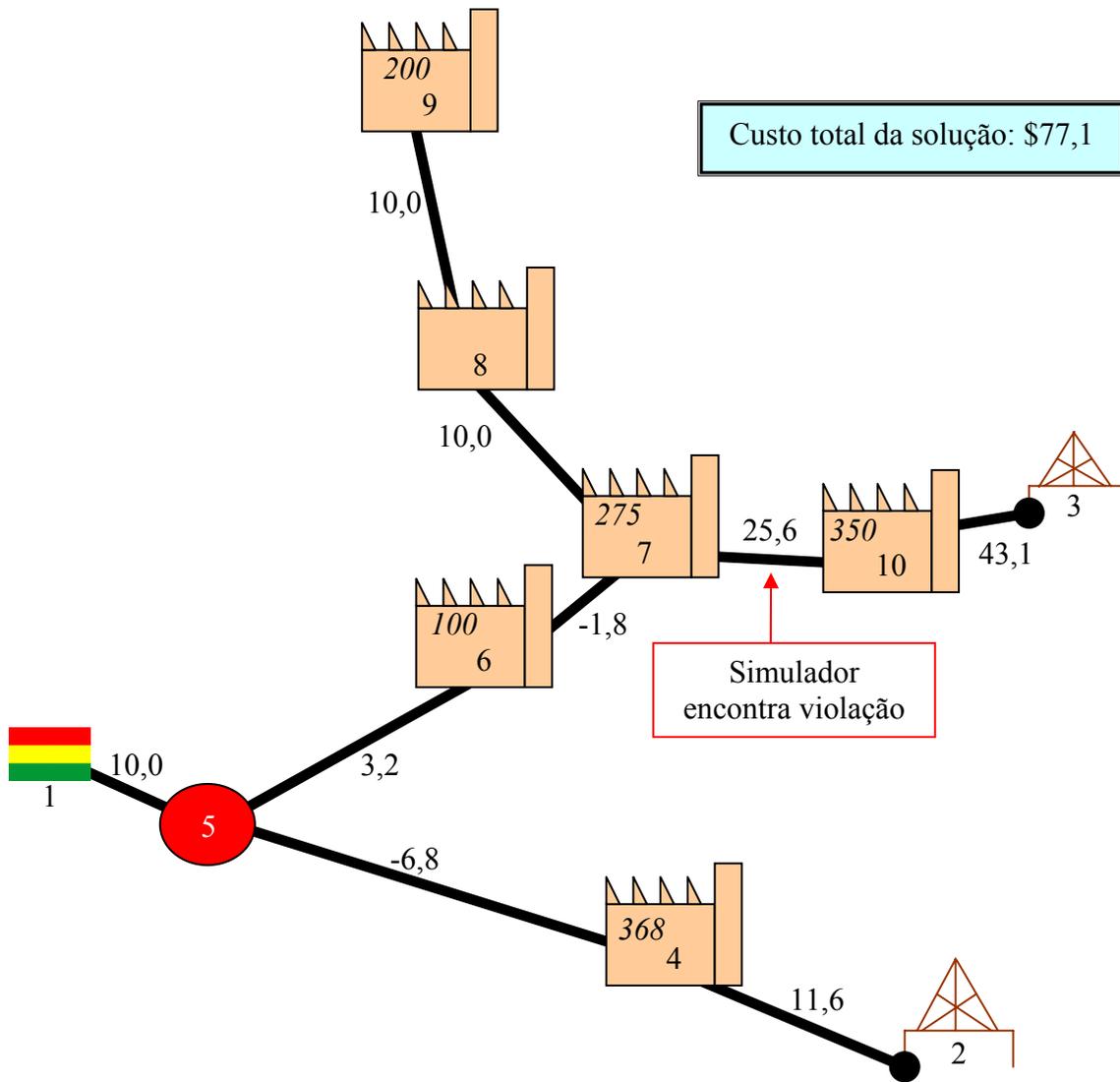


Figura 6.7: Solução inicial do Modelo de Despacho para o estudo de caso Sudeste-3.

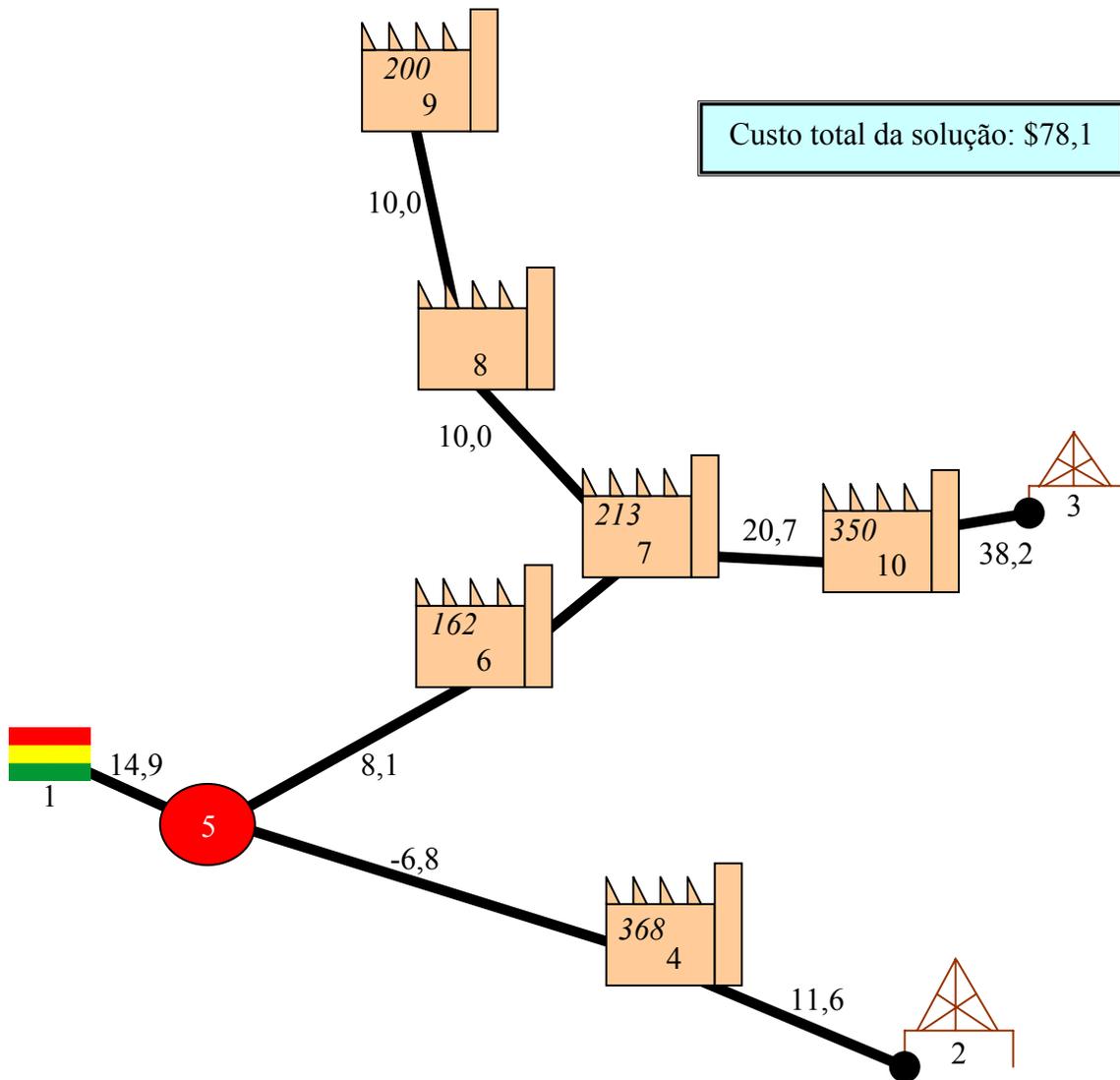


Figura 6.8: Solução Final para o estudo de caso Sudeste-3.

## 6.7 Quarto Estudo de Caso: “Sudeste-4”

A seguir é apresentado um estudo de caso utilizando o modelo de maximização da potência gerada apelidado de “Sudeste-4”. A rede utilizada é semelhante à rede “Sudeste-1”

(Seção 6.4), com uma única exceção: a pressão máxima no nó 3 é 88,3 bars ao invés de 98,0 bars.

A Figura 6.9 apresenta a solução do Modelo de Despacho inicial em termos das produções, importação, geração elétrica e fluxos na rede. Por exemplo, o fluxo no ramo 2-4 no despacho inicial foi 1,2 (m<sup>3</sup>/s), portanto a produção no nó 2 foi 1,2 m<sup>3</sup>/s.

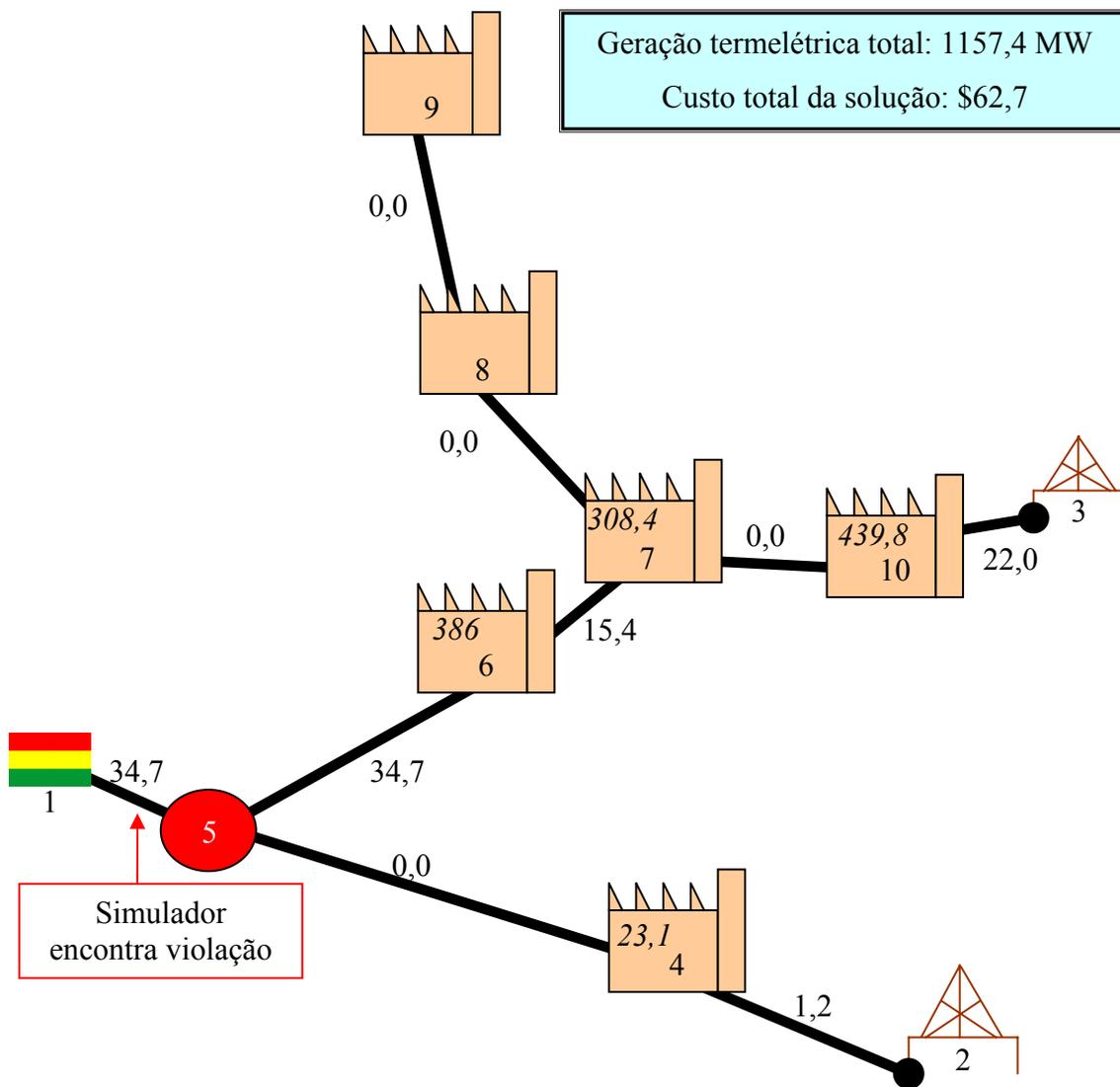


Figura 6.9: Solução Inicial para o estudo de caso Sudeste-4.

O Simulador encontra uma violação de pressão e muda o limite superior do fluxo de gás natural no ramo 1-5 para 18,7 m<sup>3</sup>/s utilizando a Equação (31).

O Modelo de Despacho é atualizado com o novo fluxo máximo de gás natural, e um novo despacho de gás é obtido. A solução obtida nesse ponto é apresentada na Figura 6.10.

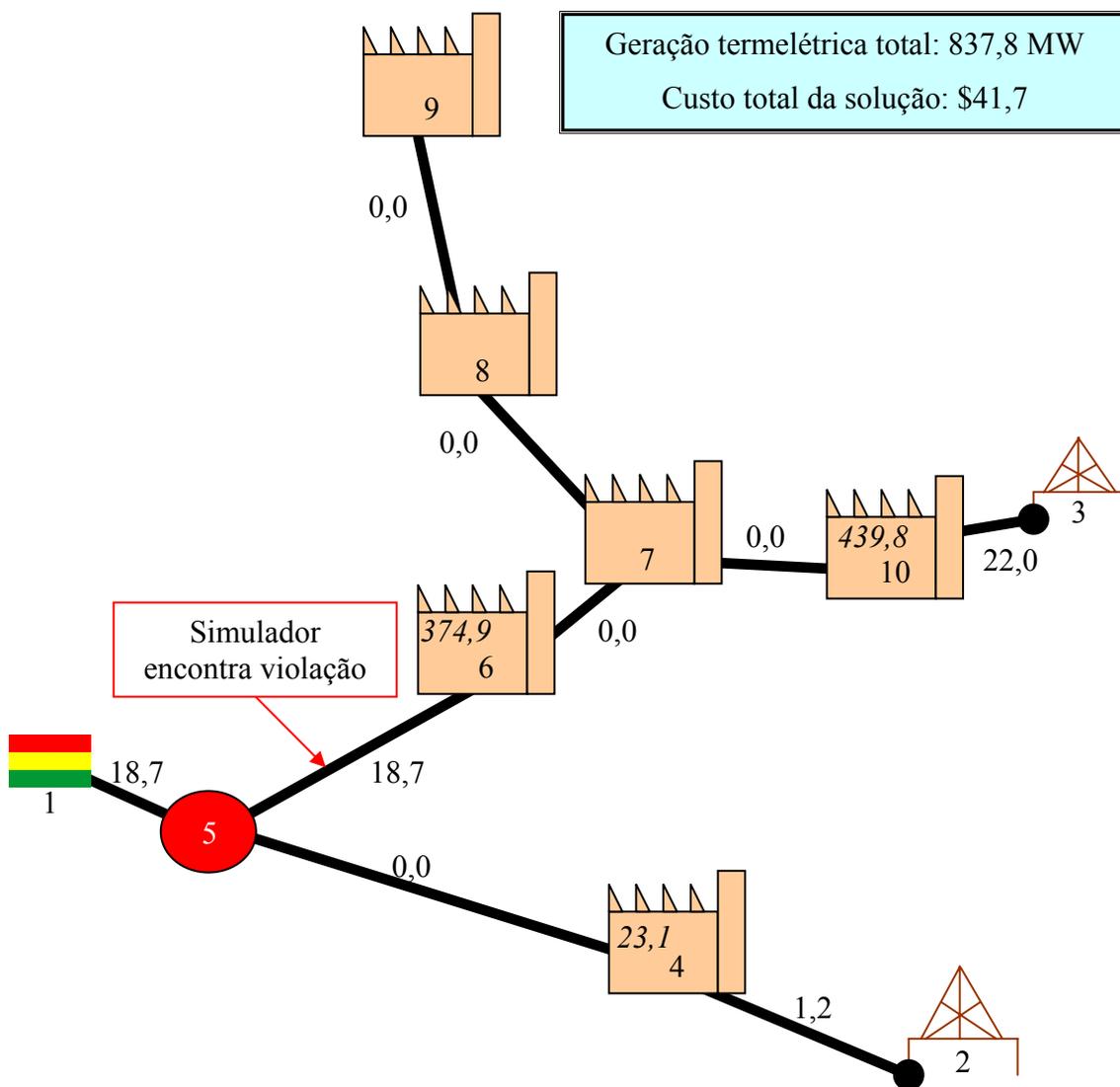


Figura 6.10: Segunda solução do Modelo de Despacho para o estudo de caso Sudeste-4.

O Simulador entra novamente em operação identificando uma violação de pressão (ramo 5-6). Ao procurar os limites superiores de pressão nos nós (subseção 5.4.1), o Simulador revela que com a pressão atual no nó 5, não é possível qualquer fluxo nesse ramo. O Modelo de Despacho é atualizado com o novo limite máximo de fluxo no ramo 5-6 ( $0 \text{ m}^3/\text{s}$ ). A solução atual é apresentada na Figura 6.11.

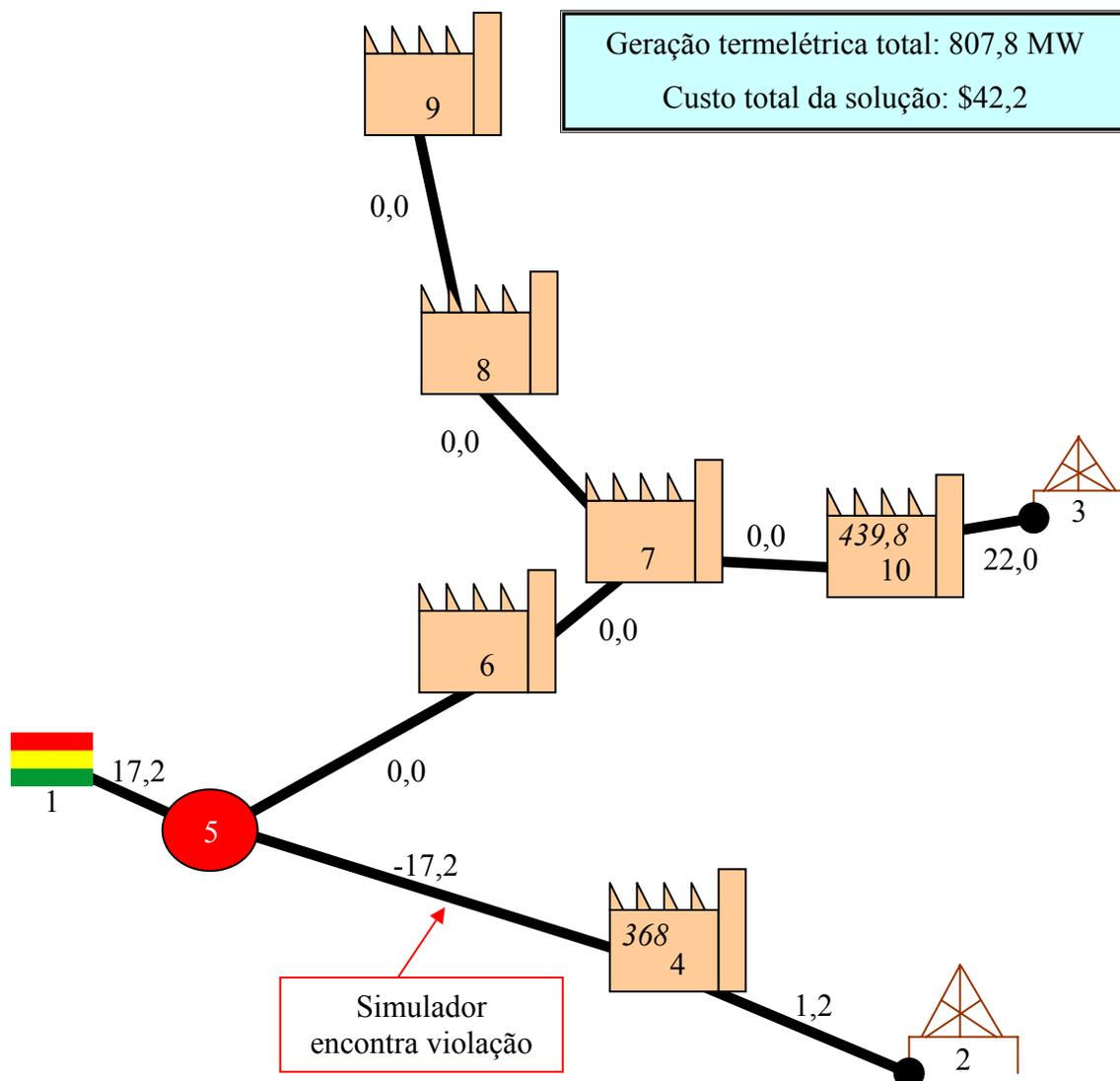


Figura 6.11: Terceira solução do Modelo de Despacho para o estudo de caso Sudeste-4.

O processo continua e o Simulador encontra uma nova violação de pressão, desta vez no ramo 5-4. O limite do fluxo é então fixado em 10,2 m<sup>3</sup>/s. Novamente o Simulador percorre a rede, mas não encontra qualquer nova violação nos limites de pressão. Nesse ponto o processo é interrompido, pois a solução final foi obtida (Figura 6.12).

As produções, a importação e os fluxos de gás natural de cada etapa são apresentados na Tabela 6.10. Na Tabela 6.11, apresenta-se a geração de cada usina termelétrica e a geração total em cada etapa do processo. As restrições iniciais e a solução final em termos das pressões são apresentadas na Tabela 6.12.

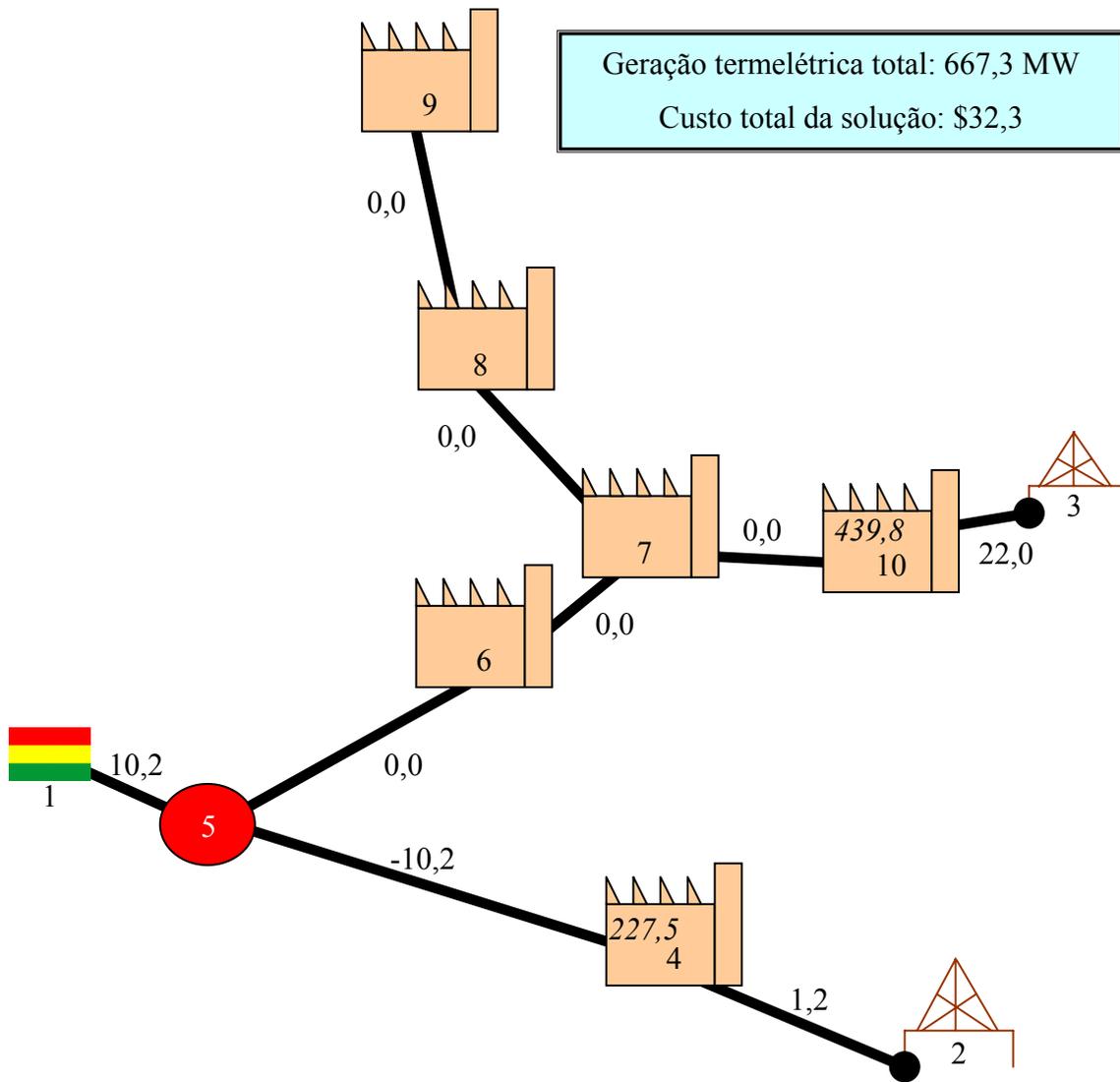


Figura 6.12: Solução final para o estudo de caso Sudeste-4.

Ramo	Despacho Inicial	Segundo Despacho	Terceiro Despacho	Solução Final
1→5	34.7	18.7	17.2	10.2
2→4	1.2	1.2	1.2	1.2
3→10	22.0	22.0	22.0	22.0
4→5	0.0	0.0	-17.2	-10.2
5→6	34.7	18.7	0.0	0.0
6→7	15.4	0.0	0.0	0.0
7→8	0.0	0.0	0.0	0.0
8→9	0.0	0.0	0.0	0.0
10→7	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabela 6.10: Produção, importação e fluxos de gás natural (m<sup>3</sup>/s) na rede Sudeste-4.

Geração Termelétrica (MW)						
Nó ( <i>i</i> )	$g_i^{\min}$	$g_i^{\max}$	Solução Inicial	Segundo Despacho	Terceiro Despacho	Solução Final
4	0	368	23.1	23.1	368	227.5
5	—	—	—	—	—	—
6	0	386	386	374.9	0	0
7	0	596.3	308.4	0	0	0
8	0	87	0	0	0	0
9	0	225.6	0	0	0	0
10	0	923	439.8	439.8	439.8	439.8
Geração Total:		2585.9	1157.3	837.8	807.8	667.3

Tabela 6.11: Geração termelétrica na rede Sudeste-4.

Nó	Limite inferior	Limite Superior	Solução Final
1	0,0	88,3	60,7
2	0,0	88,3	14,0
3	0,0	88,3	72,4
4	0,0	68,6	13,0
5	0,0	58,8	37,0
6	0,0	58,8	0,0
7	0,0	39,2	0,0
8	0,0	73,5	0,0
9	0,0	58,8	0,0
10	0,0	78,5	65,2

Tabela 6.12: Limites operacionais e solução final para a pressão em cada nó (em bars).

Nota-se que a geração termelétrica total foi reduzida em cada iteração do processo de solução devido a restrições operacionais da rede de gasodutos. Mesmo o despacho termelétrico inicial é menor que a capacidade de geração termelétrica total, evidenciando

que neste exemplo, o total de produção e importação de gás natural não é suficiente para suprir a quantidade necessária para o sistema termelétrico operar em plena capacidade.

Nota-se também que a solução da Figura 6.10 tem um custo menor do que a solução da Figura 6.11 mesmo tendo um maior valor de geração total. Isto ocorre devido às diferenças de custos de transporte e geração termelétrica nos ramos e usinas envolvidos em cada solução.

## 6.8 Conclusão

O estudo de casos deste capítulo mostra que o despacho de energia e as restrições das usinas termelétricas influenciam a operação da rede de transmissão e suprimento de gás natural. E, o despacho de gás e as restrições do sistema de transmissão e suprimento de gás natural afetam a operação das usinas termelétricas. Assim, modelos que integram a operação destes dois sistemas são importantes para o planejamento e a operação segura e econômica do sistema elétrico e do sistema de suprimento de gás natural.

O modelo integrado proposto adequadamente coordena a operação das usinas termelétricas e o sistema de transmissão e suprimento de gás natural. A decomposição adotada para tratar a formulação do problema foi eficaz, e a representação gráfica da rede de gasodutos foi adequada.

O método é eficaz para resolver o problema integrado de planejamento da produção e transporte de gás natural com o despacho termelétrico.

Os testes executados mostraram a interação entre a decisão de geração elétrica e os requerimentos operacionais do sistema de gás natural. Assim, um modelo integrado pode coordenar melhor a operação das usinas termelétricas com o suprimento e transporte de gás natural.

# Capítulo 7: CONCLUSÃO GERAL

Esta tese mostrou de forma introdutória o que é o gás natural, qual sua origem e utilização, quais suas principais vantagens sobre outros combustíveis ou sobre outras formas de geração de energia.

O Capítulo 3 apresentou as usinas termelétricas a gás natural de ciclo combinado, um tipo de usina térmica que vem sendo adotado em todo o mundo desde a década de oitenta, e que deverá ser a solução escolhida para quase a totalidade das termelétricas brasileiras a gás natural a serem construídas nos próximos anos.

As decisões sobre a operação do sistema de gás natural afetam a operação das usinas termelétricas, e vice-versa. Assim, os modelos que integram a operação desses dois sistemas são importantes para o planejamento e a operação dos sistemas de suprimento de gás e energia.

Esta tese apresentou um modelo de despacho econômico para usinas termelétricas a gás natural considerando restrições operativas no sistema de gasodutos e a demanda de carga elétrica. A formulação matemática apresenta um comportamento combinatório e não-linear. Portanto, devido às dificuldades em encontrar um método exato para solução do problema, adotou-se uma metodologia heurística de solução: um método de duas partes, composto por um Modelo de Despacho e um Simulador.

A metodologia proposta foi aplicada a uma rede exemplo baseada na rede do sudeste brasileiro, com seis usinas termelétricas servidas por uma rede de gás natural. O estudo de casos mostra que o modelo proposto integra adequadamente a operação do sistema termelétrico com a operação do sistema de gasodutos.

A modelagem apresentada na Seção 4.5 enriquece o escopo desta tese. Enquanto na modelagem da Seção 4.4 o interesse era a minimização de custos, na Seção 4.5 a idéia foi

gerar o máximo de energia possível pelo sistema gaso-termelétrico. Essa metodologia pode ser utilizada em cenários nos quais a demanda de gás natural é maior que a capacidade de produção e importação, ou quando a rede de transmissão de gás natural não suporta o fluxo necessário para atender a demanda de gás natural destinado a geração termelétrica.

A metodologia adotada mostra a interação entre o sistema termelétrico e a operação da rede de gasodutos. Como um sistema influencia o outro o planejamento da operação de forma integrada é de grande benefício.

A decomposição do problema adotada para tratar com o modelo de despacho integrado foi eficaz.

Os testes executados mostraram a interação entre a decisão de geração de energia e as exigências operacionais do sistema de gás natural.

Assim, por meio de um modelo integrado, a grande contribuição desta tese em conjunto com a técnica de solução, pode-se obter uma melhor coordenação da operação do sistema de geração termelétrica e de transmissão de gás natural.

A seguir são apresentados temas que podem dar prosseguimento a esta tese.

## 7.1 Trabalhos Futuros

Como possibilidades futuras de seqüência do trabalho de pesquisa apresentado nesta tese pode-se citar:

- Obtenção de dados que reflitam melhor a rede real de gasodutos e termelétricas para os estudos de caso. Como exemplos de dados que podem ser aprimorados pode-se citar: as faixas operacionais de pressão em cada ponto da rede e os dados de cada gasoduto como diâmetro, comprimento e rugosidade absoluta.
- Estudos de caso com a rede completa de gasodutos e termelétricas brasileira.
- Considerar os compressores na metodologia adotada.
- Considerar de forma mais efetiva as demandas de gás natural para outros fins que não a geração termelétrica. Por exemplo, os contratos realizados com as indústrias (maiores consumidores), contêm cláusulas com penalizações e multas em caso de não entrega da quantidade contratada de gás natural. Esse fato faz com que as usinas termelétricas fiquem, no momento, em segundo plano na obtenção

do gás natural (Rosa & Almeida, 2006). A Lei do Gás, em discussão no Congresso Nacional, pode mudar o setor inserindo um mercado secundário de gás, possibilitando que as usinas termelétricas tenham prioridade no abastecimento durante todo o ano (Valor online, 2006).

- Modelagem mais detalhada das usinas termelétricas com respeito às configurações (Seção 3.4) e tipos de combustíveis, inclusive abordando as usinas termelétricas flexíveis que podem funcionar com mais do que um combustível.
- Integração da metodologia apresentada com a programação da operação energética do Sistema Interligado Nacional (SIN).



# Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2002. 153 p.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural 2004**, Rio de Janeiro, 2004. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/conheca/anuario\\_2004.asp#secao\\_1](http://www.anp.gov.br/conheca/anuario_2004.asp#secao_1)>. Acesso em 11 mar. 2005.

ARNOLD, K.; STEWARD, M. **Surface production operations**. 2nd ed. Gulf, 1999. 574 p. V. 2: Design of gas-handling systems and facilities.

BAJAY, S. V.; WALTER, A. C. S.; FERREIRA, A. L. **Integração entre as regulações técnico-econômica e ambiental do setor elétrico brasileiro**. Campinas - SP, Maio 2000. (Relatório Técnico - fase 5: otimização das práticas de planejamento e dos procedimentos regulatórios envolvidos no dimensionamento, construção e operação de usinas termelétricas)

BBC. **BBC Brasil**, 2001-2005. News, Sport, Radio, TV, Weather. Disponível em: <[http://www.bbc.co.uk/portuguese/reporterbbc/story/2005/02/050216\\_kyo\\_toabrecg.shtml](http://www.bbc.co.uk/portuguese/reporterbbc/story/2005/02/050216_kyo_toabrecg.shtml)>. Acesso em 15 dez. 2005.

BEZERRA, B. et al. Integrated electricity-gas operations planning in hydrothermal systems. In: SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING, 10., 2006, Florianópolis. CD-ROM.

- BOUCHER, J.; SMEERS, Y. Optimal development planning of gas reserves. **Energy Economics**, v. 18, p. 25-47, 1996.
- COMGÁS. **Portal Comgás Natural**, 2006. Contém serviços, informações úteis, promoções. Disponível em: <<http://www.comgas.com.br>>. Acesso em 11 jul. 2006.
- CASTILLO, L; GONZALEZ, A. Distribution network optimization: finding the most economic solution by using genetic algorithms. **European Journal of Operational Research**, v. 108, i. 3, p. 527-537, Aug. 1998.
- COSTA, F. C. Gás natural e GLP: combustíveis seguros e ecológicos. **Revista Gás Brasil**, ano II, n. 8, p. 51-54, 2005.
- CRUZ-G., J. M. Hybrid heuristic and mathematical programming in oil pipelines networks. In: **Congress on Evolutionary Computation**, 2004, Portland. p. 1479-1486.
- DANTZIG, G. B.; ORDEN, A.; WOLFE P. Generalized simplex method for minimizing a linear form under linear inequality constraints. **Pacific Journal Mathematics**, v. 5, n. 2, pp. 183-195, 1955.
- EL-HAWARY, M.E.; CHRISTENSEN, G.S. **Optimal economic operation of electric power systems**. New York: Academic, 1979. 278 p. (Mathematics in science and engineering, v. 142)
- FERREIRA, R. S. A. et al. Política de recursos hídricos: eficiência de geração do setor elétrico. In: MUÑOZ, H. R. (Org.) **Interfaces da Gestão de Recursos Hídricos: desafios da lei de águas de 1997**. 2. ed. Brasília: Ministério de Meio Ambiente – Secretaria de Recursos Hídricos, 2000. p. 324-340.

FLANIGAN, O. Constrained derivatives in natural gas pipeline system optimization. **Journal of Petroleum Technology**, p. 549-556, May 1972.

FUNDAMENTALS of the Natural Gas Industry. London: The Petroleum Economist and Gas World International, 1995.

GABRIEL, S. A.; MANIK, J.; VIKAS, S. Computational experience with a large-scale, multi-period, spatial equilibrium model of North American natural gas system. **Network and Spatial Economics**, Netherlands, v. 3, n. 2, p. 97-122, 2003.

GÁS BRASIL. **Portal Gás Brasil**, 2000-2004. Contém soluções e serviços para o mercado de gás combustível: classificados, cotações, notícias, boletins, artigos, palestras, fórum, normas técnicas e agenda de eventos. Disponível em: <<http://www.gasbrasil.com.br>>. Acesso em 25 mar. 2006.

GASENERGIA. **Portal GásEnergia**. Contém informações de mercado, negócios, cotações, análises financeiras, mapas, fotos e dados técnicos. Disponível em: <<http://www.gasenergia.com.br>>. Acesso em 15 abr. 2005.

GASNET. **O Site do Gás Natural**, 1999-2005. Contém jornalismo, informações úteis, matérias didáticas, notícias técnicas, mapas, legislação e tarifas. Disponível em: <<http://www.gasnet.com.br/>>. Acesso em 25 mar. 2006.

GOLDBARG, M. C.; GOLDBARG, E. G.; MEDEIROS NETO, F. D. Algoritmos evolucionários na determinação da configuração de custo mínimo de sistemas de co-geração de energia com base no gás natural. **Pesquisa Operacional**, v. 25, n. 2, p. 231-259, Maio-Ago. 2005.

GOLDBERG, D. **Computer-aided gas pipeline operation using genetic algorithms and rule learning**. Dissertation (Ph.D.) – University of Michigan. 1983.

- GOLDBERG, D. **Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning**. Addison-Wesley Professional, 1989. 432 p.
- GREGORY, K.; ROGNER, H.-H. Energy resources and conversion technologies for the 21st century. **Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change**, v. 3, n. 2-4, p. 171-229, 1998.
- KYOTO Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.html>>. Acesso em 15 dez. 2005.
- LUENBERGER, D. G. **Linear and nonlinear programming**. 2. ed. Springer, 2003. 510 p.
- MELLO, O. D. **Sobrevivenciabilidade e indisponibilidade em redes de telecomunicações**. 1996. 84 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1996.
- MELLO, O. D.; OHISHI, T. An Intregrated Dispatch Model of Gas Supply and Thermoelectric Generation With Constraints on the Gas Supply. In: SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING, 10., 2006, Florianópolis. CD-ROM.
- MELLO, O. D.; OHISHI, T. An Integrated Dispatch Model of Gas Supply and Thermoelectric System. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE, 15., Aug. 2005, Liège.
- MELLO, O. D.; OHISHI, T. Modelo de despacho termelétrico considerando restrições no suprimento de gás natural. In: Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 36., 2004, São João del-Rei. **Anais do XXXVI SBPO**. Tecart, 2004a. p. 1854-1859. ISSN 1518-1731.

- MELLO, O. D.; OHISHI, T. Natural gas transmission for thermoelectric generation problem. In: SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING, 9., 2004b, Rio de Janeiro. p.1-5.
- MELLO, O. D.; OHISHI, T. Transmissão de gás natural para o problema de geração termelétrica. In: SISPOT 2004 ENCONTRO DE PESQUISADORES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA, 2004, Campinas. **Anais do SisPot 2004 Encontro de Pesquisadores em Sistemas de Potência**. Campinas: Publicação FEEC 001/2004, 2004c. p.79-80. Disponível em: <<http://www.fee.unicamp.br/SisPot2004/anais.pdf>>. Acesso em 3 jun. 2005.
- MEHROTRA, S. On the implementation of a primal-dual interior point method," **SIAM Journal on Optimization**, v. 2, p. 575-601, 1992.
- MICHALEWICZ, Z. **Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs**. 3rd rev. ed. Springer, 1996. 387 p.
- MONTOYA-O., S. J. et al. Genetic algorithms applied to the optimum design of gas transmission networks. In: **SPE International Petroleum Conference and Exhibition**, 2000, Villahermosa.
- MUNOZ, J. et al. Natural gas network modeling for power systems reliability studies. In: IEEE BOLOGNA POWERTECH CONFERENCE, 2003, Bologna. **PowerTech Conference Proceedings**. Bologna: 2003.
- NOGUEIRA, M. **Produção e processamento de petróleo e gás natural no Brasil: perspectivas e sustentabilidade nos próximo 20 anos**. Auditório da Biblioteca Central (Campinas), Universidade Estadual de Campinas, 2

- Mar. 2004. Palestra proferida no Fórum Permanente de Energia e Ambiente.
- O'NEILL, R. P. et al. A mathematical programming model for allocation of natural gas. **Operations Research**, v. 27, n. 5, p. 857-873, Sept./Oct. 1979.
- PART-ENANDER, E.; SJOBERG, A.; MELIN, B. **The Matlab Handbook**. Addison-Wesley, 1996. 423 p. ISBN 0201877570.
- RAMOS, C. Malha de gasodutos aumenta no país. **Revista Gás Brasil**, ano II, n. 8, p. 44, 2005a.
- RAMOS, C. O gás natural no 1º semestre de 2005. **Revista Gás Brasil**, ano II, n. 9, p. 20-22, 2005b.
- RANSOME, G.; FURLONGE, H. Natural gas supply/demand balance: the case of Trinidad and Tobago. In: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, 2001, Buenos Aires. Society of Petroleum Engineers, 2001.
- REIS, L. B. **Geração de energia elétrica: tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade**. 3. ed. Barueri: Manole, 2003. 324 p.
- ROSA, V. H. S.; ALMEIDA, L. H. B. A termelétricidade a gás natural e o futuro da matriz elétrica brasileira – transição para o quê? In: SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING, 10., 2006, Florianópolis. CD-ROM.
- RUNTE, E. F. Monitoramento e controle operacional da malha de gás natural no Brasil. In: FÓRUM CANADÁ – BRASIL DE GÁS NATURAL, 2003. Apresentação em Microsoft PowerPoint.

- SANTOS, E. F.; MELLO, O. D.; OHISHI, T. A predispatch model of hydroelectric power systems using genetic algorithms. In: SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING, 8., 2002, Brasília. **Anais...** Brasília: Developer Sistemas Multimídia, 2002. CD-ROM.
- SOARES, S.; OHISHI, T. Hydro-dominated short term hydrothermal scheduling via hybrid simulation-optimization approach: a case study. **IEEE Proc-C**, v. 142, n. 6, p. 569 - 575, 1995.
- SUSTA, M. R.; LUBY, P. Combined cycle power plant efficiency: a prognostic extrapolation. **Gas turbine world**, p. 21-24, April 1997.
- THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. **The costs of generating electricity**. London, 2004. 57 p. Disponível em: <[http://www.countryguardian.net/generation\\_costs\\_report.pdf](http://www.countryguardian.net/generation_costs_report.pdf)>. Acesso em 13 jun. 2005. ISBN 190349611X.
- VALOR ONLINE. **Portal Valor Online**. Contém informações de mercado, negócios, cotações, entrevistas, notícias, tabela FIPE. Disponível em: <[http://www.valoronline.com.br/especiais/valorsetorial/petroleo\\_gas](http://www.valoronline.com.br/especiais/valorsetorial/petroleo_gas)>. Acesso em 13 jul. 2006.
- VENKATARAMANAN, G. et al. Smoother and more economic operation of gas pipelines. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 36, n. 5, p. 1430-1434, Sept./Oct. 2000.
- WILSON, J. G.; WALLACE, J.; FUREY, B. P. In: OSIADACZ, A. J. (Ed) **Simulation and optimization of large systems**. Oxford: Clarendon, 1988.

- WOLF, D. D. **Mathematical properties of formulations of the gas transmission problem**, 2003. Disponível em: <<http://gremars.univ-lille3.fr/~dewolf/MathPro.pdf>>. Acesso em 13 jun. 2005.
- WOLF, D. D.; SMEERS, Y. Optimal dimensioning of pipe networks with application to gas transmission networks. **Operations Research**, v. 44, n. 4, p. 596-608, July/Aug. 1996.
- WOLF, D. D.; SMEERS, Y. The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm. **Management Science**, v. 46, n. 11, p. 1454-1465, Nov. 2000.
- WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. **Power generation, operation and control**. 2nd ed. Wiley-Interscience, 1996. 592 p.
- ZAMBON, K. L. et al. Análise de decisão multicritério na localização de usinas termoelétricas utilizando SIG. **Pesquisa Operacional**, v. 25, n. 2, p. 183-199, Maio-Ago. 2005.
- ZHANG, Y. **Solving large-scale linear programs by interior-point methods under the matlab environment**. July 1995. (Technical report TR96-01, Department of Mathematics and Statistics, University of Maryland, Baltimore).

# Apêndice A

A Figura 3.3 (Seção 3.9) traz o mapa das usinas termelétricas brasileiras em operação, construção, teste ou estudo de implantação. Detalhes das usinas termelétricas, como localização, capacidade atual e final de geração em MW, toneladas por hora de vapor e acionistas; nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Pernambuco, Bahia, Minas Gerais, Rio de Janeiro, São Paulo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Paraná e Rio Grande do Sul podem ser vistos na Tabela A.1, na Tabela A.2, na Tabela A.3, na Tabela A.4, na Tabela A.5, na Tabela A.6, na Tabela A.7, na Tabela A.8, na Tabela A.9, na Tabela A.10 e na Tabela A.11, respectivamente. Uma foto de uma termelétrica é apresentada na Figura A.7.1.

<b>TERMOFORTALEZA (em operação)</b>
Localização: Fortaleza
Capacidade: 343 MW
Capacidade final: 343 MW
Acionista: Neoenergia (100%)
<b>TERMOCEARÁ (em operação)</b>
Localização: Fortaleza
Capacidade: 200 MW
Capacidade final: 270 MW
Acionista: MPX (100%)

**Tabela A.1: Usinas termelétricas no Ceará.**

COTEMINAS (em construção)
Localização: Natal
Capacidade: 15 MW
Capacidade final: 100 MW
Acionista: Coteminas (100%)
TERMOAÇU (em construção)
Localização: Vale do Açu
Capacidade: 325 MW + 610 t/h vapor
Capacidade final: 394 MW + 915 t/h vapor
Acionistas: Petrobras (80%), Neoenergia (20%)

**Tabela A.2: Usinas termelétricas no Rio Grande do Norte.**

TERMOPERNAMBUCO (em operação)
Localização: Recife
Capacidade: 500 MW
Capacidade final: 500 MW
Acionista: Neoenergia (100%)

**Tabela A.3: Usina termelétrica em Pernambuco.**

FAFEN (em operação)
Localização: Camaçari
Capacidade: 130 MW
Capacidade final: 134 MW
Acionistas: Petrobras (20%), EDP (80%)
TERMOBAHIA (em operação)
Localização: Mataripe
Capacidade: 190 MW
Capacidade final: 450 MW + 360 t/h vapor
Acionistas: Petrobras (29%), Petros, ABB e A&A (71%)
CAMAÇARI (em operação)
Localização: Camaçari
Capacidade: 360 MW
Capacidade final: 360 MW
Acionista: Chesf (100%)

Tabela A.4: Usinas termelétricas na Bahia.

IBIRITÉ (em operação)
Localização: Ibirité
Capacidade: 240 MW
Capacidade final: 720 MW
Acionistas: Petrobras (50%), Edison e Petros (50%)
JUIZ DE FORA (em operação)
Localização: Juiz de Fora
Capacidade: 103 MW
Capacidade final: 143 MW
Acionistas: Cataguazes e Alliant (100%)

Tabela A.5: Usinas termelétricas em Minas Gerais.

<b>SANTA CRUZ (em construção / teste)</b>
Localização: Santa Cruz
Capacidade: 400 MW
Acionista: Furnas (100%)
<b>NORTE FLUMINENSE (em operação)</b>
Localização: Macaé
Capacidade: 780MW
Capacidade final: 780 MW
Acionistas: Petrobras (10%), EDF (90%)
<b>TERMORIO (em construção / teste)</b>
Localização: Duque de Caxias
Capacidade: 1040 MW
Capacidade final: 1036 MW + 400 t/h vapor
Acionistas: Petrobras (50%), NGR e PRS (50%)
<b>MACAÉ MERCHANT (em operação)</b>
Localização: Macaé
Capacidade: 970 MW
Capacidade final: 970 MW
Acionista: El Paso (100%)
<b>ELETROBOLT (em operação)</b>
Localização: Seropédica
Capacidade: 380 MW
Capacidade final: 380 MW
Acionista: Enron (100%)

Tabela A.6: Usinas termelétricas no Rio de Janeiro.

NOVA PIRATININGA (em operação)
Localização: São Paulo
Capacidade: 590 MW
Capacidade final: 880 MW
Acionistas: Petrobras (80%), Petros e EMAE (20%)
CENTRAL DE CO-GERAÇÃO DA BAIXADA SANTISTA - CCBS (em estudo)
Localização: Cubatão
Capacidade: 200 MW
Acionistas: Petrobras (27%), Marubeni (73%)
DSG PAULÍNIA (em estudo)
Localização: Paulínia
Capacidade: 492 MW
Acionista: DSG (100%)
DSG MOGI GUAÇU (em estudo)
Localização: Mogi Guaçu
Capacidade: 985 MW
Acionista: DSG (100%)

Tabela A.7: Usinas termelétricas em São Paulo.

TERMO CUIABÁ (em operação)
Localização: Cuiabá
Capacidade: 480 MW
Capacidade Final: 530 MW
Acionistas: Shell e Enron (100%)

Tabela A.8: Usina termelétrica em Mato Grosso.

TERMOPANTANAL (em construção / teste)
Localização: Corumbá
Capacidade: 70 MW
Acionista: MPX (100%)
WILLIAM ARJONA (em operação)
Localização: Campo Grande
Capacidade: 120 MW
Capacidade final: 194 MW
Acionista: Tractebel (100%)
TRÊS LAGOAS (em operação)
Localização: Três Lagoas
Capacidade: 240 MW
Capacidade final: 350 MW
Acionistas: Petrobras (100%) em negociação com outras empresas

**Tabela A.9: Usinas termelétricas no Mato Grosso do Sul.**

ARAUCÁRIA (em construção / teste)
Localização: Araucária
Capacidade: 484 MW
Acionistas: Petrobras (20%), El Paso (60%), Copel (20%)

**Tabela A.10: Usina termelétrica no Paraná.**

TERMOCANOAS (em operação)
Localização: Canoas
Capacidade: 160 MW
Capacidade final: 500 MW
Acionista: Petrobras (100%) em negociação com outras empresas
AES URUGUAIANA (em operação)
Localização: Uruguaiana
Capacidade: 640 MW
Capacidade final: 640 MW
Acionistas: AES e BNDES (100%)

**Tabela A.11: Usinas termelétricas no Rio Grande do Sul.**



**Figura A.7.1: Termelétrica a gás natural em Santa Cruz, Rio de Janeiro.**