

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

**DESPACHO INTEGRADO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA  
E DA PRODUÇÃO E TRANSPORTE DE GÁS NATURAL COM  
MÉTODO DE NEWTON**

**Autor: Elma Pereira Santos**

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

**Dissertação de Mestrado** apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Engenharia de Computação.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva - UNICAMP

Dr. Oderson Dias de Mello - ELEKTRO LTDA

Prof. Dr. Takaaki Ohishi - UNICAMP

Campinas, SP

2009

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

Santos, Elma Pereira  
Sa59d Despacho integrado da geração terméletrica e da produção e  
transporte de gás Natural com método de Newton  
Elma Pereira Santos. – Campinas, SP:  
[s.n.], 2009.

Orientador: Takaaki Ohishi.

Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas,  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Gás Natural. 2. Newton-Raphson, metodo.  
3. Usinas termoeletricas. 4. Termoeletricidade.  
I. Ohishi, Takaaki. II. Universidade Estadual de Campinas.  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III.  
Título.

Título em Inglês: Integrated dispatch of thermoelectric generation  
and production and transport of natural gas with Newton's method.  
Palavras-chave em Inglês: Natural Gas, Method, Newton - Raphson,  
Steam power-plants, Thermoelectricity  
Área de concentração: Engenharia de Computação  
Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica  
Banca Examinadora: Oderson Dias de Mello, Luiz Carlos Pereira da Silva  
Data da defesa: 27/02/2009  
Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

**COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO**

**Candidata:** Elma Pereira Santos

**Data da Defesa:** 27 de fevereiro de 2009

**Título da Tese:** "Despacho Integrado da Geração Termelétrica e da Produção e Transporte de Gás Natural com Método de Newton"

Prof. Dr. Takaaki Ohishi (Presidente): Takaaki Ohishi

Dr. Oderson Dias de Mello: Oderson

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva: Luiz CP

# Resumo

O gás natural é um combustível fóssil que pode ser utilizado tanto na indústria como no comércio, residências e veículos. Uma aplicação importante do gás natural é como fonte primária para geração de energia elétrica em usinas termelétricas. Seu uso possibilita uma maior estabilidade ao Sistema Elétrico Brasileiro, pelo fato de depender menos do nível de água nos reservatórios para atendimento da demanda de energia elétrica. Como o gás natural possui uma estocagem complexa e onerosa, a quantidade de demanda de gás afeta diretamente as suas etapas de produção e transporte, já que toda a quantidade produzida e transportada deverá ser consumida. Desse modo, a operação do sistema de suprimento de gás natural é fortemente dependente das decisões de seus consumidores. As usinas termelétricas estão entre os maiores consumidores de gás, de forma que o despacho das usinas termelétricas afeta fortemente a operação do sistema de gás. Por outro lado, restrições no sistema de suprimento de gás também podem afetar a operação das usinas termelétricas. Esta forte dependência operativa entre estes dois sistemas requer uma operação coordenada para se obter uma operação mais eficiente e segura. Esta tese apresenta um modelo de despacho econômico aplicado a usinas termelétricas que usam gás natural como fonte primária, considerando os custos de produção, transporte de gás natural e de geração de energia elétrica. A modelagem matemática resulta em um problema misto não linear. Para resolução foi utilizada uma abordagem híbrida, que combina um modelo baseado em Programação Linear e um modelo não linear. O problema não linear é resolvido através do método de Newton.

**Palavras-chave:** Gás natural, Newton-Raphson, metodo, Usinas termoeletricas, Termoeletricidade.

# Abstract

Natural gas is a fossil fuel that can be used in industry, trade, residence and vehicles, among others. An important application of natural gas is as a primary source for electricity generation in thermoelectric power plants. In the Brazilian Electric System this source increase the system stability, once it is less dependent of the water level in tanks to serve the demand for power. As natural gas storage it is more complex and expensive, the amount of gas directly affects the production and transportation stages, once the entire amount that is produced and transported must be consumed. Thus, the operation of the supply system of natural gas is strongly dependent on decisions of their consumers. The thermoelectric power plants are among the largest gas consumers, so the dispatch of thermoelectric plants affects strongly the gas system operation. On the other hand, restrictions in the gas supply system may also affect the operation of thermoelectric plants. This strong operative dependence between these two kinds of systems, requires a coordinated operation with the aim of obtaining a more efficient and safer operation. This thesis presents a model of economic dispatch applied to thermoelectric power plants that use natural gas as a primary energy source, considering the costs of production, transportation of the natural gas and electricity generation. The mathematical modeling results in a nonlinear mixed problem. For resolution was used a hybrid approach that combines a model based on Linear Programming and a nonlinear. The nonlinear problem is solved by the Newton's method.

**Keywords:** Natural Gas, Method, Newton - Raphson, Steam power-plants, Thermoelectricity.

# Agradecimentos

A Deus que sempre esteve comigo, me abençoando.

Ao professor Takaaki Ohishi pela orientação neste trabalho, além da atenção e comprometimento.

A meus pais Darci e Lázara pelo constante apoio e preocupação durante o mestrado como também por toda minha vida.

Ao meu maravilhoso noivo Flávio que, mesmo com a distância física, sempre esteve presente em minha vida, com seus carinhos, conselhos, apoio e auxílios técnicos, mostrando-se cada vez mais importante na minha vida.

Aos meus irmãos Evaldo, Everaldo e cunhada Graciene pelo incentivo.

Às estimadas Maria Antônia, Dona Nonoca, Rosana e Júlia pelo apoio e carinho, especialmente a Júlia que me ajudou na revisão do texto.

Aos amigos da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC) pelo companheirismo, em especial a Ana Paula e Laura pela convivência e acolhimento durante o mestrado.

Ao apoio financeiro recebido pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) que desempenha papel importante e fundamental na expansão e consolidação da pós-graduação em todos os estados da Federação.

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

*Aos meus queridos pais, irmãos e noivo.*

*"As pessoas que vencem neste mundo são as que procuram as circunstâncias de que precisam e, quando não as encontram, as criam."  
— Bernard Shaw, filósofo*

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>xiii</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xv</b>
<b>Lista de Símbolos</b>	<b>xvii</b>
<b>1 Introdução Geral</b>	<b>1</b>
1.1 Introdução . . . . .	1
1.2 Organização do texto . . . . .	2
<b>Glossário</b>	<b>1</b>
<b>2 Gás Natural</b>	<b>3</b>
2.1 Introdução . . . . .	3
2.2 Origem do Gás Natural . . . . .	3
2.3 Características do Uso do Gás Natural . . . . .	4
2.3.1 Vantagens do Uso do Gás Natural . . . . .	4
2.3.1.1 Impacto Ambiental . . . . .	4
2.3.1.2 Transporte e Manuseio . . . . .	5
2.3.1.3 Segurança . . . . .	5
2.3.2 Desvantagens do Gás Natural . . . . .	5
2.4 Gás Natural Perspectivas Históricas . . . . .	6
2.5 Uso no Brasil . . . . .	7
2.6 Cadeia Produtiva de Gás Natural . . . . .	8
2.7 Mercado no Brasil . . . . .	10
2.8 Programa Prioritário de Termoeletricidade . . . . .	10
2.9 Conclusão . . . . .	11

<b>3</b>	<b>Energia Hidrelétrica e Térmelétrica</b>	<b>12</b>
3.1	Introdução . . . . .	12
3.2	Energia Hidrelétrica . . . . .	12
3.2.1	Potencial Hidrelétrico Brasileiro . . . . .	13
3.2.2	Vantagens e desvantagens das usinas hidrelétricas . . . . .	13
3.3	Energia Termelétrica . . . . .	14
3.3.1	Usina Termelétrica de Ciclo Combinado . . . . .	15
3.3.2	Vantagens e desvantagens das usinas termelétricas de ciclo combinado . . . . .	16
3.3.3	Mapa das Termelétricas no Brasil . . . . .	17
3.4	Comparativos entre Hidrelétricas versus Termelétricas . . . . .	17
3.5	Conclusão . . . . .	18
<b>4</b>	<b>Formulação do Problema</b>	<b>19</b>
4.1	Introdução . . . . .	19
4.2	Despacho Elétrico . . . . .	20
4.2.1	Função de Custo . . . . .	21
4.3	Despacho de Gás . . . . .	21
4.4	Modelo de Despacho Integrado da Geração Termelétrica e da Produção e Transporte de Gás Natural . . . . .	26
4.5	Metodologia . . . . .	27
4.5.1	Despacho Integrado Relaxado . . . . .	28
4.5.2	Despacho Integrado . . . . .	30
4.5.2.1	Resolução do Problema de DI via Método de Newton . . . . .	31
4.5.3	Método de Newton . . . . .	33
4.6	Conclusão . . . . .	34
<b>5</b>	<b>Rede Teste e Resultados</b>	<b>35</b>
5.1	Introdução . . . . .	35
5.2	Implementação . . . . .	35
5.3	Rede Teste . . . . .	35
5.4	Resultados do Modelo de Despacho Econômico . . . . .	39
5.5	Resultados do Modelo Despacho Integrado . . . . .	40
5.5.1	Solução Relaxada . . . . .	40
5.5.2	Resultados do Despacho Integrado . . . . .	42
5.5.2.1	Fase 1 . . . . .	42
5.5.2.2	Fase 2 . . . . .	44

---

5.5.2.3	Fase 3 . . . . .	47
5.5.2.4	Fase 4 . . . . .	54
5.5.3	Resultados Gerais . . . . .	56
5.6	Conclusão . . . . .	57
<b>6</b>	<b>Conclusão e Trabalhos Futuros</b>	<b>58</b>
6.1	Conclusões Gerais . . . . .	58
6.2	Trabalhos Futuros . . . . .	59
	<b>Bibliografia</b>	<b>60</b>

# Lista de Figuras

2.1	Cadeia produtiva do gás natural [Martins, 2008]. . . . .	9
3.1	Usina hidrelétrica [Lemos, 2000]. . . . .	13
3.2	Termelétrica de ciclo combinado [GásNet, 2007]. . . . .	15
3.3	Mapa das termelétricas no Brasil [GásNet, 2007]. . . . .	17
4.1	Modelo padrão de Despacho Econômico. . . . .	20
4.2	Rede de gasodutos. . . . .	22
4.3	Modelo de Produção e Transporte de Gás Natural [Wolf and Smeers, 2000]. . . . .	23
4.4	Conservação de fluxo de gás Natural [Wolf and Smeers, 2000]. . . . .	25
4.5	O Modelo de Despacho Integrado da Geração Termelétrica e da Produção e Transporte de Gás Natural [Mello, 2006]. . . . .	27
4.6	Sentido do fluxo de gás [Mello, 2006]. . . . .	29
4.7	Modelo Despacho Integrado Inicial. . . . .	29
4.8	Modelo Despacho Integrado. . . . .	31
4.9	Problemas resolvidos pelo método de Newton. . . . .	32
4.10	Inserção de limites operacionais. . . . .	33
5.1	Rede de transmissão de gás natural do sudeste brasileiro [Mello, 2006]. . . . .	36
5.2	Resultado do Despacho Econômico. . . . .	39
5.3	Rede teste de gasodutos com ramos duplicados. . . . .	40
5.4	Resultados da Solução Relaxada. . . . .	42
5.5	Resultados da Fase 1. . . . .	44
5.6	Resultados da Fase 2. . . . .	46
5.7	Resultados ao fixar gerações de energia elétrica das termelétricas 7 e 9. . . . .	49
5.8	Resultados ao fixar geração de energia elétrica das termelétricas 7, 8 e 9. . . . .	51
5.9	Resultados da Fase 3. . . . .	53
5.10	Resultados da Fase 4. . . . .	55

5.11 Custos obtidos. . . . . 56

# Lista de Tabelas

3.1	<i>Aspectos comparativos de hidrelétricas e termelétricas [Reis, 2001]. . . . .</i>	18
4.1	<i>Significados das variáveis do modelo padrão de Despacho Econômico. . . . .</i>	20
4.2	<i>Significados dos símbolos do modelo padrão de Despacho Econômico. . . . .</i>	21
4.3	<i>Significados das variáveis do Modelo de Produção e Transporte de Gás Natural. . .</i>	23
4.4	<i>Significados dos símbolos do Modelo de Produção e Transporte de Gás Natural. . .</i>	24
4.5	<i>Significados dos símbolos <math>D_{ij}</math>, <math>z</math>, <math>\bar{T}</math>, <math>\beta_{ij}</math>, <math>\delta</math>, <math>\epsilon</math>. . . . .</i>	26
5.1	<i>Limites de geração de energia elétrica (MW). . . . .</i>	37
5.2	<i>Limites de produção de gás natural (<math>m^3/s</math>). . . . .</i>	37
5.3	<i>Limites operacionais de pressão (bars). . . . .</i>	37
5.4	<i>Custos de transporte de gás natural (<math>\\$/m^3</math>). . . . .</i>	38
5.5	<i>Custos de geração de energia elétrica (<math>\\$/MW</math>). . . . .</i>	38
5.6	<i>Valores das constantes <math>C^2_{ij}</math>. . . . .</i>	38
5.7	<i>Geração de energia elétrica (MW) do Despacho Econômico. . . . .</i>	39
5.8	<i>Fluxo de gás natural (<math>m^3/s</math>) da Solução Relaxada. . . . .</i>	41
5.9	<i>Produção/Importação de gás natural (<math>m^3/s</math>) da Solução Relaxada. . . . .</i>	41
5.10	<i>Geração de energia elétrica (MW) da Solução Relaxada. . . . .</i>	41
5.11	<i>Fluxo de gás natural (<math>m^3/s</math>) da Fase 1. . . . .</i>	43
5.12	<i>Produção/Importação de gás natural (<math>m^3/s</math>) da Fase 1. . . . .</i>	43
5.13	<i>Pressões (bars) da Fase 1. . . . .</i>	43
5.14	<i>Geração de energia elétrica (MW) da Fase 1. . . . .</i>	43
5.15	<i>Fluxo de gás natural (<math>m^3/s</math>) da Fase 2. . . . .</i>	45
5.16	<i>Produção/Importação de gás natural (<math>m^3/s</math>) da Fase 2. . . . .</i>	45
5.17	<i>Pressões (bars) da Fase 2. . . . .</i>	45
5.18	<i>Geração de energia elétrica (MW) da Fase 2. . . . .</i>	46
5.19	<i>Gerações de energia elétrica (MW) das Fases 1 e 2. . . . .</i>	46

5.20 Fluxos de gás natural ( $m^3/s$ ) ao fixar gerações de energia elétrica das termelétricas 7 e 9. . . . .	47
5.21 Produção/Importação de gás natural ( $m^3/s$ ) ao fixar gerações de energia elétrica das termelétricas 7 e 9. . . . .	47
5.22 Pressões (bars) ao fixar gerações de energia elétrica das termelétricas 7 e 9. . . . .	48
5.23 Gerações de energia elétrica (MW) ao fixar gerações de energia elétrica das termelétricas 7 e 9. . . . .	48
5.24 Fluxos de gás natural ( $m^3/s$ ) ao fixar geração de energia elétrica das termelétricas 7, 8 e 9. . . . .	49
5.25 Produção/Importação de gás natural ( $m^3/s$ ) ao fixar geração de energia elétrica das termelétricas 7, 8 e 9. . . . .	50
5.26 Pressões (bars) ao fixar geração de energia elétrica das termelétricas 7, 8 e 9. . . . .	50
5.27 Gerações de energia elétrica (MW) ao fixar geração de energia elétrica das termelétricas 7, 8 e 9. . . . .	50
5.28 Fluxos de gás natural ( $m^3/s$ ) da Fase 3. . . . .	52
5.29 Produção/Importação de gás natural ( $m^3/s$ ) da Fase 3. . . . .	52
5.30 Pressões (bars) da Fase 3. . . . .	52
5.31 Gerações de energia elétrica (MW) da Fase 3. . . . .	52
5.32 Gerações de energia elétrica (MW) das Fases 2 e 3. . . . .	53
5.33 Fluxo de gás natural ( $m^3/s$ ) da Fase 4. . . . .	54
5.34 Produção/Importação de gás natural ( $m^3/s$ ) da Fase 4. . . . .	54
5.35 Pressão (bars) da Fase 4. . . . .	54
5.36 Gerações de energia elétrica (MW) da Fase 4. . . . .	55
5.37 Gerações de energia elétrica (MW) das Fases 3 e 4. . . . .	55
5.38 Gerações de energia elétrica (MW). . . . .	56
5.39 Produções/Importações de gás natural ( $m^3/s$ ). . . . .	56

# Lista de Símbolos

$g_i$	- Quantidade de energia elétrica gerada pela unidade geradora $i$
$T$	- Conjunto de todas as unidades de geração de energia elétrica
$g_i^{min}$	- Capacidade mínima de geração da unidade geradora $i$
$g_i^{max}$	- Capacidade máxima de geração da unidade geradora $i$
$w_i$	- 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 $j$
$p_i$	- Pressão no nó $i$
$b_i$	- Custo de produção/importação no $i$ -ésimo nó supridor de gás natural
$w_i^{min}$	- Capacidade mínima de produção ou importação de gás natural no $i$ -ésimo nó supridor
$w_i^{max}$	- Capacidade máxima de produção ou importação de gás natural no $i$ -ésimo nó supridor
$p_i^{min}$	- Pressão operacional mínima do nó $i$
$p_i^{max}$	- Pressão operacional máxima do nó $i$
$d$	- Demanda de carga elétrica
$D, D_P, D_A$	- Conjunto de todos os ramos, passivos e ativos da rede de gasodutos, respectivamente
$N$	- Conjunto de todos os nós da rede
$C_{ij}$	- Constante que depende da composição do gás natural e do comprimento, diâmetro e rugosidade do ramo $ij$ da rede de gasodutos
$D_{ij}$	- Diâmetro interior do ramo $ij$ do gasoduto
$z$	- Fator de compressibilidade do gás
$\bar{T}$	- Temperatura do gás
$\beta_{ij}$	- Comprimento do ramo $ij$ do gasoduto
$\delta$	- Densidade do gás relativa ao ar
$\epsilon$	- Rugosidade absoluta do ramo do gasoduto
$c_i$	- Função de custo de geração da $i$ -ésima usina termelétrica
$t_{ij}$	- Custo de transporte de gás natural do ramo $ij$ da rede de gasodutos
$q_i^e, q_i^0$	- Fluxo de gás natural entregue no $i$ -ésimo nó para geração de energia elétrica e para consumo não-elétrico, respectivamente
$S, C, P$	- Conjunto de nós supridores, consumidores e de conexão (ou passagem), respectivamente.



# Capítulo 1

## Introdução Geral

### 1.1 Introdução

O Brasil apresentou uma demanda crescente por energia elétrica nas últimas décadas, devido a mesma ser um vetor de desenvolvimento econômico e social do país.

A geração de energia elétrica nacional é, em sua maior parte, obtida a partir das usinas hidrelétricas, dado a grande disponibilidade de potencial hidrelétrico. Porém, o gás natural vem ganhando destaque e crescimento na matriz energética, sendo a principal opção com uma perspectiva de diminuir os riscos de déficit de energia. O seu uso na geração de energia elétrica é estrategicamente interessante para diversificar as fontes de energia do país, pois proporciona uma menor dependência do nível de armazenamento de água nos reservatórios das hidrelétricas. As aplicações do gás natural não se limitam somente a geração de energia elétrica, mas também, ao comércio, transporte e indústria [Boarati et al., 1998].

As regiões produtoras de gás natural geralmente são de difícil acesso e longe dos mercados consumidores, por isso, a construção da rede de transporte se torna uma atividade que requer um alto investimento inicial. Segundo a Agência Nacional de Petróleo [ANP, 2008], os custos de transporte do gás representam parcela relevante (maior que 50% na maioria dos casos) dos preços finais aos consumidores devido aos investimentos em infraestrutura. Isto significa que o mercado de gás natural é frequentemente desenvolvido perto das zonas de produção e ainda parcialmente explica porque somente 19% da produção mundial de gás natural é exportada. Além disso, a produção do gás natural implica em redução de reservas futuras, já que o gás natural é uma fonte de energia não renovável.

Devido à sua baixa capacidade de estocagem e as usinas termelétricas serem um de seus maiores consumidores, existe uma intrínseca relação entre a produção, transporte de gás natural e a geração de energia elétrica, dado que, as restrições operacionais do sistema de transporte de gás podem limitar a geração de energia elétrica. Por outro lado, o consumo de gás natural nas termelétricas influencia a

produção e transporte de gás. Levando isso em consideração, esta tese propõe encontrar uma solução otimizada de geração de energia elétrica nas termelétricas que utilizam o gás natural como insumo, como também a quantidade de gás que deve ser produzida/importada e transportada para o atendimento da demanda de energia elétrica total com um mínimo custo de geração de energia elétrica, transporte e produção de gás natural.

## 1.2 Organização do texto

O Capítulo 2 faz uma apresentação geral do gás natural, início de seu uso no Brasil como também o desenvolvimento do mercado de gás.

No Capítulo 3 são apresentadas as usinas hidrelétricas como também as usinas termelétricas de ciclo combinado, com suas vantagens e desvantagens, além dos seus aspectos comparativos.

O modelo matemático assim como a metodologia utilizada está contida no Capítulo 4.

No Capítulo 5 é apresentada a rede teste baseada na rede de gasodutos do sudeste brasileiro, como também os resultados encontrados ao aplicar a metodologia proposta.

As considerações finais a respeito da metodologia e os resultados obtidos, como também os trabalhos futuros estão no Capítulo 6.

As referências bibliográficas que auxiliaram na formação da base teórica são encontradas no final desta tese.

# Capítulo 2

## Gás Natural

### 2.1 Introdução

Neste capítulo, é apresentada a origem do gás natural, as vantagens e desvantagens de seu uso, suas perspectivas históricas, o uso de gás no Brasil, sua cadeia produtiva, mercado no Brasil e o Programa Prioritário de Termoeletricidade.

### 2.2 Origem do Gás Natural

O gás natural é um gás inodoro, incolor e não tóxico, formado pela mistura de hidrocarbonetos leves, sendo assim, de origem fóssil pela decomposição da matéria orgânica.

Encontrado em reservatórios subterrâneos, tanto na terra quanto no mar, o gás natural pode estar associado ao petróleo, o chamado gás natural associado, ou pode estar em reservatório de gás natural com pouca ou nenhuma quantidade de petróleo, recebendo o nome de gás natural não associado.

O gás natural não associado é produzido com finalidades comerciais por apresentar maiores concentrações de Metano. Já o gás natural associado apresenta proporções mais significativas de Etano, Propano, Butano e hidrocarbonetos mais pesados, sendo a produção de gás determinada diretamente pela produção de petróleo. Caso não haja condições econômicas para extração de gás, este é reinjetado na jazida ou queimado a fim de evitar acúmulo de gases combustíveis próximos aos poços de petróleo [GásNet, 2007].

A composição de gás natural depende fundamentalmente da localização do reservatório, se é em terra ou mar, associado ou não, da geologia do solo e do tipo de rocha. Esta composição é importante para determinar a especificação comercial do gás natural, os seus teores de enxofre, gás sulfídrico, gás carbônico, gases inertes e o poder calorífico.

O mercado a ser atendido, o uso final do gás comercial que se deseja, também são fatores importantes para a composição do gás natural, sendo este constituído quase que completamente por Metano.

O gás natural é a terceira maior fonte primária de energia no mundo, superada apenas pelo petróleo e carvão, e possui um amplo conjunto de aplicações, como [GásNet, 2007]:

- Combustível industrial.
- Combustível comercial.
- Combustível domiciliar e residencial.
- Recuperação secundária de petróleo em campos petrolíferos.
- Petroquímica (plásticos, tintas, fibras sintéticas e borracha).
- Fertilizantes (uréia, amônia e seus derivados).
- Redução do minério de ferro na indústria siderúrgica.
- Combustível na geração de eletricidade.
- Usinas termelétricas.
- Transporte (GNV).

## 2.3 Características do Uso do Gás Natural

Utilizado em comércio, indústrias e transportes o gás natural vem se destacando na matriz energética do Brasil e nos últimos anos, seu consumo tem superado o do petróleo mundialmente. Porém, o uso do gás natural como fonte de geração de energia elétrica requer investimentos tanto na indústria extrativista mineral quanto na construção de redes de transporte [Laureano, 2002]. Levando isto em consideração, o uso do gás natural possui vantagens e desvantagens [GásNet, 2007].

### 2.3.1 Vantagens do Uso do Gás Natural

#### 2.3.1.1 Impacto Ambiental

O transporte do gás natural é feito majoritariamente através de gasodutos e, como este requer obras da engenharia em meios urbanos e rurais, para sua construção é necessário uma modificação do meio ambiente. Por isso, torna-se importante o estudo da melhor escolha de localização de implantação

desses gasodutos a fim de minimizar os impactos ambientais. Apesar disso, com o uso do gás natural, o nível de emissão de poluentes torna-se menor em relação a outros combustíveis fósseis, tais como óleo e carvão, sendo necessário um custo menor no controle de poluentes, o que favorece as condições de futuros financiamentos de projetos, aumentando assim ainda mais sua competitividade.

Em seu estado natural, gasoso e de baixa densidade, este dissipa rapidamente na atmosfera não comprometendo a fauna e a flora, o que lhe traz uma grande vantagem em relação aos outros combustíveis sólidos, diminuindo também o aquecimento do planeta.

### **2.3.1.2 Transporte e Manuseio**

O sistema de distribuição de um gás natural é tipicamente subterrâneo até o consumidor final, tornando a rede de distribuição mais discreta, além disso, contribui para a redução do tráfego de caminhões, não requerendo estocagem e com isso eliminando o risco de armazenamento de combustíveis.

### **2.3.1.3 Segurança**

O gás natural é o energético mais seguro, apresentando menor índice de mortes e acidentes, pelas seguintes características:

- O gás natural é mais leve do que o ar, por esse motivo se alguma quantidade de gás natural estiver livre no meio ambiente o mesmo irá ocupar as superfícies mais altas da atmosfera.
- Em ambientes internos, caso haja alguma quantidade de gás, ele não se acumulará nas regiões inferiores, sendo suficiente para sua dissipação orifícios superiores de ventilação e evacuação.

#### **2.3.1.3.1 Limite de Inflamabilidade inferior é alto**

Como o limite de inflamabilidade inferior do gás natural é alto, isso significa que para atingir as condições de autossustentação da combustão, se faz necessária uma quantidade significativa de gás natural, mas como falado anteriormente, o gás é mais leve do que o ar e também se dissipa facilmente, com isso, a possibilidade de acontecer uma combustão iniciada por uma fonte externa (interruptor de luz, brasa de cigarro) é muito reduzida.

## **2.3.2 Desvantagens do Gás Natural**

Como desvantagens do gás natural podemos citar [Pinheiro, 1996], [AmbienteBrasil, 2008]:

- A densidade do gás natural é muito menor do que a dos combustíveis sólidos e líquidos. Isto leva a dificuldades de armazenamento e de transporte.
- Apresenta riscos de asfixia.
- É uma fonte de energia primária não renovável.
- Possui altos custos de exploração e exploração.
- A construção da estrutura de produção e transporte causa impactos ambientais e requer altos investimentos.
- Em caso de fogo em locais com insuficiência de oxigênio, poderá ser gerado monóxido de carbono, altamente tóxico.
- Como as áreas de produção do gás natural geralmente são distantes dos mercados consumidores e como o gás natural é um produto no estado gasoso à temperatura ambiente, a sua estocagem torna-se uma atividade complexa e onerosa.

## 2.4 Gás Natural Perspectivas Históricas

A descoberta do gás natural ocorreu no Irã entre 6000 e 2000 a.C.. Já era conhecido na China desde 900 a.C., mas somente em 211 a.C. o país começou a utilizá-la com o objetivo de secar pedras de sal. Nesta época, sua extração era feita utilizando varas de bambu em poços com profundidade aproximada de 1000 metros. Na Pérsia, o gás natural era utilizado com o intuito de manter aceso o "fogo eterno", símbolo de adoração de uma das seitas locais.

Em 1659, o gás natural foi descoberto na Europa, porém o combustível responsável pela iluminação de casas e ruas era o gás resultante do carvão carbonizado (*town gás*). Assim, o gás natural não despertou muito interesse.

Em 1885, foi inventado o queimador Bunsen que misturava ar com gás natural, e com isso, o gás natural passou a ser mais utilizado na Europa. Já a criação de um gasoduto à prova de vazamentos aconteceu em 1890, porém as construções eram modestas com gasodutos com o tamanho máximo de 160 km de extensão.

Esses problemas foram resolvidos somente em 1930, com os avanços na tecnologia de construção de gasoduto, viabilizando o seu transporte de gás natural para longos percursos. Por isso, o gás natural tornou-se muito utilizado na II Guerra Mundial.

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.

Os avanços em metalurgia, técnicas de soldagem e construção de tubos e com isso a instalação de milhares de quilômetros de dutos foram proporcionados pelo grande número de construções pós II Guerra que durou até 1960.

Desde então, o gás natural passou a ser utilizado em grande escala por vários países, devido às inúmeras vantagens econômicas e ambientais.

Atualmente, as perspectivas de utilização do gás natural são extremamente positivas, já que a demanda por combustíveis com menor nível de poluentes para a indústria, comércio e transportes, bem como para geração termoeétrica aumenta expressivamente [Mello, 2006].

## 2.5 Uso no Brasil

Entre 1858 a 1891, foram dadas concessões a empresários brasileiros e estrangeiros para a busca de combustíveis fósseis como carvão e petróleo no Brasil. Porém, a primeira descoberta de petróleo e gás natural ocorreu em 1892, na localidade de Bofete, perto de Tatuí, em São Paulo, a qual foi considerada subcomercial. Somente em 1940, começou a utilização do gás natural no Brasil com as descobertas de óleo e gás na Bahia com viabilidade econômica, atendendo a 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.

A exploração da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, na década de 1980, proporcionou um aumento no uso da matéria-prima, elevando em 2,7% a participação do gás natural na matriz energética nacional.

O gasoduto Bolívia-Brasil, construído em 1997 com capacidade máxima de transportar 30 milhões de  $m^3$  diariamente, representou um grande avanço no fornecimento do gás natural no país, possibilitando a implantação de diversas usinas termelétricas à gás natural através do Programa Prioritário de Termoeletricidade 2000-2003.

As reservas comprovadas de gás natural chegaram a 347,9 bilhões de metros cúbicos em 2006. No período 1997-2006, as reservas provadas brasileiras de gás natural apresentaram uma taxa média de crescimento de 4,8% ao ano. Merece destaque o crescimento de 218,2% das reservas provadas de gás natural no Espírito Santo entre 2005 e 2006 [ANP, 2008].

Atualmente, nas indústrias brasileiras, o gás natural é utilizado como combustível para fornecimento de calor, geração de eletricidade e de força motriz, como matéria prima nos setores químico,

petroquímico e de fertilizantes, como redutor siderúrgico na fabricação de aço e, na área de transporte, é utilizado em ônibus e automóveis, substituindo o óleo diesel, a gasolina e o álcool [Mello, 2006].

## 2.6 Cadeia Produtiva de Gás Natural

A cadeia produtiva do gás natural pode ser dividida em três partes, que são *Upstream*, *Midstream* e *Downstream* [ANP, 2008].

A *Upstream* refere-se às atividades relacionadas à obtenção do produto propriamente dito, englobando as atividades de exploração, exploração e produção [Martins, 2008].

Na exploração avalia-se a probabilidade de ocorrência do gás natural em uma determinada formação geológica, estudando o potencial gaseífero de uma região geográfica e a sua geologia, realizando-se a perfuração de poços exploratórios e avaliando-se a sua viabilidade comercial.

As atividades de exploração são aquelas desenvolvidas para permitir a operação comercial dos poços, compreendendo perfuração, completação e recompletação de poços, colocação das cabeças de vedação, válvulas, comandos remotos, unidades de bombeio, injeção e reinjeção e demais acessórios que permitirão a produção dentro dos padrões de segurança.

A produção abrange a elevação do gás natural do reservatório, o processamento primário no campo, a separação água-gás-condensado-óleo [Martins, 2008].

Na etapa de *Upstream* a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) administra e fornece dados técnicos sobre bacias sedimentares, promove estudos para delimitar áreas para exploração, desenvolvimento e produção de gás natural e petróleo, realiza licitações para concessão e fiscaliza o cumprimento dos contratos de concessão [ANP, 2008].

Como atividades de *Midstream* estão as etapas de processamento, transporte e armazenamento [ANP, 2008].

O processamento envolve todas as atividades realizadas com o gás natural após sua produção. No processamento primário, realizado no campo, são retiradas as frações pesadas do gás natural associado, de modo a permitir sua compressão para a estação de tratamento mais próxima, onde serão recuperados os hidrocarbonetos líquidos e separado o gás residual que será transportado ou armazenado.

O transporte pode ocorrer por gasodutos ou sob as formas de gás comprimido ou liquefeito.

O armazenamento se dá em formações rochosas desativadas ou especialmente construídas para esse fim. Essa atividade não vem sendo desenvolvida no Brasil, pois, não existe ainda, legislação específica [Martins, 2008].

Na *MidStream* a ANP [ANP, 2008] busca atrair investimentos para a expansão dos gasodutos e aumento do uso de gás natural.

As atividades de *Downstream* estão relacionadas ao fornecimento do produto aos usuários finais [Martins, 2008]. Para garantir o fornecimento, a ANP regula as atividades de distribuição, revenda e importação, estabelecendo especificações do produto, acompanha a qualidade e preços praticados nos mercados. Para isso a ANP atua em parceria com agências reguladoras estaduais [ANP, 2008].

Os *City Gate* são estações de redução de pressão e medição de gás, em gasodutos, e são os pontos em que o sistema de transmissão entrega o gás natural ao sistema de distribuição em uma cidade ou região.

A cadeia produtiva é representada pela Figura 2.1:

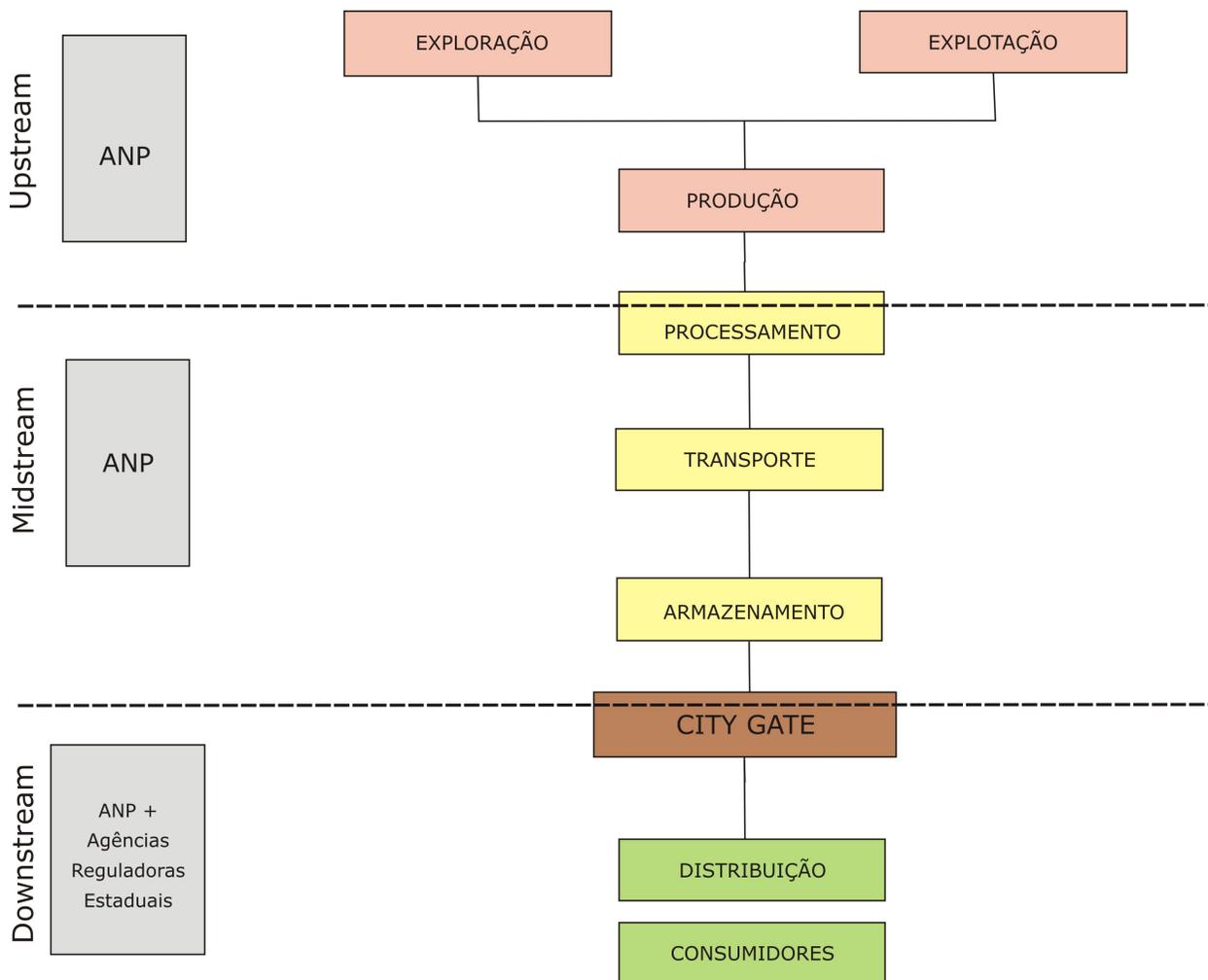


Figura 2.1: Cadeia produtiva do gás natural [Martins, 2008].

## 2.7 Mercado no Brasil

O gás natural aparece como uma alternativa para proporcionar maior estabilidade ao setor elétrico brasileiro de modo que este fique menos dependente do nível das chuvas para encher os reservatórios das hidroelétricas. Por isso, a política de incentivo de gás natural não é só complementar, mas também de segurança do sistema elétrico [GásBrasil, 2008].

Segundo o Secretário do Ministério de Minas e Energia, João José de Nora Souto, haverá uma evolução da produção nacional dos 31,40 milhões de  $m^3$  em 2005 para 69,60 milhões de  $m^3$  em 2010, um crescimento de 196% em cinco anos [ClubeDeEngenharia, 2008].

Com as seguintes ações de curto prazo o governo pretende implantar para a adequação da oferta à demanda as seguintes ações:

- Ampliação da infraestrutura de transporte.
- Aumento da produção nacional.
- Diversificação das fontes de importação.

Foi anunciada pelo governo a construção nos próximos anos de 4.557,6 km de novos gasodutos, representando investimentos de US\$ 4,5 bilhões [ClubeDeEngenharia, 2008].

## 2.8 Programa Prioritário de Termoeletricidade

O Programa Prioritário de Termoeletricidade consistiu em um pacote de medidas anunciadas pelo governo federal que visou incentivar a implantação de termelétricas em todo o país. O programa previa a instalação 55 usinas termelétricas até 2003. Nesse programa eram garantidas aos empreendedores, 20 anos de suprimento de gás natural a preço fixo, aplicação de preço normativo na venda de energia gerada apenas com reajuste anual, por 20 anos, além de garantir acesso à recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para financiamento de até 30% do empreendimento [Martins, 2001].

Como motivações principais que impulsionaram a geração do pacote estão o processo de privatização (ou desestatização) do setor elétrico, aumento da demanda de energia elétrica como também o objetivo de aumentar a participação do gás natural na matriz energética.

O processo de privatização do setor elétrico brasileiro ocorreu em meados da década de 1990 e para que essa privatização pudesse ocorrer, toda a legislação do setor passou por uma reestruturação, gerando um longo processo de transição, no qual as regras de funcionamento do setor não ficaram muito claras. Isso acarretou em um menor investimento nas aplicações de geração de energia elétrica.

Com o aumento da demanda por energia elétrica impulsionado por um crescimento da produção industrial em 1999 e aos baixos índices pluviométricos, o governo começou a se preocupar com a possibilidade de falta de energia. A meta do governo federal era de aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira de 2,4% em 1999 para 12% em 2010. Para atingir essa meta, vários eram os projetos de construção de gasodutos que estavam em andamento, entre eles, estava o gasoduto da Bolívia - Brasil, mais polêmico e mais caro, cujo contrato de compra e venda assinado em 1997, começou a ser aplicado em maio de 1999 com duração de 20 anos. Sendo assim, as implantações de termelétricas garantia um mercado para esse gás que já estava sendo pago [Martins, 2001].

Apesar das vantagens oferecidas, os empreendedores encontraram dificuldades em financiamentos de projetos para compra dos equipamentos e instalação da planta, devido os bancos exigirem garantias de pagamentos. O preço do gás natural era garantido em dólar, com isso, surgiram preocupações com riscos cambiais, mais especificamente com as flutuações da moeda estrangeira, já que os reajustes das tarifas de energia elétrica vendida poderiam ocorrer somente uma vez no ano [Martins, 2001]. Alguns fatores impediram o sucesso do programa como, a redução da demanda de energia elétrica após o racionamento de energia elétrica no ano de 2001 e a predominância de geração hidrelétrica no Brasil [Silva, 2007].

Poucas usinas termelétricas foram construídas e necessitaram de grande investimento de capital (alguns financiados pelo BNDES), além disso, ficaram ociosas, uma vez que, durante a maior parte do ano, os reservatórios têm disponibilidade de oferta de energia elétrica [Martins, 2001].

## 2.9 Conclusão

Neste capítulo, foi apresentado o gás natural, seguido de sua origem, aplicação, vantagens e desvantagens que o coloca como uma fonte de energia cada vez mais competitiva em relação a outras fontes de combustíveis, além disso, suas perspectivas históricas, demonstram o crescimento do seu uso e participação na matriz energética.

# Capítulo 3

## Energia Hidrelétrica e Termelétrica

### 3.1 Introdução

Durante décadas, as hidrelétricas foram e continuam preponderantes na matriz energética nacional. Porém, atualmente, outras fontes vêm ganhando espaço, com destaque para o crescimento acelerado da utilização do gás natural.

Este capítulo descreve as usinas hidrelétricas e termelétricas.

### 3.2 Energia Hidrelétrica

Representa o tipo de energia proveniente do movimento das águas de um rio com a utilização de desníveis naturais, como quedas de água, ou artificial pelo desvio do curso original do rio, formando barragens que normalmente são diques que represam o curso da água, acumulando-a em um reservatório [AmbienteBrasil, 2008].

Nas usinas hidrelétricas quando se abrem as comportas da barragem, a água presa passa pelas lâminas da turbina fazendo-a girar e o gerador ligado à turbina transforma a energia mecânica em eletricidade. Esses elementos podem ser vistos na Figura 3.1 [AmbienteBrasil, 2008].

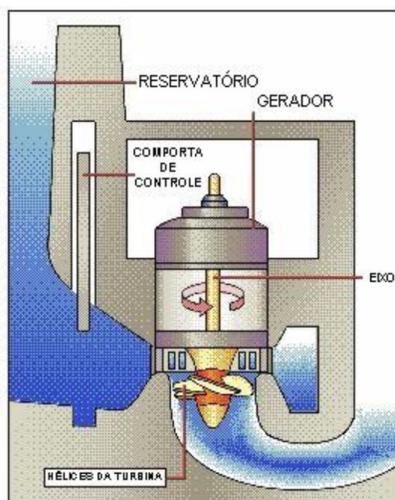


Figura 3.1: Usina hidrelétrica [Lemos, 2000].

### 3.2.1 Potencial Hidrelétrico Brasileiro

O Brasil é um país altamente dependente da energia hídrica, pois a maior parte da quantidade de energia elétrica brasileira é originada pelos rios, sendo favorecido pelo fato do Brasil reter 15% das reservas mundiais de água doce disponível [AmbienteBrasil, 2008].

O parque gerador hidrelétrico brasileiro possui usinas de diversas capacidades, o que torna mais confiáveis os investimentos neste setor, devido à grande experiência já adquirida [Boarati et al., 1998].

### 3.2.2 Vantagens e desvantagens das usinas hidrelétricas

As principais bacias hidrográficas do Brasil foram reguladas pela construção de reservatório que além de geração de energia elétrica são utilizados por inúmeras finalidades: reserva da água para irrigação, reserva de água potável, cultivo de peixe e pesca intensiva, transporte (hidrovias), recreação e turismo.

A grande cadeia de reservatórios tem, portanto, um enorme significado econômico, ecológico, hidrológico e cultural, e em muitas regiões do país esses ecossistemas foram utilizados como base para o desenvolvimento regional, fornecendo diversas vantagens como [Boarati et al., 1998]:

- Baixa emissão de poluentes na geração de energia elétrica.
- Utilização de energia renovável.

- Baixo custo de operação.
- Regularização da vazão dos rios.
- Viabilização da navegação através das hidrovias.
- Possibilitação de irrigação.
- Retenção de água regionalmente.
- Aumento da produção de peixes e na possibilidade de aguacultura.
- Aumento das possibilidades de trabalho para a população local.

Como desvantagens podem ser citadas:

- Preocupações com florestas alagadas, acarretando em eliminação da fauna e da flora.
- Inutilização de possíveis áreas agrícolas para formar reservatórios.
- Proliferação de mosquitos devido a água parada afetando diretamente a população local.
- Influências em áreas indígenas.
- Extinção de belezas naturais.
- Altos custos de investimentos.
- Longo tempo de construção.

### 3.3 Energia Termelétrica

A energia térmelétrica é um tipo de energia produzida a partir de uma fonte de calor. Esta fonte pode ser obtida via a queima de carvão, óleo combustível, gás natural, combustíveis nucleares, etc. [AmbienteBrasil, 2008].

A geração de energia elétrica a partir do gás natural é feita pela queima do gás em turbinas, cujo desenvolvimento é relativamente recente (após Segunda Guerra Mundial). Fatores como restrições na oferta de gás natural, baixo rendimento térmico das turbinas e o custos de capitais relativamente altos contribuíram durante muito tempo para o baixo grau de difusão dessa tecnologia, porém atualmente, o gás natural surge como uma das principais alternativas de expansão da capacidade de geração de energia elétrica em vários países, inclusive no Brasil [ANEEL, 2002].

### 3.3.1 Usina Termelétrica de Ciclo Combinado

Uma usina termelétrica de ciclo combinado possui um conjunto de equipamentos que viabilizam a produção de energia elétrica de forma mais eficiente do que as usinas de ciclo aberto (ciclo simples).

A partir do gás natural é possível gerar energia elétrica de duas formas. A primeira é através de turbinas a gás resultante da queima do combustível que move diretamente as pás da turbina acoplada ao gerador de energia elétrica. Esta tecnologia é a mesma utilizada pelos propulsores dos aviões a jato. A segunda forma de geração de energia é através de turbina a vapor. Neste processo, o gás natural é utilizado como fonte de calor para geração de vapor, e o vapor em expansão é que atua sobre as pás da turbina. Tanto o primeiro processo quanto o segundo quando utilizado isoladamente é conhecido como ciclo aberto.

O ciclo combinado integra as duas formas de geração por ciclo aberto descrito acima. O primeiro estágio é composto pela turbina a gás. O segundo estágio aproveita o calor do gás de exaustão da turbina a gás do primeiro estágio, processo conhecido como recuperação de calor, e utiliza-o para a geração de vapor na turbina a vapor. A Figura 3.2 mostra os principais elementos de uma unidade de ciclo combinado. As unidades a ciclo aberto apresentam um rendimento em torno de 30%, enquanto as unidades a ciclo combinado apresentam eficiência em torno de 50%.

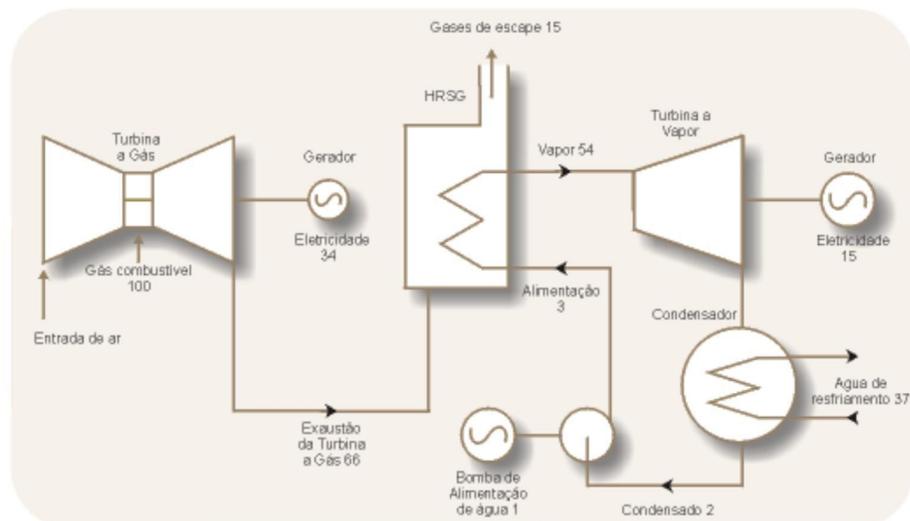


Figura 3.2: Termelétrica de ciclo combinado [GásNet, 2007].

### 3.3.2 Vantagens e desvantagens das usinas termelétricas de ciclo combinado

Como vantagens podem ser citadas [Boarati et al., 1998], [GásNet, 2007]:

- Menores custos de investimentos.
- Menor prazo de construção.
- Possibilidade de construção das usinas mais próximas aos consumidores.
- Pequenas áreas ocupadas.
- Estímulo a investimentos para a região.
- Possibilidade de operação apenas no horário de ponta, o que acarreta em redução dos riscos de falha do sistema elétrico contribuindo assim para um aumento da confiabilidade.
- Baixo teor de enxofre, cinzas e fuligem o que torna dispensáveis as custosas instalações de desulfurização e eliminação de cinzas que são exigidas nas térmicas a carvão e a óleo.
- Independência climática, pois não está sujeita a secas.
- Possui uma melhor eficiência térmica que as maiores e mais modernas usinas a carvão ou a óleo.
- Como o gás natural é rico em hidrogênio na sua queima, é gerada uma menor proporção de gás carbônico, quando comparado aos demais combustíveis fósseis.

E como desvantagens estão presentes [Boarati et al., 1998], [GásNet, 2007]:

- Utilização de um recurso não renovável.
- Apesar de o gás natural possuir taxas menores de emissão de poluentes, continua contribuindo para o efeito estufa.
- Em comparação com as caldeiras a óleo ou carvão, uma turbina de gás natural tem níveis maiores de  $NO_x$  devido à relação entre o ar e o combustível ser muito maior na queima do gás. Para minimizar essa emissão de  $NO_x$  podem ser utilizados queimadores com injeção de água ou vapor na zona de combustão das turbinas.

### 3.3.3 Mapa das Termelétricas no Brasil

A Figura 3.3 apresenta o mapa das termelétricas do Brasil, sendo consideradas as que estão em operação, construção, teste ou implantação [GásNet, 2007].



Figura 3.3: Mapa das termelétricas no Brasil [GásNet, 2007].

## 3.4 Comparativos entre Hidrelétricas versus Termelétricas

A Tabela 3.1 mostra um comparativo entre as usinas hidrelétricas e as usinas termelétricas.

Aspecto	Grande Hídrica	Térmica à GN ciclo. comb.
Custos		
Capital	Maior (800 a 1200 US\$/ kW)	Menor (450 a 500 US\$ / kW)
Operação e manutenção (inclusive combustível)	Menor (1,3 US\$ / MWh)	Maior (7 US\$ / MWh)
Prazos		
Projeto de obras	Maior (4 a 7 anos)	Menor (2 anos)
Tempo de retorno de capital	Maior	Menor
Vida útil	Maior (50 a 100 anos)	Menor (30 a 40 anos)
Localização/Transmissão		
Da planta de geração	Distante dos centros consumidores	Próximos aos centros consumidores
Transmissão	Longas distâncias	Distâncias curtas
Características técnicas		
Tecnologia/equipamentos	Maior parte disponível no país	Maior parte importada
Manutenção	Mais fácil	Mais complicada
Disponibilidade para gerar	Sujeita aos períodos secos	Independente
Fator de capacidade(%)	55%	90%
Eficiência(%)	90%	48%
Rendimento(%)	Depende das características locais de queda, da turbina e do gerador (> 70%)	> 40%
Atividades econômicas		
Atividades de construção e indústria do país	Permite maior atividade	Menor atividade
Número de empregos gerados	Maior	Menor

Tabela 3.1: Aspectos comparativos de hidrelétricas e termelétricas [Reis, 2001].

### 3.5 Conclusão

Neste capítulo, foram apresentadas as características das usinas termelétricas de ciclo combinado, com dados que permitem compará-las com a geração de origem hidrelétrica de energia elétrica, ressaltando que a geração de energia elétrica utilizando o gás natural como insumo proporciona uma forma de complementar e estabilizar o sistema elétrico brasileiro.

# Capítulo 4

## Formulação do Problema

### 4.1 Introdução

Neste capítulo é apresentada a formulação do problema de despacho integrado da geração termelétrica e da produção e transporte de gás natural. O modelo proposto tem como objetivo a minimização dos custos de geração de energia elétrica nas termelétricas e os custos de produção e transporte de gás natural, levando em consideração as restrições de atendimento de demanda de eletricidade, limites de geração das usinas termelétricas, limites de fluxo e pressão nos nós dos gasodutos e as capacidades de importação e produção/importação de gás natural.

Basicamente, trata-se de um caso em que um dado mercado de energia elétrica é atendido por um conjunto de usinas termelétricas que utilizam gás natural como combustível. O gás natural é fornecido através de um sistema de gasodutos.

O problema tratado envolve uma decisão sobre a operação do sistema de produção de energia elétrica, que será denominado como Despacho Elétrico (DE), e uma decisão sobre o sistema de produção e transporte de gás natural, que será denominado Despacho de Gás (DG). O DE é um problema clássico na área de sistemas de potência, cujos modelos mais simples são chamados de Despacho Econômico e os mais sofisticados são denominados de Fluxo de Potência Ótimo. A diferença básica entre estas formulações é a representação do sistema de transmissão de energia elétrica. No primeiro modelo não se representa a rede elétrica, atendendo apenas a demanda global, enquanto no segundo modelo o sistema de transmissão é representado detalhadamente. Neste trabalho será adotado o modelo de Despacho Econômico.

## 4.2 Despacho Elétrico

Problema clássico da otimização matemática, o Despacho Econômico tem como objetivo obter uma melhor divisão de demanda de energia elétrica entre um conjunto de geradores, ou seja, visa encontrar a melhor alocação de produção de energia elétrica nas usinas termelétricas de modo a atender um dado mercado de energia elétrica.

O modelo padrão de despacho econômico pode ser descrito matematicamente da seguinte forma [Rux, 1993]:

$\text{Minimizar}$ $\sum_{i \in T} c_i(g_i) \quad (1)$ <p style="text-align: center;">.....</p> $\text{Sujeito a}$ $\sum_{i \in T} g_i = d; \quad (2)$ $g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max}; \quad i \in T \quad (3)$
---

Figura 4.1: Modelo padrão de Despacho Econômico.

Onde:

Variável	Significado
$g_i$	Quantidade de energia elétrica gerada pela unidade geradora $i$ .

Tabela 4.1: Significados das variáveis do modelo padrão de Despacho Econômico.

Símbolo	Significado
T	Conjunto de todas as unidades de geração de energia elétrica.
$g_i^{min}$	Capacidade mínima de geração da unidade geradora $i$ .
$g_i^{max}$	Capacidade máxima de geração da unidade geradora $i$ .
$c_i$	Função de custo de geração de energia elétrica da unidade geradora $i$ .
d	Demanda Total de energia elétrica.

Tabela 4.2: *Significados dos símbolos do modelo padrão de Despacho Econômico.*

A equação (1) representa a minimização de custos de produção de energia elétrica, a equação (2) o atendimento da demanda por energia elétrica e a restrição (3) os limites mínimos e máximos de geração de energia elétrica para cada unidade geradora.

### 4.2.1 Função de Custo

A função de custo visa expressar a relação entre o nível de geração de energia elétrica em cada unidade geradora e o seu respectivo custo de produção. Esta relação depende muito do tipo de combustível utilizado, do tipo de tecnologia da unidade e da configuração.

Pontos de válvula consistem nas partidas de novos injetores de combustível que causam um efeito de alto grau de não linearidades e descontinuidades. Além disso, as faltas nas máquinas, oscilações das válvulas a vapor no eixo da máquina ou nos serviços auxiliares como caldeiras, bombas de alimentação, entre outras causas, representam as zonas operacionais proibidas na curva de entrada-saída de uma unidade termelétrica [Oliveira et al., 2008]. Na prática utilizam funções de custos aproximadas geralmente por funções quadráticas ou lineares. No caso do setor elétrico brasileiro adotou-se uma função linear.

## 4.3 Despacho de Gás

Um gasoduto é composto por um conjunto de equipamentos como bombas, compressores, válvulas de controle e separadores, sendo conectados de forma a transportar o gás natural produzido ou importado até os centros de consumo e entregar aos consumidores as quantidades de demanda de gás natural a pressões determinadas. O gás natural é injetado em alguns pontos do sistema de gasodutos, que são conhecidos como nós supridores e os locais onde o gás natural é entregue são chamados de nós consumidores.

Pontos da rede de gasodutos que não são nós supridores e nem nós consumidores são chamados de nós de conexão ou passagem. Ramos passivos são aqueles ramos dos gasodutos que não possuem compressores, os que possuem são chamados de ramos ativos.

Cada nó supridor tem uma capacidade e um custo específico de produção ou importação. Os gasodutos possuem limites de capacidades devendo respeitar obrigações contratuais em termos de fluxos e pressão [Mello, 2006].

A Figura 4.2 mostra uma rede de gasoduto, onde  $n_1, n_2$  e  $n_3$  representam os nós supridores, os  $n_4, n_5$  os nós de passagem e os nós  $n_6, n_7$  e  $n_8$  representam os nós consumidores.

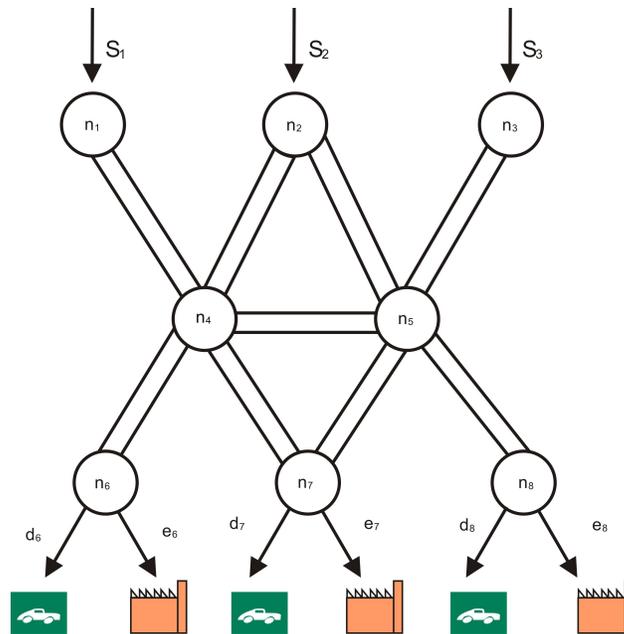


Figura 4.2: Rede de gasodutos.

Em resumo, um gasoduto pode ser representado por um arco ligando dois nós, sendo assim, uma rede de gasodutos é definida com um par  $(N, A)$ , onde  $N$  é o conjunto de nós e  $A \subseteq N \times N$  é o conjunto de arcos conectando esses nós.

O modelo de Produção e Transporte de Gás Natural pode ser descrito matematicamente na Figura 4.3.

*Minimizar*

$$\sum_{i \in S} b_i(w_i) + \sum_{ij \in D} t_{ij}(y_{ij}) \quad (4)$$


---

*Sujeito a*

$$\sum_{j \in D} y_{ji}(p_j, p_i) - \sum_{j \in D} y_{ij}(p_i, p_j) = q_i^e + q_i^0; \quad i \in C \quad (5)$$

$$\sum_{j \in D} y_{ji}(p_j, p_i) - \sum_{j \in D} y_{ij}(p_i, p_j) = w_i; \quad i \in S \quad (6)$$

$$\sum_{j \in D} y_{ji}(p_j, p_i) - \sum_{j \in D} y_{ij}(p_i, p_j) = 0; \quad i \in P \quad (7)$$

$$p_i^{\min} \leq p_i \leq p_i^{\max}; \quad i \in N \quad (8)$$

$$w_i^{\min} \leq w_i \leq w_i^{\max}; \quad i \in S \quad (9)$$

$$\text{signal}(y_{ij}) \cdot (y_{ij})^2 = (C_{ij})^2 [(p_i)^2 - (p_j)^2]; \quad ij \in D_p \quad (10)$$

$$\text{signal}(y_{ij}) \cdot (y_{ij})^2 \geq (C_{ij})^2 [(p_i)^2 - (p_j)^2]; \quad ij \in D_A \quad (11)$$

Figura 4.3: Modelo de Produção e Transporte de Gás Natural [Wolf and Smeers, 2000].

A Tabela 4.3 contém uma lista de variáveis usadas no modelo matemático e seus significados e na Tabela 4.4 uma listagem dos símbolos utilizados no modelo.

Variável	Significado
$w_i$	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 4.3: Significados das variáveis do Modelo de Produção e Transporte de Gás Natural.

Símbolo	Significado
$b_i()$	Função de custo de produção/importação no $i$ -ésimo nó supridor de gás natural.
$t_i()$	Função de custo de transporte de gás natural no ramo $ij$ da rede de gasodutos.
$q_i^e, q_i^0$	Fluxo de gás natural consumido 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.
$w_i^{min}$	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 do nó $i$ .
$p_i^{max}$	Pressão operacional máxima do nó $i$ .
$\text{senal}(y_{ij})$	Função que define o sentido do fluxo de gás natural.
$S$	Conjunto de nós supridores.
$D, D_P, D_A$	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.

Tabela 4.4: Significados dos símbolos do Modelo de Produção e Transporte de Gás Natural.

O modelo apresentado na Figura 4.3 aplica-se a um sistema de produção, transmissão de gás natural, com isso o modelo tem o objetivo de decidir a quantidade de gás que deve ser produzida/comprada a partir de várias fontes, a fim de satisfazer o mercado consumidor de gás natural [Wolf and Smeers, 2000].

Cada nó da rede de gasodutos tem uma pressão associada a ele representada no modelo matemático como  $p_i$ . Um fluxo de gás natural do nó  $i$  para o nó  $j$  é representado no modelo matemático como  $y_{ij}$ .

A função objetivo (4) visa a minimização de custos de produção/importação de gás natural e de transporte de gás natural.

Uma rede de gasoduto pode ser tratada como um grafo onde os ramos são os gasodutos por onde é distribuído o gás natural. Por isso, as equações (5), (6) e (7) representam o princípio de conservação de matéria (gás natural) em cada tipo de nó da rede de gasoduto. Nestas equações a primeira componente é dada pela soma de todo o fluxo de gás natural que entra do  $i$ -ésimo nó, e a segunda componente representa a soma de todo o fluxo de gás natural que sai no  $i$ -ésimo nó [Wolf and Smeers, 2000].

A Figura 4.4 representa um nó supridor do gasoduto.

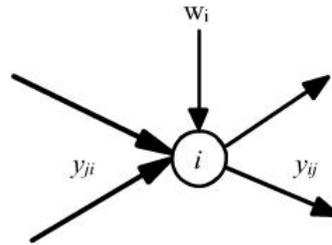


Figura 4.4: Conservação de fluxo de gás Natural [Wolf and Smeers, 2000].

É importante ressaltar que uma empresa de transporte de gás deve entregar o gás com pressão dentro de uma faixa estabelecida (8).

Como dito anteriormente, existem dois tipos de ramos nos gasodutos: ramos passivos e ramos ativos. Ramos ativos possuem compressores. Compressores são incluídos em certas localizações para ampliar a diferença de pressão entre dois nós de um gasoduto, sendo assim a introdução de compressores aumenta a capacidade de transmissão da rede.

Toda fonte de gás natural tem uma capacidade de fornecimento (9). Cláusulas contratuais podem impor condições neste fornecimento, como é o caso de contratos *take-or-pay*. Este tipo de contrato impõe um dado volume de gás faturado (cobrado), independentemente se este volume foi consumido ou não. Nestes casos pode-se impor que nos nós supridores *take-or-pay* o volume consumido seja igual ao volume contratado, impondo  $w_i^{min} = w_i^{max} = w_i^{contratado}$ .

As equações (10) e (11) definem o fluxo de gás  $y_{ij}$  através de cada ramo passivo e ativo do gasoduto respectivamente. Note que, o fluxo é irrestrito de sinal. Caso  $y_{ij} > 0$ , o fluxo de gás é transmitido do nó  $i$  para o nó  $j$ ,  $y_{ij} < 0$  o gás é transmitido do nó  $j$  para o nó  $i$ , caso contrário, o fluxo de gás natural é igual a zero, sendo assim, a função sinal( $y_{ij}$ ) é calculada da seguinte forma:

$$\text{sinal}(y_{ij}) = \begin{cases} -1 & \text{se } y_{ij} < 0 \\ 0 & \text{se } y_{ij} = 0 \\ 1 & \text{se } y_{ij} > 0 \end{cases} \quad (4.0)$$

A constante  $C_{ij}$  depende das propriedades do gasoduto, como comprimento, diâmetro e a rugosidade absoluta, e da composição do gás. Cada constante pode ser computada da seguinte forma [Mello, 2006]:

$$C_{ij} = 96,074830.10^{-15} \frac{D_{ij}^5}{\theta_{ij} z \bar{T} \beta_{ij} \delta} \quad (12)$$

Onde,

$$\frac{1}{\theta_{ij}} = \left[ 2 \log \left( \frac{3,7 D_{ij}}{\epsilon} \right) \right]^2 \quad (13)$$

A Tabela 4.5 mostra o significado dos símbolos  $D_{ij}$ ,  $z$ ,  $\bar{T}$ ,  $\beta_{ij}$ ,  $\delta$ ,  $\epsilon$ .

<i>Constante</i>	<i>Significado</i>
$D_{ij}$	Diâmetro interior do ramo $ij$ do gasoduto.
$z$	Fator de compressibilidade do gás.
$\bar{T}$	Temperatura do gás.
$\beta_{ij}$	Comprimento do ramo $ij$ do gasoduto.
$\delta$	Densidade do gás relativa ao ar.
$\epsilon$	Rugosidade absoluta do ramo do gasoduto.

Tabela 4.5: *Significados dos símbolos  $D_{ij}$ ,  $z$ ,  $\bar{T}$ ,  $\beta_{ij}$ ,  $\delta$ ,  $\epsilon$ .*

## 4.4 Modelo de Despacho Integrado da Geração Termelétrica e da Produção e Transporte de Gás Natural

Numa rede de gasodutos, o consumo de gás natural deve ser igual a sua quantidade injetada devido a sua baixa capacidade de armazenagem. Conseqüentemente, como a usina termelétrica é um dos maiores consumidores de gás natural, o seu consumo pode influenciar a produção e o transporte de gás natural na rede de gasoduto. Neste contexto, os modelos que integram o funcionamento destes dois sistemas são importantes para uma operação segura e econômica de todo o sistema.

A formulação do modelo de despacho integrado da geração termelétrica e da produção e transporte de gás natural (DI) é apresentado na Figura 4.5.

<i>Minimizar</i>	
$\sum_{i \in T} c_i(g_i) + \sum_{i \in S} b_i(w_i) + \sum_{ij \in D} t_{ij}(y_{ij})$	(14)
.....	
<i>Sujeito a</i>	
$\sum_{i \in T} g_i(q_i^e) = d;$	(15)
$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max};$	$i \in T$ (16)
$\sum_{j \in D} y_{ji}(p_j, p_i) - \sum_{j \in D} y_{ij}(p_i, p_j) = q_i^e + q_i^0;$	$i \in C$ (17)
$\sum_{j \in D} y_{ji}(p_j, p_i) - \sum_{j \in D} y_{ij}(p_i, p_j) = w_i;$	$i \in S$ (18)
$\sum_{j \in D} y_{ji}(p_j, p_i) - \sum_{j \in D} y_{ij}(p_i, p_j) = 0;$	$i \in P$ (19)
$p_i^{\min} \leq p_i \leq p_i^{\max};$	$i \in N$ (20)
$w_i^{\min} \leq w_i \leq w_i^{\max};$	$i \in S$ (21)
$\text{sinal}(y_{ij}) \cdot (y_{ij})^2 = (C_{ij})^2 [(p_i)^2 - (p_j)^2];$	$ij \in D_p$ (22)
$\text{sinal}(y_{ij}) \cdot (y_{ij})^2 \geq (C_{ij})^2 [(p_i)^2 - (p_j)^2];$	$ij \in D_A$ (23)

Figura 4.5: O Modelo de Despacho Integrado da Geração Termelétrica e da Produção e Transporte de Gás Natural [Mello, 2006].

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

O problema (14) a (23) é obtido pela integração dos problemas de DE e DG, com uma alteração na equação (15) onde a geração de energia elétrica é agora função do consumo de gás natural. Dessa forma, estabelece-se uma relação entre o DE e o DG.

## 4.5 Metodologia

O Modelo adotado pertence a uma classe de problemas conhecida como programação não linear mista, pois, possui restrições não lineares, como também, termos discretos. Esse tipo de problema possui uma complexa resolução. A dificuldade inicial consiste em definir o sentido do fluxo de gás natural nos ramos do gasoduto, devido aos termos discretos.

Definidos os sentidos dos fluxos, o modelo de Despacho Integrado torna-se um problema puramente não linear contínuo. Com sua resolução podem ser obtidas as soluções de quantidade de energia elétrica gerada em cada termelétrica, produção/importação e transporte de gás natural, como também, os valores de pressões em cada nó do gasoduto.

O problema de DI tem uma característica combinatória e não linear, o que pode requerer um elevado tempo de processamento. Neste trabalho adotou-se uma abordagem heurística no qual o problema é resolvido em duas etapas.

#### 1. *Determinação do sentido dos fluxos*

Nesta etapa resolve-se um problema de DI relaxado, o qual não considera os aspectos relativos às pressões. Com isso, elimina-se as variáveis discretas tornando a sua resolução mais fácil.

Aqui, todos os ramos dos gasodutos são representados através de dois arcos com sentidos opostos. No problema relaxado adota-se um limite de fluxo nos arcos. Na solução ótima do problema relaxado somente um dos dois arcos que representam um ramo do gasoduto poderá ser diferente de zero. Dessa forma, esta solução determina um sentido do fluxo em cada um dos ramos do gasoduto, o qual é dado pelo sentido dos arcos com fluxos não nulos.

#### 2. *Resolução do Modelo de DI*

Nesta etapa resolve-se o problema de DI original (14-23). Aqui as variáveis sinal( $y_{ij}$ ) já são determinadas (fixas) pela solução da primeira etapa.

### 4.5.1 Despacho Integrado Relaxado

Na resolução do modelo de Despacho Integrado Relaxado são desconsideradas as pressões nos nós do gasoduto, sendo assim, as restrições não lineares das equações (22) e (23) e de limites de pressão da equação (20) são eliminadas, tornando-o em um problema de otimização contínua.

À fim de obter o sentido do fluxo de gás natural na rede de gasodutos, os ramos dos gasodutos foram duplicados, ou seja, o fluxo de gás natural numa rede de gasodutos pode ir do nó  $i$  para o nó  $j$  como também, do nó  $j$  para o nó  $i$ , representado pela Figura 4.6.

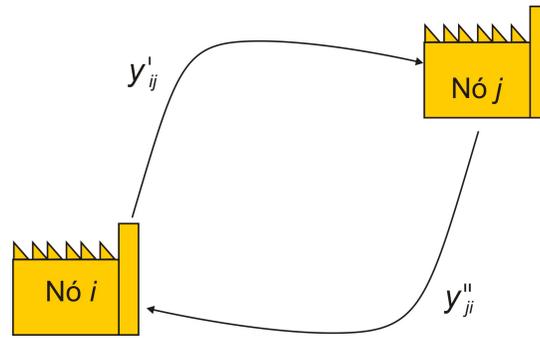


Figura 4.6: Sentido do fluxo de gás [Mello, 2006].

A formulação matemática considerada nesta primeira parte é mostrada na Figura 4.7.

<i>Minimizar</i>	
$\sum_{i \in T} c_i(g_i) + \sum_{i \in S} b_i(w_i) + \sum_{ij \in D} t_{ij}(y_{ij})$	(24)
.....	
<i>Sujeito a</i>	
$\sum_{i \in T} g_i(q_i^e) = d;$	(25)
$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max};$	$i \in T$ (26)
$\sum_{j \in D} y_{ji} - \sum_{j \in D} y_{ij} = q_i^e;$	$i \in C$ (27)
$\sum_{j \in D} y_{ji} - \sum_{j \in D} y_{ij} = w_i;$	$i \in S$ (28)
$\sum_{j \in D} y_{ji} - \sum_{j \in D} y_{ij} = 0;$	$i \in P$ (29)
$w_i^{\min} \leq w_i \leq w_i^{\max};$	$i \in S$ (30)
$y_{ij}^{\min} \leq y_{ij} \leq y_{ij}^{\max}$	$ij \in D$ (31)

Figura 4.7: Modelo Despacho Integrado Inicial.

Nota-se a inclusão da equação (31) que limita o fluxo de gás natural no ramo do gasoduto, que não está presente na formulação original na Figura 4.5. 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.

A equação (22) mostra que o fluxo em um ramo do gasoduto depende das pressões de seus nós terminais; quanto maior a diferença nas pressões, maior o fluxo de gás. Em função dessa relação e dos limites de pressão dos nós, tem-se que o máximo fluxo será dado por:

$$y_{ij}^{\max} = \sqrt{C_{ij}^2 [(p_i^{\max})^2 - (p_j^{\min})^2]} \quad (32)$$

O fluxo mínimo é dado por:

$$y_{ij}^{\min} = \max \{0, \sqrt{C_{ij}^2 [(p_i^{\min})^2 - (p_j^{\max})^2]}\} \quad (33)$$

#### 4.5.2 Despacho Integrado

Após a obtenção do despacho relaxado resolve-se o problema de DI dado em (34)-(43) conforme Figura 4.8. A diferença entre este problema e a formulação original (14)-(23) está na equação (43). Na segunda formulação só são considerados os arcos com fluxo não nulo no despacho inicial e que compõe o conjunto  $D_{parteI}$ . Aqui não há mais a função sinal.

<i>Minimizar</i>	
$\sum_{i \in T} c_i(g_i) + \sum_{i \in S} b_i(w_i) + \sum_{ij \in D_{Parte1}} t_{ij}(y_{ij})$	(34)
.....	
<i>Sujeito a</i>	
$\sum_{i \in T} g_i(q_i^e) = d;$	(35)
$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max};$	$i \in T$ (36)
$\sum_{j \in D_{Parte1}} y_{ji}(p_j, p_i) - \sum_{j \in D_{Parte1}} y_{ij}(p_i, p_j) = q_i^e;$	$i \in C$ (37)
$\sum_{j \in D_{Parte1}} y_{ji}(p_j, p_i) - \sum_{j \in D_{Parte1}} y_{ij}(p_i, p_j) = w_i;$	$i \in S$ (38)
$\sum_{j \in D_{Parte1}} y_{ji}(p_j, p_i) - \sum_{j \in D_{Parte1}} y_{ij}(p_i, p_j) = 0;$	$i \in P$ (39)
$(y_{ij})^2 = (C_{ij})^2 [(p_i)^2 - (p_j)^2];$	$ij \in D_{Parte1}$ (40)
$p_i^{\min} \leq p_i \leq p_i^{\max};$	$i \in N$ (41)
$w_i^{\min} \leq w_i \leq w_i^{\max};$	$i \in S$ (42)
$y_{ij}^{\min} \leq y_{ij} \leq y_{ij}^{\max}$	$ij \in D_{Parte1}$ (43)

Figura 4.8: Modelo Despacho Integrado.

#### 4.5.2.1 Resolução do Problema de DI via Método de Newton

O problema (34) - (43) contém somente variáveis contínuas, com restrições de igualdade e desigualdades. Geralmente, nos sistemas reais a maioria das restrições de desigualdade são folgadas, e que portanto a maioria delas poderiam ser relaxadas; o problema é que não é possível saber de antemão quais delas serão ativas. De qualquer forma, para problemas desse tipo o Método de Newton é bastante adequado pois considera apenas as restrições ativas.

O método de Newton resolve problemas de otimização como mostrado na Figura 4.9.

<i>Minimizar</i>	
$f(x)$	(44)
.....	
<i>Sujeito a</i>	
$H_r(x) = 0 ; \quad r \in R$	(45)

Figura 4.9: Problemas resolvidos pelo método de Newton.

O conjunto de restrições consideradas incluem as restrições de igualdade e restrições de desigualdades ativas. Como não se conhece em princípio quais restrições serão ativas, o procedimento mais usual é resolver inicialmente o problema (44)-(45) só incluindo as restrições de igualdade (35),(37),(38),(39) e (40).

Se a solução deste problema atender todas as restrições relaxadas, então esta é a solução do problema (34)-(43). Caso contrário, o conjunto de restrições  $H(x) = 0$  deve ser atualizado incluindo-se as restrições violadas, ou parte das restrições violadas como restrições de igualdade e igual ao limite violado.

Após a resolução do problema (44)-(45) deve-se analisar o sinal dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade. Se o sinal de um multiplicador não estiver de acordo com as condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker, então esta restrição deve ser retirada do conjunto de restrições ativas ( $H_r$ ) e neste caso o novo problema (44)-(45) deve ser resolvido outra vez.

Na metodologia implementada o conjunto de restrições ativas foi atualizado seguindo o procedimento mostrado na Figura 4.10.

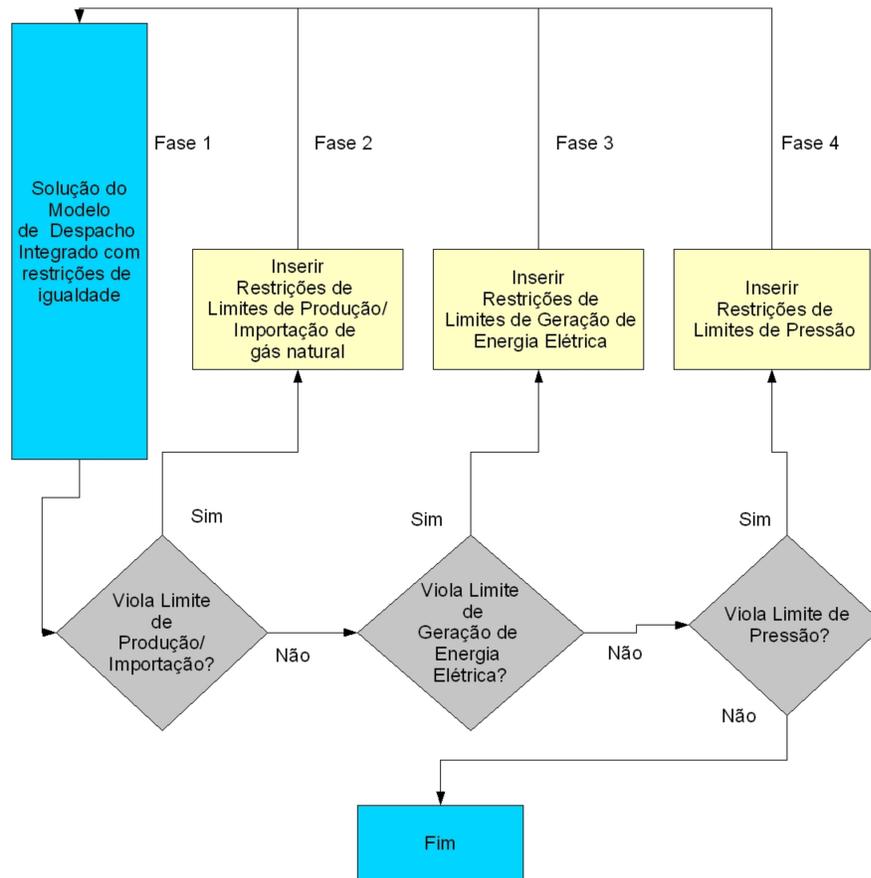


Figura 4.10: Inserção de limites operacionais.

### 4.5.3 Método de Newton

Associado ao problema (44)-(45) tem-se a função Lagrangiana:

$$L(x, \lambda) = f(x) + \sum_{r \in R} \lambda_r H_r(x) \quad (46)$$

As condições de otimalidade são dadas por:

$$\nabla_x L(x, \lambda) = 0 \Rightarrow \nabla_x f(x) + \sum_{r \in R} \lambda_r \nabla H_r(x) = 0 \quad (47)$$

$$\nabla_\lambda L(x, \lambda) = 0 \Rightarrow H_r(x) = 0 \quad (48)$$

Ou seja, para determinar as condições de otimalidade deve-se resolver o sistema de equações (47)-(48), genericamente representada por:

$$\hat{j}(x, \lambda) = 0 \quad (49)$$

O método de Newton é um método iterativo que consiste de várias estimativas  $x_r$  e  $\lambda_r$  da solução. Para cada estimativa o método de Newton aproxima o valor de  $\hat{j}(x, \lambda)$  pela reta tangente ao ponto  $f(x_r)$ . O ponto onde esta reta tangente intercepta o eixo das abscissas é tomado como a nova estimativa  $x_r$  e a cada estimativa feita a solução fica mais próxima de  $x$  [Martínez, 1995].

Cada aproximação é dada pela aproximação de Taylor de primeira ordem de  $f(x)$ , numa vizinhança do ponto atual  $x_r$ :

$$G(x, \lambda) = \hat{j}(x_r, \lambda_r) + J(x_r, \lambda_r)[(x_{r+1}, \lambda_{r+1}) - (x_r, \lambda_r)] = 0 \quad (50)$$

Onde,  $J(x_r, \lambda_r)$  representa o Jacobiano (derivadas parciais de primeira ordem).

Sendo assim, a solução  $x_{r+1}$  e  $\lambda_{r+1}$  é uma solução de  $G(x, \lambda) = 0$ .

## 4.6 Conclusão

Este capítulo apresentou o Modelo de Despacho Econômico e o Modelo de Produção e Transporte de Gás Natural, em que a geração de energia elétrica pelas termelétricas é diretamente limitada pela quantidade de gás recebida, já que o gás natural possui dificuldade de estocagem. Com isso, foi apresentado o modelo de Despacho Integrado da Geração Termelétrica e da Produção e Transporte de Gás natural que determina a quantidade de gás necessária para produzir energia elétrica a fim de atender a uma demanda pré-determinada, respeitando limites de pressão, fluxo e geração.

# Capítulo 5

## Rede Teste e Resultados

### 5.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos ao aplicar a metodologia proposta em uma rede teste baseada em parte da rede de gasodutos do sudeste brasileiro. Na realidade só foi adotado a configuração de parte da rede de dutos e usinas termelétricas. Os dados utilizados nesses testes são todos hipotéticos.

### 5.2 Implementação

Para a resolução do problema de despacho inicial foi utilizado o software LINDO.

O LINDO (*Linear, Interactive and Discrete Optimizer*) é um software desenvolvido pelo Lindo Systems Inc. de Chicago, Illinois, EUA, para a resolução de modelos de programação linear.

Para a resolução do problema com restrições não lineares foi utilizado o software MATLAB (MATrix LABoraty).

### 5.3 Rede Teste

A principal região consumidora do país é a Sudeste, que absorve 70% do volume nacional de gás natural comercializado. Além disso, as maiores reservas de gás natural conhecidas se encontram no sudeste brasileiro. A extensão do sistema de gasoduto brasileiro é de mais de 11.000 km.

A metodologia proposta foi aplicada na rede de transmissão de gás natural baseada na rede de gasodutos do sudeste brasileiro, que está localizada nos estados Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro. A rede teste contém seis usinas termelétricas a gás natural localizadas nos nós 4, 6, 7, 8,

9 e 10; duas plataformas de produção 2, 3; o nó de passagem 5; e o nó 1 que recebe o gás natural importado da Bolívia como pode ser observado na Figura 5.1.

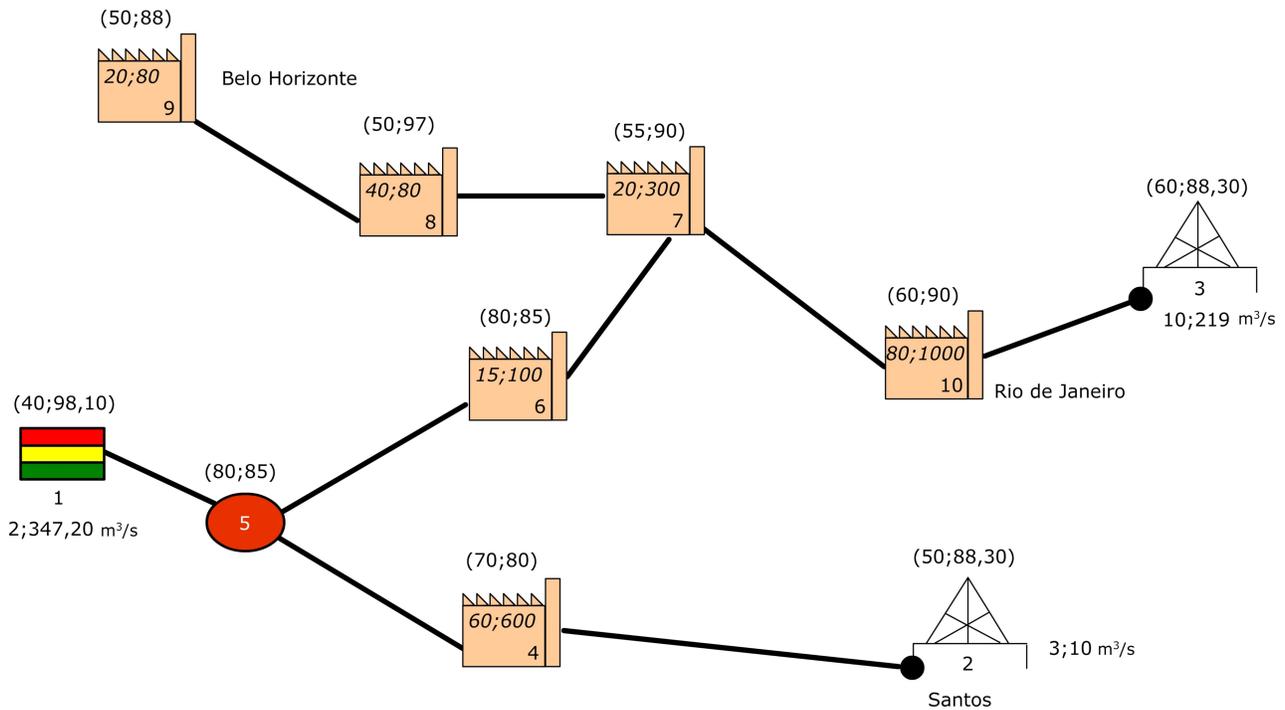


Figura 5.1: Rede de transmissão de gás natural do sudeste brasileiro [Mello, 2006].

Os valores em parênteses representam as pressões em *bars*, os valores em cada termelétrica em *itálico* representam as capacidades de geração mínimas e máximas em *MW*, os valores que aparecem juntamente as unidades produtoras 1, 2 e 3 representam sua capacidade de produção ou importação em  $m^3/s$  e os traços em preto representam os ramos do gasoduto. Na resolução foram considerados todos os ramos sem compressores.

A Tabela 5.1 apresenta os dados de capacidade de geração de energia elétrica de cada usina termelétrica. As capacidades de produção de gás natural utilizadas são mostradas na Tabela 5.2 e os limites operacionais de pressão são mostrados na Tabela 5.3.

Usina Termelétrica	Capacidade Mínima	Capacidade Máxima
4	60	600
6	15	100
7	20	300
8	40	80
9	20	80
10	80	1000

Tabela 5.1: Limites de geração de energia elétrica (MW).

Plataforma de Produção	Capacidade Mínima	Capacidade Máxima
1	2	347,20
2	3	10
3	10	219

Tabela 5.2: Limites de produção de gás natural ( $m^3/s$ ).

Nó	Limite Inferior	Limite Superior
1	40	98,10
2	50	88,30
3	60	88,30
4	70	80
5	80	85
6	80	85
7	55	90
8	50	97
9	50	88
10	60	90

Tabela 5.3: Limites operacionais de pressão (bars).

O custo de importação para o nó 1 foi considerado como  $0,3146 m^3/s$ ; de produção para o nó 2 foi de  $0,2245 m^3/s$ ; no nó 3 foi de  $0,2090 m^3/s$ . Já os custos de transporte de gás natural podem ser vistos na Tabela 5.4, como também, os custos de geração de energia elétrica utilizados são apresentados na Tabela 5.5.

A demanda de energia elétrica a ser atendida foi de  $1293 MW$ .

Os valores considerados para a constante  $C^2_{ij}$  são apresentados na Tabela 5.6.

Nó Origem	Nó Destino	Custo Transporte
4	5	2
5	4	2
5	6	4
6	5	4
6	7	5
7	6	5
7	8	2
8	9	2
10	7	3
7	10	3

Tabela 5.4: Custos de transporte de gás natural ( $\$/m^3$ ).

Nó Gerador	Custos de Geração de Energia Elétrica
4	1
6	2
7	3
8	1
9	10
10	4

Tabela 5.5: Custos de geração de energia elétrica ( $\$/MW$ ).

Nó Origem(i)	Nó Destino(j)	Constante $C^{2ij}$
1	5	0,0451
2	4	0,0484
3	10	0,4880
4	5	0,0810
5	6	0,0410
6	7	0,8994
7	8	0,1263
8	9	0,1670
10	7	0,0895

Tabela 5.6: Valores das constantes  $C^{2ij}$ .

Inicialmente o sentido do fluxo de gás natural está de acordo com o indicado pela Tabela 5.6. Nos testes realizados considerou-se que todos estes sentidos podem ser invertidos.

Foi considerada uma proporção de  $20 m^3$  de gás natural para produzir  $1 MW$  de energia elétrica, com isso, a relação entre geração de energia elétrica e o de fornecimento de gás natural pode ser representada como uma função linear.

## 5.4 Resultados do Modelo de Despacho Econômico

Inicialmente, considerou-se somente o problema de despacho econômico apresentado na seção 4.2. Este modelo é simplificado, pois considera apenas a operação do sistema de produção de energia elétrica.

A solução do despacho econômico está mostrado na Figura 5.2 e na Tabela 5.7.

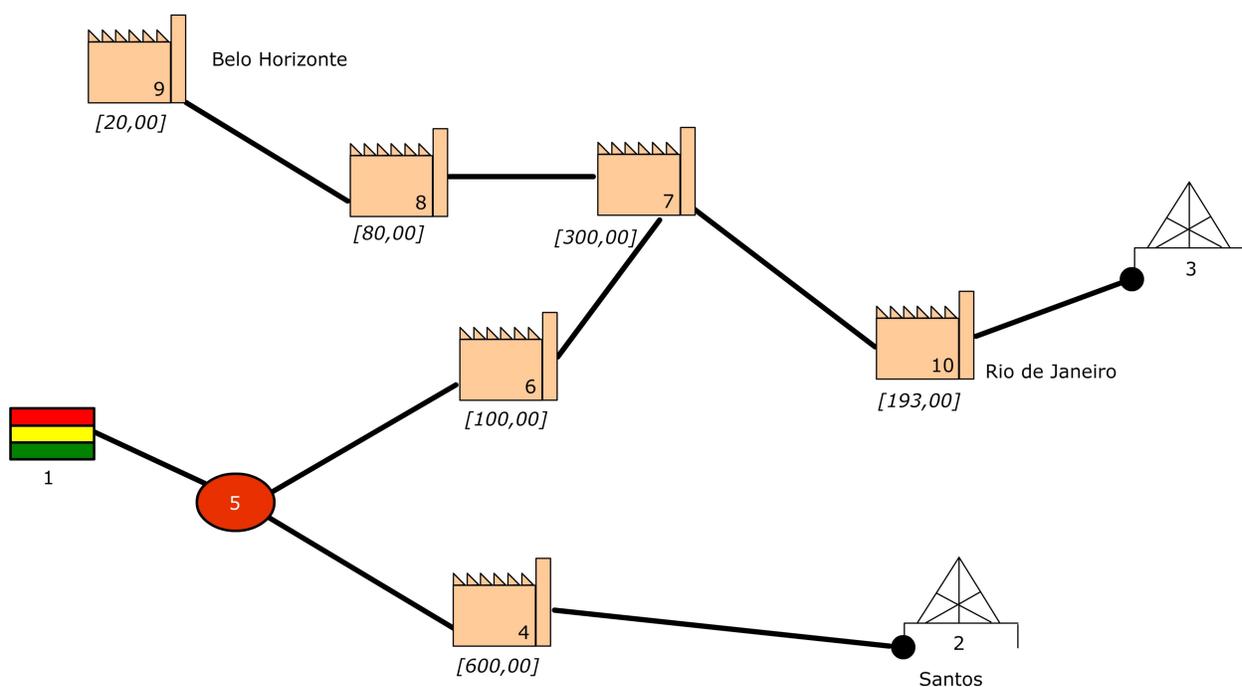


Figura 5.2: Resultado do Despacho Econômico.

Usina Termelétrica	Geração de Energia Elétrica	Capacidade Mínima	Capacidade Máxima
4	600,00	60,00	600,00
6	100,00	15,00	100,00
7	300,00	20,00	300,00
8	80,00	40,00	80,00
9	20,00	20,00	80,00
10	193,00	80,00	1000,00

Tabela 5.7: Geração de energia elétrica (MW) do Despacho Econômico.

Com os resultados obtidos o valor de custo total foi de \$2752.

## 5.5 Resultados do Modelo Despacho Integrado

### 5.5.1 Solução Relaxada

Para resolver o modelo de Despacho Integrado Relaxado, primeiramente foi feita uma duplicação de alguns ramos dos gasodutos como mostrado na Figura 5.3.

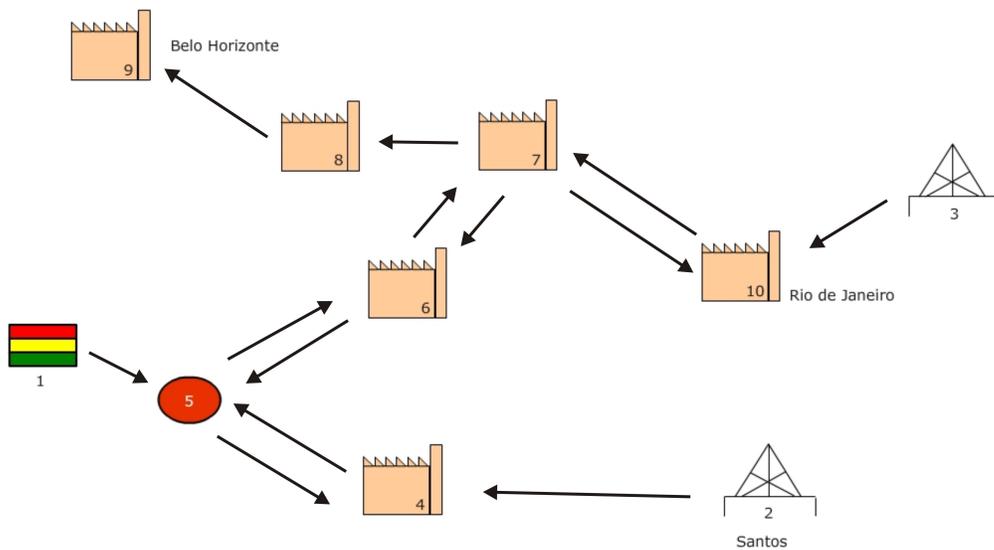


Figura 5.3: Rede teste de gasodutos com ramos duplicados.

Sendo que os dados de custos de transporte e constantes  $C^{2ij}$  dos ramos duplicados são iguais aos dos ramos originais.

O modelo apresentado na Figura 4.7 da subseção 4.5.1 foi executado considerando os dados mostrados na seção 5.3 e com as duplicações da Figura 5.3.

Os resultados de fluxo, produção/importação de gás natural e despacho termelétrico são apresentados nas Tabelas 5.8, 5.9 e 5.10, respectivamente, como também na Figura 5.4.

Nó Origem	Nó Destino	Fluxo de Gás Natural
1	5	25,00
2	4	10,00
3	10	29,65
4	5	0,00
5	4	20,00
5	6	5,00
6	5	0,00
6	7	0,00
7	6	0,00
7	8	5,00
8	9	1,00
7	10	0,00
10	7	20,00

Tabela 5.8: Fluxo de gás natural ( $m^3/s$ ) da Solução Relaxada.

Nó	Produção/Importação de Gás Natural	Limite Mínimo	Limite Máximo
1	25,00	2,00	347,20
2	10,00	3,00	10,00
3	29,65	10,00	219,00

Tabela 5.9: Produção/Importação de gás natural ( $m^3/s$ ) da Solução Relaxada.

Usina Termelétrica	Geração de Energia Elétrica	Capacidade Mínima	Capacidade Máxima
4	600,00	60,00	600,00
6	100,00	15,00	100,00
7	300,00	20,00	300,00
8	80,00	40,00	80,00
9	20,00	20,00	80,00
10	193,00	80,00	1000,00

Tabela 5.10: Geração de energia elétrica (MW) da Solução Relaxada.

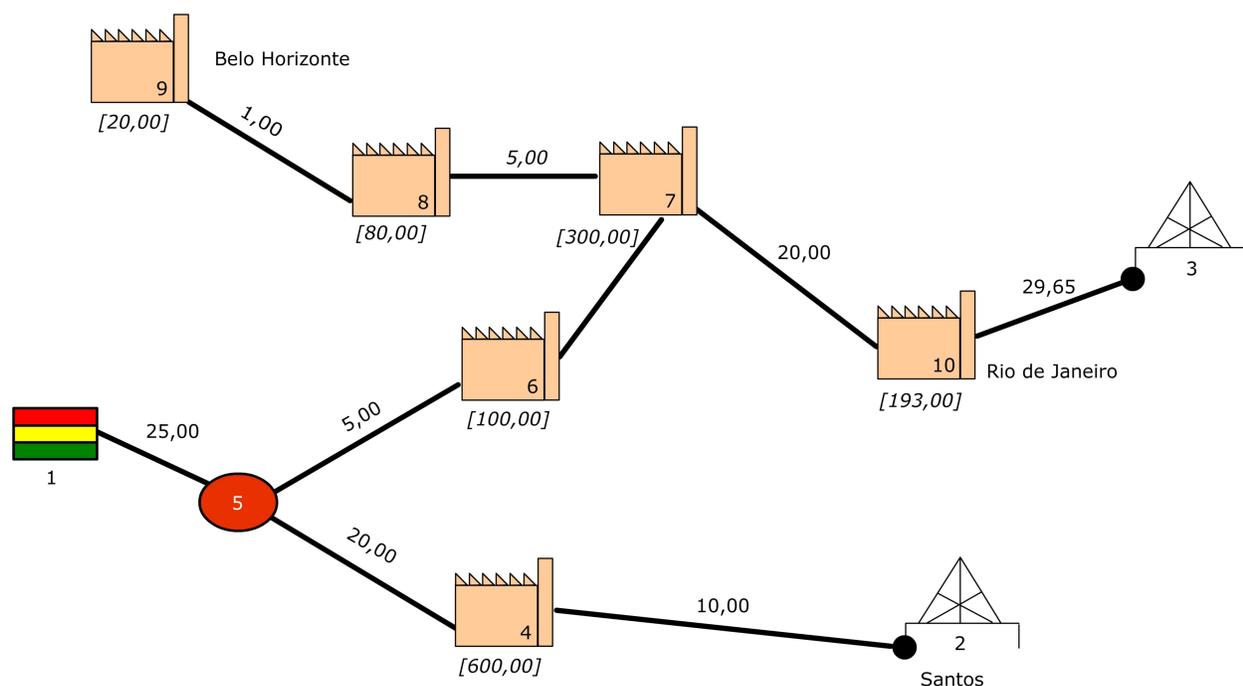


Figura 5.4: Resultados da Solução Relaxada.

O valor do custo total foi de \$2900,30.

## 5.5.2 Resultados do Despacho Integrado

O problema de DI foi resolvido por fases e de acordo com a Figura 4.10. Assim, na Fase 1 resolve-se o problema de DI considerando-se somente as restrições de igualdade. A fase 2 considera os limites de produção/importação de gás natural, e assim por diante.

### 5.5.2.1 Fase 1

Utilizando o método de Newton as soluções encontradas são apresentadas nas Tabelas 5.11, 5.12, 5.13 e 5.14 como também na Figura 5.5.

Nó Origem	Nó Destino	Fluxo de Gás Natural
1	5	19,09
2	4	19,42
3	10	26,12
5	4	11,15
5	6	7,93
7	8	5,06
8	9	-32,08
10	7	1,60

Tabela 5.11: Fluxo de gás natural ( $m^3/s$ ) da Fase 1.

Nó	Produção/Importação de Gás Natural	Limite Mínimo	Limite Máximo
1	19,09	2,00	347,20
2	19,42	3,00	10,00
3	26,12	10,00	219,00

Tabela 5.12: Produção/Importação de gás natural ( $m^3/s$ ) da Fase 1.

Nó	Pressão	Limite Mínimo	Limite Máximo
4	0,00	70,00	80,00
5	39,20	80,00	85,00
6	0,00	80,00	85,00
7	79,80	55,00	90,00
8	-78,52	50,00	97,00
9	0,00	50,00	88,00
10	79,98	60,00	90,00

Tabela 5.13: Pressões (bars) da Fase 1.

Usina Termelétrica	Geração de Energia Elétrica	Capacidade Mínima	Capacidade Máxima
4	611,63	60,00	600,00
6	158,77	15,00	100,00
7	-69,21	20,00	300,00
8	743,12	40,00	80,00
9	-641,78	20,00	80,00
10	490,41	80,00	1000,00

Tabela 5.14: Geração de energia elétrica (MW) da Fase 1.

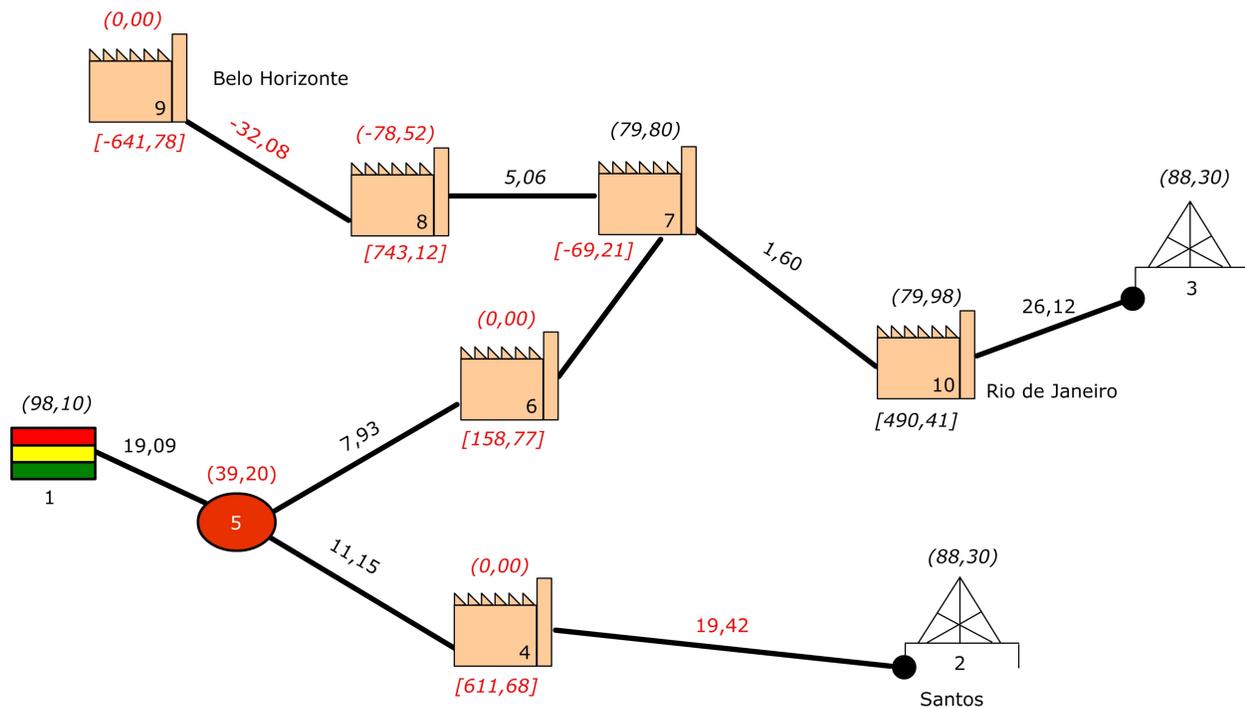


Figura 5.5: Resultados da Fase 1.

Como custo total foi obtido \$-2970,80.

Os resultados em vermelho na Figura 5.5 indicam que houve violações de limites de pressão, geração de energia elétrica ou produção/importação.

De acordo com a Figura 4.10 a forma de atualização do conjunto de restrições ativas consiste em inserir limites de produção/importação de gás natural como Fase 2, inserir os limites de geração de energia elétrica para as usinas termelétricas chamada de Fase 3 e a inserção de limites operacionais de pressão como Fase 4.

### 5.5.2.2 Fase 2

A Figura 5.5 mostra que houve violação de capacidade de produção na plataforma 2. Uma nova restrição ativa é inserida, em que a produção na plataforma 2 será limitada em  $10 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Os resultados podem ser vistos nas Tabelas 5.15, 5.16, 5.17, 5.18 e na Figura 5.6.

As gerações de energia elétrica obtidas na Fase 1 e na fase 2 são apresentadas na Tabela 5.19.

Nó Origem	Nó Destino	Fluxo de Gás Natural
1	5	12,94
2	4	10,00
3	10	41,70
5	4	3,77
5	6	9,16
7	8	4,12
8	9	-26,10
10	7	1,30

Tabela 5.15: Fluxo de gás natural ( $m^3/s$ ) da Fase 2.

Nó	Produção/Importação de Gás Natural	Limite Mínimo	Limite Máximo
1	12,94	2,00	347,20
2	10,00	3,00	10,00
3	41,70	10,00	219,00

Tabela 5.16: Produção/Importação de gás natural ( $m^3/s$ ) da Fase 2.

Nó	Pressão	Limite Mínimo	Limite Máximo
4	75,70	70,00	80,00
5	76,85	80,00	85,00
6	62,10	80,00	85,00
7	64,91	55,00	90,00
8	-63,87	50,00	97,00
9	0,00	50	88,00
10	65,06	60,00	90,00

Tabela 5.17: Pressões (bars) da Fase 2.



Pode-se observar pela Tabela 5.16 que as restrições de produção/importação de gás natural foram atendidas.

Custo total igual a \$-891,41.

### 5.5.2.3 Fase 3

Como a capacidade de produção de gás natural foi atendida, uma nova execução é feita incluindo restrições de geração de energia da termelétrica 9 igual a 20 MW e geração de energia elétrica da termelétrica 7 igual a 20 MW, já que a gerações de energia elétrica destas termelétricas violaram as capacidades mínimas.

As Tabelas 5.20, 5.21, 5.22, 5.23 mostram os resultados obtidos de fluxo de gás natural, produção/importação de gás natural, pressão em cada nó da rede como também a geração de energia elétrica, respectivamente. Os resultados também podem ser vistos na Figura 5.7.

Nó Origem	Nó Destino	Fluxo de Gás Natural
1	5	11,60
2	4	10,00
3	10	43,04
5	4	8,57
5	6	3,02
7	8	13,88
8	9	1,00
10	7	14,88

Tabela 5.20: Fluxos de gás natural ( $m^3/s$ ) ao fixar gerações de energia elétrica das termelétricas 7 e 9.

Nó	Produção/Importação de Gás Natural	Limite Mínimo	Limite Máximo
1	11,60	2,00	347,20
2	10,00	3,00	10,00
3	43,04	10,00	219,00

Tabela 5.21: Produção/Importação de gás natural ( $m^3/s$ ) ao fixar gerações de energia elétrica das termelétricas 7 e 9.

Nó	Pressão	Limite Mínimo	Limite Máximo
4	75,70	70,00	80,00
5	81,47	80,00	85,00
6	80,09	80,00	85,00
7	39,01	55,00	90,00
8	-1,35	50,00	97,00
9	-2,02	50,00	88,00
10	63,24	60,00	90,00

Tabela 5.22: Pressões (bars) ao fixar gerações de energia elétrica das termelétricas 7 e 9.

Nó	Geração de Energia Elétrica	Capacidade Mínima	Capacidade Máxima
4	371,52	60,00	600,00
6	60,51	15,00	100,00
7	20,00	20,00	300,00
8	257,78	40,00	80,00
9	20,00	20,00	80,00
10	563,16	80,00	1000,00

Tabela 5.23: Gerações de energia elétrica (MW) ao fixar gerações de energia elétrica das termelétricas 7 e 9.

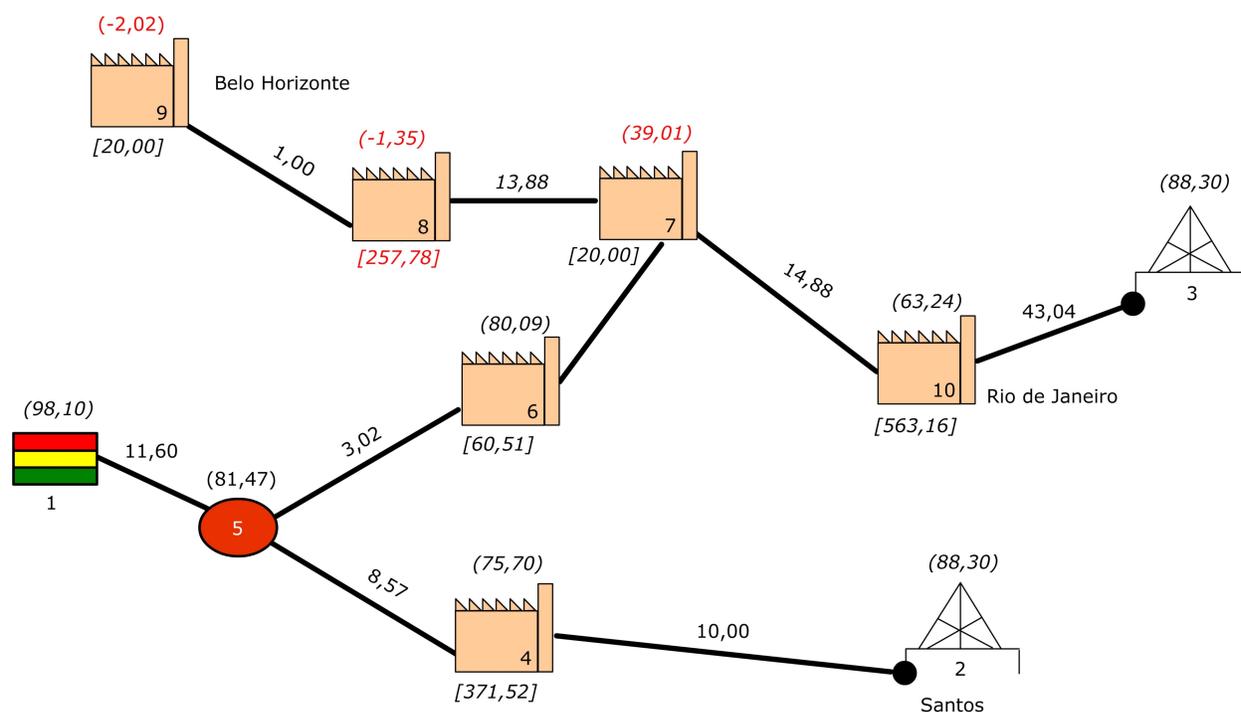


Figura 5.7: Resultados ao fixar gerações de energia elétrica das termelétricas 7 e 9.

Como a a geração da termelétrica 8 violou a capacidade máxima de geração é necessário incluir uma restrição de limite de geração da termelétrica 8 igual a 80 MW.

As tabelas 5.24, 5.25, 5.26, 5.27 apresentam os valores de fluxo de gás natural, produção/importação, pressão na rede de gasodutos e geração de energia elétrica, respectivamente, como também na Figura 5.8.

Nó Origem	Nó Destino	Fluxo de Gás Natural
1	5	10,23
2	4	10,00
3	10	44,41
5	4	11,27
5	6	-1,03
7	8	5,00
8	9	1,00
10	7	6,00

Tabela 5.24: Fluxos de gás natural ( $m^3/s$ ) ao fixar geração de energia elétrica das termelétricas 7, 8 e 9.

Nó	Produção/Importação de Gás Natural	Limite Mínimo	Limite Máximo
1	10,23	2,00	347,20
2	10,00	3,00	10,00
3	44,41	10,00	219,00

Tabela 5.25: *Produção/Importação de gás natural ( $m^3/s$ ) ao fixar geração de energia elétrica das termelétricas 7, 8 e 9.*

Nó	Pressão	Limite Mínimo	Limite Máximo
4	75,70	70,00	80,00
5	85,43	80,00	85,00
6	85,28	80,00	85,00
7	57,90	55,00	90,00
8	56,16	50,00	97,00
9	56,11	50,00	88,00
10	61,27	60,00	90,00

Tabela 5.26: *Pressões (bars) ao fixar geração de energia elétrica das termelétricas 7, 8 e 9.*

Nó	Geração de Energia Elétrica	Capacidade Mínima	Capacidade Máxima
4	425,41	60,00	600,00
6	-20,63	15,00	100,00
7	20,00	20,00	300,00
8	80,00	40,00	80,00
9	20,00	20,00	80,00
10	768,22	80,00	1000,00

Tabela 5.27: *Gerações de energia elétrica (MW) ao fixar geração de energia elétrica das termelétricas 7, 8 e 9.*

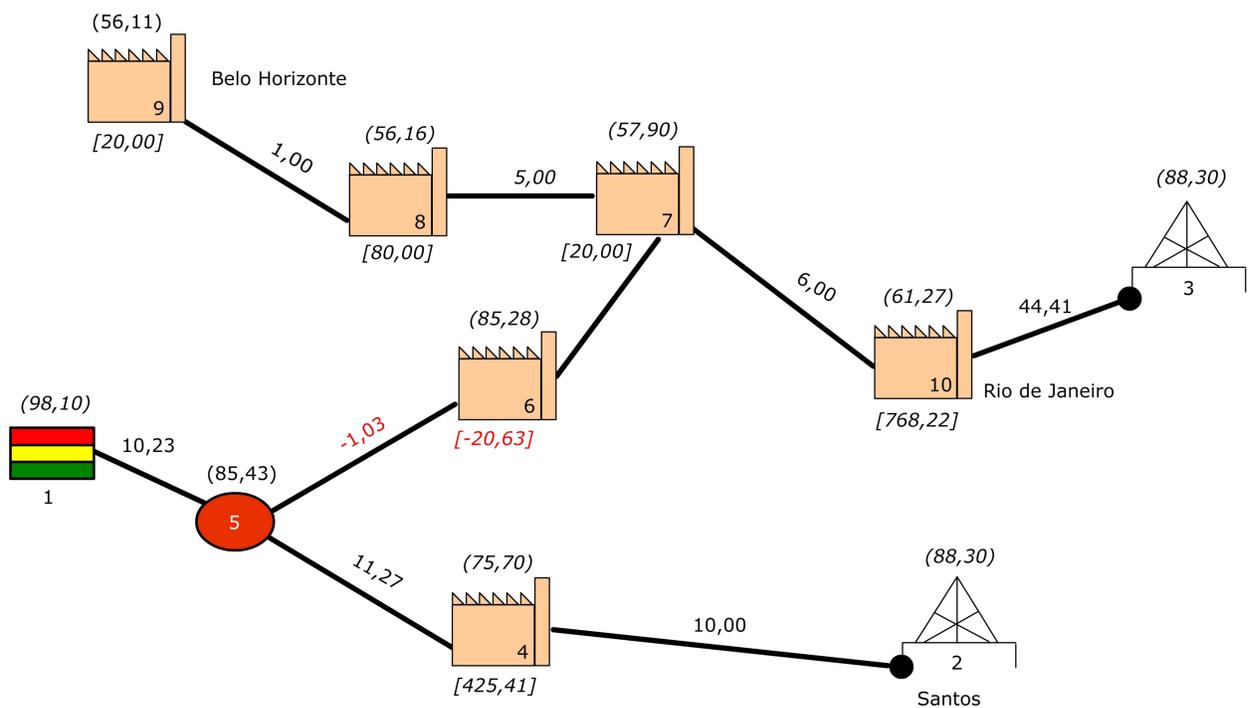


Figura 5.8: Resultados ao fixar geração de energia elétrica das termelétricas 7, 8 e 9.

É importante também observar os sinais dos multiplicadores de Lagrange associados as restrições de fixação de limites adicionadas.

Neste caso, houve uma inversão do sinal do multiplicador de Lagrange associado a restrição de limite mínimo de geração de energia elétrica na termelétrica 7, indicando que esta restrição de desigualdade não deve ser incluída como restrição ativa.

Os resultados são apresentados nas Tabelas 5.28, 5.29, 5.30, 5.31, como também na Figura 5.9 ao retirar a restrição que limita a geração de energia elétrica na termelétrica 7.

A Tabela 5.32 mostra um comparativo das gerações de energia elétrica nas fases 2 e 3.

Nó Origem	Nó Destino	Fluxo de Gás Natural
1	5	10,96
2	4	10,00
3	10	43,68
5	4	9,97
5	6	0,98
7	8	5,00
8	9	1,00
10	7	18,15

Tabela 5.28: Fluxos de gás natural ( $m^3/s$ ) da Fase 3.

Nó	Produção/Importação de Gás Natural	Limite Mínimo	Limite Máximo
1	10,96	2,00	347,20
2	10,00	3,00	10,00
3	43,68	10,00	219,00

Tabela 5.29: Produção/Importação de gás natural ( $m^3/s$ ) da Fase 3.

Nó	Pressão	Limite Mínimo	Limite Máximo
4	75,70	70,00	80,00
5	83,42	80,00	85,00
6	83,28	80,00	85,00
7	14,28	55,00	90,00
8	-2,44	50,00	97,00
9	0,00	50,00	88,00
10	62,33	60,00	90,00

Tabela 5.30: Pressões (bars) da Fase 3.

Nó	Geração de Energia Elétrica	Capacidade Mínima	Capacidade Máxima
4	399,57	60,00	600,00
6	19,63	15,00	100,00
7	263,03	20,00	300,0
8	80,00	40,00	80,00
9	20,00	20,00	80,00
10	510,75	80,00	1000,00

Tabela 5.31: Gerações de energia elétrica (MW) da Fase 3.

Usina Termelétrica	Geração de energia elétrica Fase 2	Geração de energia elétrica Fase 3
4	275,55	399,57
6	183,37	19,63
7	-56,29	263,03
8	604,45	80,00
9	-522,02	20,00
10	807,93	510,75

Tabela 5.32: Gerações de energia elétrica (MW) das Fases 2 e 3.

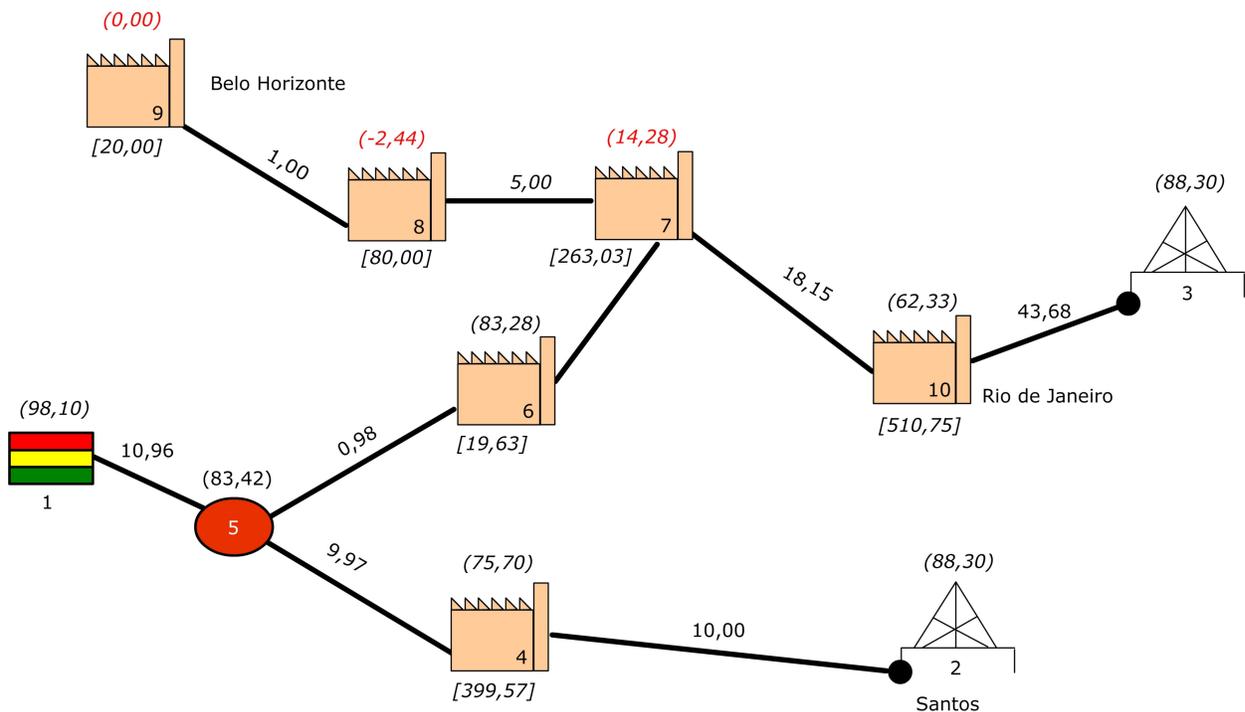


Figura 5.9: Resultados da Fase 3.

Custo total é igual a \$3656,10.

#### 5.5.2.4 Fase 4

Na Figura 5.9 ainda existe violações de pressões nas termelétricas 7,8 e 9.

É adicionada a restrição de limite de pressão na termelétrica 7 igual a 55.

Os resultados são apresentados nas Tabelas 5.33, 5.34, 5.35 e 5.36 como também na Figura 5.10.

As gerações de energia elétrica das Fase 3 e 4 são apresentadas na Tabela 5.37.

Nó Origem	Nó Destino	Fluxo de Gás Natural
1	5	11,44
2	4	10,00
3	10	43,20
5	4	8,94
5	6	2,49
7	8	5,00
8	9	1,00
10	7	9,20

Tabela 5.33: Fluxo de gás natural ( $m^3/s$ ) da Fase 4.

Nó	Produção/Importação de Gás Natural	Limite Mínimo	Limite Máximo
1	11,44	2,00	347,20
2	10,00	3,00	10,00
3	43,20	10,00	219,00

Tabela 5.34: Produção/Importação de gás natural ( $m^3/s$ ) da Fase 4.

Nó	Pressão	Limite Mínimo	Limite Máximo
4	75,70	70,00	80,00
5	81,97	80,00	85,00
6	81,04	80,00	85,00
7	55,00	55,00	90,00
8	53,17	50,00	97,00
9	53,11	50,00	88,00
10	63,02	60,00	90,00

Tabela 5.35: Pressão (bars) da Fase 4.

Usina Termelétrica	Geração de Energia Elétrica	Capacidade Mínima	Capacidade Máxima
4	378,98	60,00	600,00
6	49,90	15,00	100,00
7	84,09	20,00	300,00
8	80,00	40,00	80,00
9	20,00	20,00	80,00
10	680,01	80,00	1000,00

Tabela 5.36: Gerações de energia elétrica (MW) da Fase 4.

Usina Termelétrica	Geração de energia elétrica Fase 3	Geração de energia elétrica Fase 4
4	399,57	378,98
6	19,63	49,90
7	263,03	84,09
8	80,00	80,00
9	20,00	20,00
10	510,75	680,01

Tabela 5.37: Gerações de energia elétrica (MW) das Fases 3 e 4.

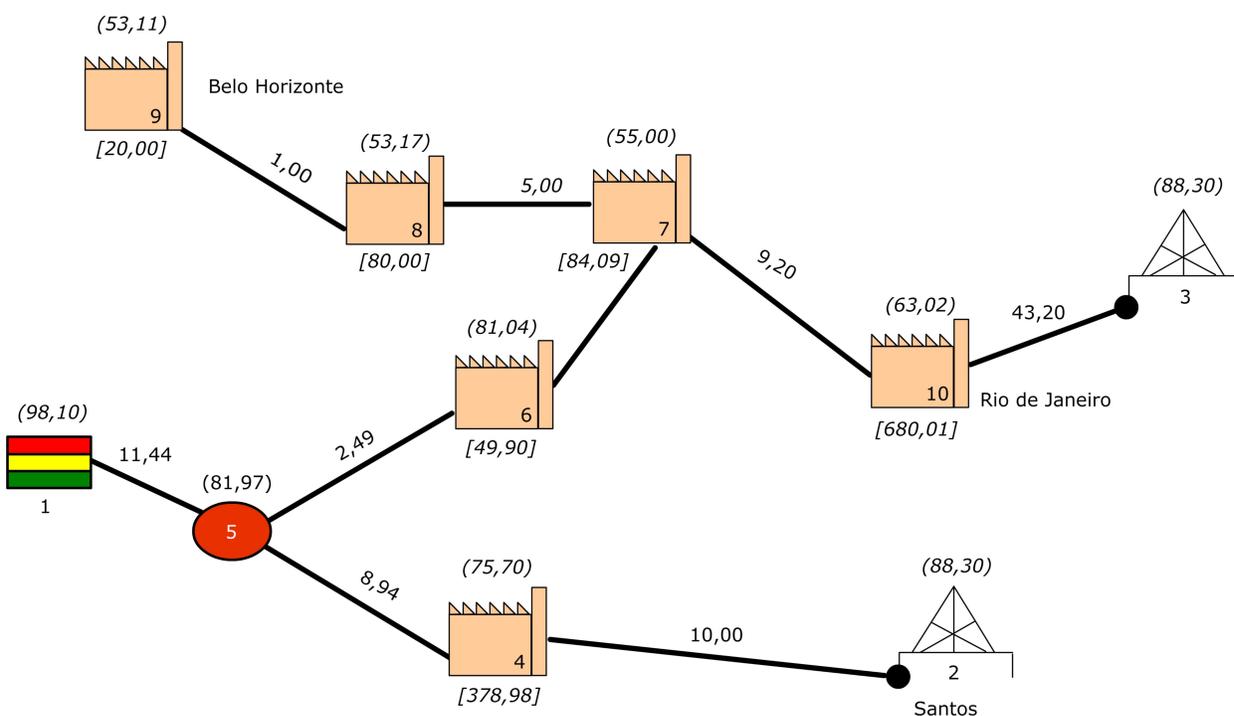


Figura 5.10: Resultados da Fase 4.

Custo total obtido é igual a \$3813,50.

### 5.5.3 Resultados Gerais

A Figura 5.11 apresenta os custos totais obtidos, para cada fase. Os valores de geração de energia elétrica e produção/importação de gás natural podem ser vistos nas Tabelas 5.38, 5.39.

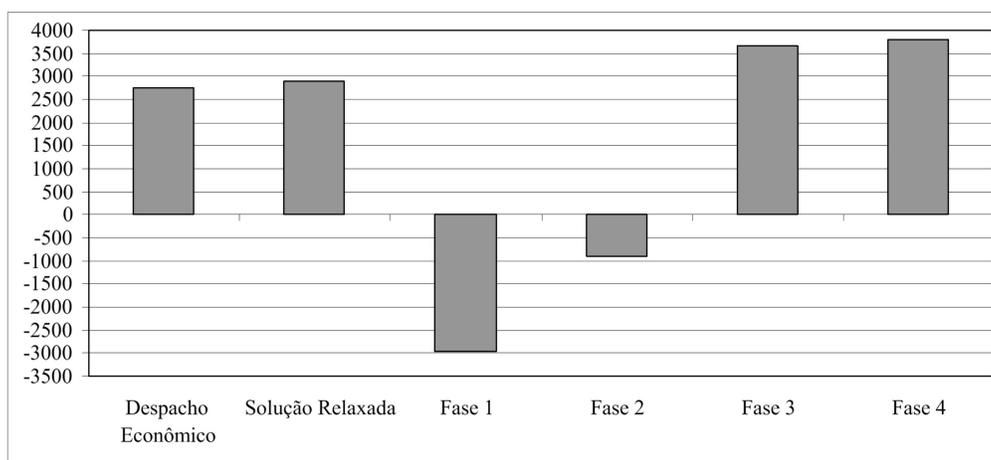


Figura 5.11: Custos obtidos.

Usina Termelétrica	Despacho Econômico	Solução Relaxada	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
4	600,00	600,00	611,68	275,55	399,57	378,98
6	100,00	100,00	158,77	183,37	19,63	49,90
7	300,00	300,00	-69,21	-56,29	263,03	84,09
8	80,00	80,00	743,12	604,45	80,00	80,00
9	20,00	20,00	-641,78	-522,02	20,00	20,00
10	193,00	193,00	490,41	807,93	510,75	680,01

Tabela 5.38: Gerações de energia elétrica (MW).

Nó	Solução Relaxada	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4
1	25,00	19,09	12,94	10,96	11,44
2	10,00	19,42	10,00	10,00	10,00
3	29,65	26,12	41,70	43,68	43,20

Tabela 5.39: Produções/Importações de gás natural ( $m^3/s$ ).

## 5.6 Conclusão

Neste capítulo, foi apresentado a rede teste utilizada, baseada na rede de gasoduto do sudeste brasileiro. Nota-se a partir dos resultados obtidos, a relação entre a geração de energia elétrica com a quantidade de gás produzida/importada e transportada nos ramos dos gasodutos, por isso, torna-se importante um melhor sistema que coordene a geração termelétrica e produção/transporte de gás natural.

# Capítulo 6

## Conclusão e Trabalhos Futuros

Este capítulo apresenta as conclusões gerais, bem como as sugestões para futuras pesquisas na área de geração de energia elétrica utilizando gás natural como fonte primária de energia.

### 6.1 Conclusões Gerais

Esta tese apresentou uma metodologia integrada de despacho de geração de energia elétrica e de produção e transmissão de gás natural. A hipótese aqui é de que a energia elétrica é produzida através de usinas termelétricas a gás natural, e o gás natural é suprido através de um sistema de gasodutos.

Este acoplamento operacional entre estes dois sistemas faz com que as decisões tomadas em uma das partes afeta a outra parte, de modo que se faz necessário uma decisão considerando simultaneamente a operação dos dois sistemas, buscando uma solução global mais econômica e segura.

Em termos de formulação matemática, este problema integra dois problemas. Um é o despacho econômico, que determina a solução para a geração de energia elétrica, e o outro é o problema de produção e transmissão de gás natural. O modelo integrado é tratado através de um modelo de otimização mista e não linear.

A metodologia utilizada consiste em dividir a resolução do modelo matemático em duas partes, a primeira parte considera apenas as restrições lineares, com o objetivo de determinar o sentido do fluxo do gás natural na rede de gasodutos, já na segunda parte consideram-se todas as restrições, porém, somente os ramos que tiveram passagem de fluxo na primeira parte. Neste trabalho este problema foi resolvido através de uma metodologia heurística.

Os resultados obtidos da aplicação da metodologia em um exemplo teste, composto de 6 termelétricas, 2 plataformas de produção e 1 plataforma de importação, mostrou a adequação da formulação ao problema.

## 6.2 Trabalhos Futuros

Em termos de trabalhos futuros, o modelo matemático Modelo Integrado de Geração Termelétrica e Produção e Transporte de Gás Natural pode ser aperfeiçoado com:

- Maximização dos lucros, considerando o gás natural como fonte primária de energia.
- Tomada de decisão entre geração de energia elétrica a partir de hidrelétricas ou termelétricas.
- Considerar custos de geração de demanda não elétrica.
- Obtenção de dados reais de produção, importação e transporte de gás natural.
- Considerar outros tipos de usos de gás natural.

# Bibliografia

- [AmbienteBrasil, 2008] AmbienteBrasil (2008). Ambiente brasil - portal ambiente. Acessado em: 20/12/2008 no endereço: <http://www.ambientebrasil.com.br>.
- [ANEEL, 2002] ANEEL (2002). Atlas de energia elétrica do brasil. Technical report, ANEEL. [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/09-Gas\\_Natural\(2\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/09-Gas_Natural(2).pdf).
- [ANP, 2008] ANP (2008). Agência nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Acessado em: 20/10/2008 no endereço: <http://www.anp.gov.br>.
- [Bezerra et al., 2006] Bezerra, B., Kelman, R., Barroso, L., Flach, B., Latorre, M., Campodónico, N., and Pereira, M. (2006). Integrated electricity-gas operations planning in hydrothermal systems. Florianópolis, Brazil.
- [Boarati et al., 1998] Boarati, J. H., Shayani, R., Galvão, L., and Udaeta, M. (1998). Hidrelétricas e termelétricas a gás natural estudo comparativo utilizando custos completos. *Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo*.
- [Chowdhury and Rahman, 1990] Chowdhury, B. H. and Rahman, S. (1990). A review of recent advances in economic dispatch. *IEEE Transactions on Education*, 5(4):1248–1259.
- [ClubeDeEngenharia, 2008] ClubeDeEngenharia (2008). Portal clube de engenharia. Acessado em: 20/08/2008 no endereço: <http://www.clubedeengenharia.org.br>.
- [DIEESE, 2007] DIEESE (2007). O pac, o setor de hidrocarbonetos e a matriz energética brasileira. *Nota Técnica*, (43).
- [GásBrasil, 2008] GásBrasil (2008). Gás brasil - o portal de negócios do gás natural na internet. Acessado em: 04/07/2008 no endereço: <http://www.gasbrasil.com.br/>.

- [GásNatural, 2008] GásNatural (2008). Portal gás natural. Acessado em: 15/07/2008 no endereço: <http://www.gasnatural.com/servlet/ContentServer?gnpage=4-50-1&centralassetname=4-50-3-3-0-0/>.
- [GásNet, 2007] GásNet (2007). Gásnet - o site do gás natural - gnv. Acessado em: 10/07/2008 no endereço: <http://www.gasnet.com.br/>.
- [Han et al., 2001] Han, X. S., Gooi, H., and Kirschen, D. S. (2001). Dynamic economic dispatch: Feasible and optimal solutions. *IEEE Transactions on Education*, 16(1):22–28.
- [Hetzer et al., 2008] Hetzer, J., Yu, D., and Bhattarai, K. (2008). An economic dispatch model incorporating wind power. *IEEE Transactions on Education*, 23(2):603–611.
- [Krause and Pinto, 1998] Krause, G. and Pinto, H. (1998). Estrutura e regulação do mercado de gás natural experiência internacional.
- [Laureano, 2002] Laureano, F. H. G. C. (2002). A indústria de gás natural no brasil e a viabilização de seu desenvolvimento. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia.
- [Lemos, 2000] Lemos, M. A. (2000). Eletromec on line. Acessado em: 10/01/2009 no endereço: [http://m.albernaz.sites.uol.com.br/geracao\\_de\\_energia\\_eletrica.htm](http://m.albernaz.sites.uol.com.br/geracao_de_energia_eletrica.htm).
- [Luenberger, 2003] Luenberger, D. G. (2003). *Linear e nonlinear programming*. Springer.
- [Luo et al., 1986] Luo, J. S., Hill, E., and Lee, T. (1986). Bus incremental costs and economic dispatch. *IEEE Transactions on Education*, 1(1):161–167.
- [Mannarino, 2005] Mannarino, R. P. (2005). Impactos sócio-econômicos da entrada do gás natural na matriz energética do amazonas. *Revista T&C Amazônia*, (6):417–428.
- [Martins, 2001] Martins, G. (2001). O cenário de inserção da geração termelétrica a partir do gás natural no brasil. *Revista de Ciência e Tecnologia*, 8(17):37–41.
- [Martins, 2008] Martins, M. P. (2008). Setor de gás natural no brasil. In *Seminário Internacional - Reestruturação e regulação do setor de energia elétrica e gás natural*, Rio de Janeiro, Brasil.
- [Martínez, 1995] Martínez, J. M. e. S. S. A. (1995). Métodos computacionais de otimização. Departamento de Matemática Aplicada - IMMEC-UNICAMP.

- [Mello, 2006] Mello, O. D. (2006). *Despacho Integrado da Geração Termelétrica e da Produção e Transmissão de Gás Natural*. Tese de doutorado, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - FEEC.
- [Moscardi et al., 2006] Moscardi, J. P., Araujo, N., and SAAD, A. (2006). Impactos ambientais decorrentes de vazamento de gás natural de baixa e média pressões, na Área urbana central do município de São Paulo. *Revista Geociências*, 25(4):417–428.
- [Munoz et al., 2003] Munoz, J., Jimenez-Redondo, N., Perez-Ruiz, J., and Barquin, J. (2003). Natural gas network modeling for power systems reliability studies. In *Power Tech Conference Proceedings*, Bologna, Espanha.
- [Oliveira et al., 2008] Oliveira, K. W. R. C. B., Nascimento, N., and Saavedra, O. R. (2008). Uma abordagem via estratégias evolutivas para o despacho econômico considerando restrições de geração. *IEEE Transactions on Education*, 6(1):42–50.
- [Ortegosa and Ortega, 2005] Ortégosa, C. Z. and Ortega, J. M. (2005). Estudo de viabilidade econômico-financeira na utilização do gás natural em instalações prediais residenciais. XXV Encontro Nac. de Eng. de Produção.
- [Panta et al., 2007] Panta, S., Premrudeepreechacharn, S., Nuchprayoon, S., and Dechthummarong, C. (2007). Optimal economic dispatch for power generation using artificial neural network. *The 8<sup>th</sup> International Power Engineering Conference (IPEEC2007)*, page 1343; 1348.
- [Pinheiro, 1996] Pinheiro, P. C. C. (1996). O gás natural e sua utilização em equipamentos térmicos. page 11p, Guarulhos, SP.
- [Reis, 2001] Reis, M. M. (2001). *Custos Ambientais Associados à Geração Elétrica: Hidrelétricas X Termelétricas a Gás Natural*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ.
- [Reis, 2003] Reis, M. M. (2003). *Despacho Econômico em Usinas Hidrelétricas*. Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP.
- [Rigolin, 2007] Rigolin, P. H. C. (2007). *Avaliação Global dos Modos Energéticos de Transporte do Gás Natural Inclusive como Energia Secundária*. Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo - USP, São Paulo - Brasil.
- [Rux, 1993] Rux, L. M. (1993). An incremental economic dispatch method for cascaded hydroelectric powerplants. *IEEE Transactions on Education*, 8(3):1266–1273.

[Silva, 2007] Silva, M. J. (2007). Planejamento integrado de portfólio gás e energia. Petrobras.

[Wolf and Smeers, 2000] Wolf, D. and Smeers, Y. (2000). The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm. *Manage. Sci.*, 46(11):1454–1465.

[Yang et al., 2002] Yang, Z., Haining, W., Zhigang, Z., and Rui, Z. (2002). A practical method for solving economic dispatch problem. *Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on*, 1:241–245.