

OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO INTEGRADA DAS REDES DE GÁS NATURAL E  
DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Clayton Rodrigues Cintra

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS  
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE  
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS  
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA

Aprovada por:

---

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

---

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

---

Prof. Glauco Nery Taranto, D.Sc.

---

Prof. Milton Brown do Couto Filho, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2008

CINTRA, CLAYTON RODRIGUES

Otimização da Operação Integrada das Redes de Gás Natural e de Energia Elétrica em Sistemas Hidrotérmicos [Rio de Janeiro] 2008

XIV, 130 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Engenharia Elétrica, 2008)

Dissertação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Operação do Sistema Elétrico
2. Geração de Energia Elétrica
3. Otimização
4. Rede de Gás Natural

I. COPPE/UFRJ

II. Título (Série)

Dedico esse trabalho a todos que acreditaram em mim.  
Especialmente alguém que me faz mais forte, mais capaz.  
Faz-me acreditar em mim mais até do que eu mesmo acredito.  
Alguém que me deixa mais feliz e confiante,  
E sem a qual não teria sido tão bom.  
Alguém que participou comigo em todas as etapas deste trabalho,  
Sofrendo todas as conseqüências disso.  
Alguém que amo: Daniela.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a todos que de alguma forma ajudaram na realização desse trabalho. Essa dissertação foi desenvolvida juntamente com minhas concomitantes obrigações profissionais nas empresas Eletrobrás, no início, e Petrobrás, no final. Portanto, agradeço a todos meus colegas de trabalho dessas duas empresas que me apoiaram, especialmente ao amparo de Maria Cristina Paschoal e George Alves Soares (Eletrobrás), e aos conselhos e esclarecimentos de Rodrigo Vilanova (Petrobrás) e André Franca (Transpetro).

Além desses, agradeço aos meus pais e a todos meus amigos, que estiveram comigo ajudando-me a continuar, mesmo sem saber. A Marcella Fuchs Salomão, um agradecimento especial pela ajuda e cooperação. Agradeço também minha orientadora Prof<sup>a</sup>. Carmen, que esteve sempre apoiando e orientando nos momentos mais complicados do trabalho e minha amada esposa Daniela, que de alguma forma é co-autora desse trabalho.

Obrigado a todos.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO INTEGRADA DAS REDES DE GÁS NATURAL E DE  
ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Clayton Rodrigues Cintra

Março/2008

Orientadores: Carmen Lucia Tancredo Borges  
Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

O assunto energia tem ocupado um espaço cada vez mais importante na sociedade. Discussões acerca de preservação ambiental, sustentabilidade, condições para o crescimento econômico e desenvolvimento mundial, entre outros assuntos, trazem invariavelmente a energia como atriz principal.

Neste contexto, o setor elétrico ocupa papel central, já que grande parte da energia no mundo se dá na forma de eletricidade. No Brasil, a maior parte da energia elétrica tem origem hidráulica, porém, há alguns anos vem ocorrendo uma transformação no setor elétrico, acomodando uma participação cada vez maior do gás natural na geração de eletricidade. A forte associação entre os dois setores exige mudanças na forma de planejá-los e operá-los.

Desta forma, propõe-se no presente trabalho uma nova forma de se planejar a operação do sistema elétrico, associando ao modelo de planejamento do sistema elétrico, um modelo da operação do sistema de produção e transporte de gás natural através de gasodutos. Para tanto, as previsões hidrológicas para as usinas hidrelétricas foram tratadas como previsões deterministas, tendo em vista o horizonte de curto prazo. Para o sistema de gás natural, as pressões nos nós da rede, as características físicas dos gasodutos, além dos limites de produção são restrições de um modelo não-linear. Os modelos acima são associados através do modelo linear de rede elétrica (modelo CC).

Sendo assim, o objetivo é otimizar o custo de operação do sistema elétrico, tendo como restrições: o atendimento a demanda de eletricidade, os limites dos reservatórios das usinas hidrelétricas, os limites da rede de gás para fornecimento às usinas termelétricas e os limites da rede elétrica de transmissão.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

INTEGRATED OPTIMIZATION OF ELECTRIC POWER AND NATURAL GAS  
SUPPLY IN HYDROTHERMAL SYSTEM

Clayton Rodrigues Cintra

March/2008

Advisors: Carmen Lucia Tancredo Borges  
Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

The energy subject has been gaining more and more attention in our society. Discussions about environmental concerns, sustainability, conditions to the world economic growth and development, among others, often have highlighted the energy issue.

In this context, the electric power system plays an important role due to the fact that electricity is the form of energy most used in the world. In Brazil, most of it derives from hydraulic sources, but this system has undergone some changes lately and has allowed a larger portion of natural gas for electricity generation. The close interrelation between these two sectors requires changes in the way that they are planned and operated.

This work proposes a new form of planning the operation of electric power system, associating to the planning of the electric power system, the operation planning of the natural gas production and transportation system. The hydro plants scheduling have been simplified into deterministic ones, modeled by a linear model. In the natural gas system, the pressure of the nodes, the physical characteristic of the pipes and the production limits are constraints of a non linear model because of non linear relation between nodes pressure and gas flow. Both models are connected through the linear model of the power system load flow (DC model).

Therefore, the goal of this work is the optimization of the electric power system operation cost, with the following constraints: the electricity demand, the reservoir level of hydro units, the natural gas system constraints for supplying thermal units and the capacity of transmission lines.

## Sumário

Lista de Figuras.....	x
Lista de Tabelas.....	xiii
Capítulo 1	
INTRODUÇÃO.....	1
Capítulo 2	
SISTEMA ENERGÉTICO NO BRASIL E NO MUNDO.....	5
2.1 INTRODUÇÃO.....	5
2.2 ENERGIA NO MUNDO.....	5
2.3 ENERGIA NO BRASIL.....	11
2.3.1 Características das principais fontes de energia.....	11
2.4 GÁS NATURAL.....	15
2.4.1 Características Principais.....	15
2.4.2 Produção e transporte.....	17
Capítulo 3	
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO.....	20
3.1 INTRODUÇÃO.....	20
3.2 GERAÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL.....	20
3.2.1 Hidroeletricidade.....	21
3.2.2 Termoeletricidade.....	22
3.2.3 Outras fontes de geração.....	23
3.3 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO.....	24
3.3.1 Despacho Econômico de Sistemas Térmicos.....	24
3.3.2 Coordenação em Sistemas Hidrotérmicos.....	27
3.4 PROCEDIMENTOS DE REDE DO ONS.....	36
3.4.1 Planejamento da Operação Elétrica.....	37
3.4.2 Planejamento da Operação Energética.....	37
3.4.3 Planejamento da Operação Eletroenergética.....	38
3.4.4 Modelos Utilizados pelo ONS.....	38
Capítulo 4	
MODELO DE OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO INTEGRADA.....	42
4.1 INTRODUÇÃO.....	42
4.2 ESTRUTURA DO MODELO.....	42

4.3	MODELO HIDROLÓGICO.....	44
4.4	MODELO DA REDE DE GÁS NATURAL .....	47
4.4.1	Solução Inicial .....	50
4.5	MODELO DA REDE ELÉTRICA.....	51
4.5.1.	Formulação Matricial.....	52
4.5.2.	Perdas no Modelo Linearizado .....	53
4.5.3.	Fluxo de Potência Linearizado .....	54
4.6	INTER-RELAÇÃO DOS MODELOS.....	57
Capítulo 5		
	RESULTADOS .....	61
5.1	INTRODUÇÃO.....	61
5.2	ESTUDO DE VALIDAÇÃO – REDE DE 6 BARRAS.....	61
5.2.1	Descrição.....	61
5.2.2	Caso 1: Todas usinas termelétricas (3 UTE's) .....	64
5.2.3	Caso 2: Todas Usinas Hidrelétricas (3 UHE's).....	66
5.2.4	Caso 3: Todas Usinas Termelétricas a gás (3 UTE's a GN).....	69
5.2.5	Caso 4: Uma usina hidrelétrica, uma termelétrica a gás natural e uma termelétrica de outra fonte .....	74
5.2.6	Caso 5: Duas usinas hidrelétricas, uma termelétrica a gás natural ...	78
5.2.7	Análise dos resultados para a rede de 6 barras.....	82
5.3	ESTUDO DE CASO: MODELAGEM SIMPLIFICADA DE UMA PARTE DO SISTEMA BRASILEIRO .....	83
5.3.1	Cenário 1: Demanda elétrica padrão, período úmido .....	87
5.3.2	Cenário 2: Demanda elétrica padrão, período seco .....	90
5.3.3	Cenário 3: Demanda elétrica 10% maior, período úmido.....	93
5.3.4	Cenário 4: Demanda elétrica 10% maior, período seco .....	95
5.3.5	Análise dos resultados .....	99
Capítulo 6		
	CONCLUSÃO .....	103
	REFERÊNCIAS.....	106
	ANEXOS .....	112
	Anexo 1: Dados da Rede Teste de 6 Barras.....	113
	Anexo 2: Dados da Rede de Gasodutos da Bélgica .....	114
	Anexo 3: Dados de Usinas.....	115



Anexo 4: Dados da rede elétrica de 65 barras.....	116
Anexo 5: Dados da rede de gasodutos do Sul e Sudeste do Brasil .....	119
Anexo 6: Resultados da Distribuição dos Fluxos de Potência nas Linhas de Transmissão .....	121
Anexo 7: Resultados para a Rede de Gasodutos.....	127

## Lista de Figuras

Figura 1: Padrão de consumo energético mundial por região.....	6
Figura 2: Distribuição da geração hidrelétrica nas Américas do Sul e Central....	6
Figura 3: Distribuição de fontes no suprimento energético mundial .....	7
Figura 4: Consumo mundial por fonte energética.....	7
Figura 5: Produção de Petróleo por região do Planeta .....	8
Figura 6: Consumo de Petróleo por região do Planeta .....	8
Figura 7: Produção de Gás Natural por região do Planeta.....	9
Figura 8: Consumo de Gás Natural por região do Planeta.....	10
Figura 9: Consumo de Hidroeletricidade no Mundo .....	10
Figura 10: Consumo final de energia por fonte.....	12
Figura 11: Consumo total de derivados de petróleo e de gás natural por setor, em toneladas equivalentes de petróleo (tep) .....	12
Figura 12: Estrutura de consumo do setor de transporte.....	12
Figura 13: Estrutura do Consumo de Energia no Setor Industrial .....	13
Figura 14: Perfil do consumo de gás natural no Brasil – 2005.....	13
Figura 15: Estrutura da oferta de energia no Brasil e no Mundo .....	14
Figura 16: Emissões de gás carbônico (CO <sub>2</sub> ) .....	16
Figura 17: Emissões de óxido de enxofre (SO <sub>2</sub> ) e nitratos (NO <sub>x</sub> ).....	16
Figura 18: Emissões de hidrocarbonetos não queimados, monóxido de carbono (CO) e particulados. ....	17
Figura 19: Esquema típico de reservatório de petróleo (1) e gás natural (2) ....	18
Figura 20: Rede de gasodutos do Sudeste e Sul do Brasil .....	19
Figura 21: Cadeia energética de uma usina hidroelétrica .....	21
Figura 22: Modelo do despacho de usinas térmicas em uma barra .....	25
Figura 23: Modelo com representação da Rede de Transmissão .....	26
Figura 24: Acoplamento Temporal em sistemas hidrotérmicos .....	28
Figura 25: Modelos simplificados .....	30
Figura 26: Exemplo de dados de demanda e afluência.....	30
Figura 27: Resultados esperados.....	31
Figura 28: Trajetória do reservatório de uma usina hidrelétrica em uma programação dinâmica. ....	33
Figura 29: Esquema de duas usinas em cascata.....	34

Figura 30: Trajetória de combinações para usinas acopladas .....	34
Figura 31: Fluxograma de aproximações sucessivas .....	35
Figura 32: Modelos utilizados pelo ONS e suas inter-relações.....	39
Figura 33: Diagrama de inter-relação entre os modelos.....	44
Figura 34: Esquema simplificado de uma usina hidrelétrica .....	44
Figura 35: Modelo simplificado de três usinas hidrelétricas em cascata.....	45
Figura 36: Diagrama esquemático de três usinas hidrelétricas em uma mesma bacia hidrográfica. ....	46
Figura 37: Representação esquemática da rede.....	48
Figura 38: Diagrama esquemático para o nó i .....	49
Figura 39: Exemplo de rede de três barras .....	56
Figura 40: Conjuntos de dados dos modelos usados .....	58
Figura 41: Rede de 6 barras .....	62
Figura 42: Mapa de gasodutos e nós da rede de gás natural da Bélgica.....	63
Figura 43: Diagrama mostrando as usinas usadas no estudo para a rede de 6 barras.....	64
Figura 44: Distribuição de fluxo de potência nas linhas – caso 1 .....	66
Figura 45: Resultado das usinas em [m <sup>3</sup> /s].....	67
Figura 46: Distribuição de fluxo de potência nas linhas – caso 2 .....	68
Figura 47: Distribuição de fluxo de potência nas linhas – caso 3 .....	70
Figura 48: Ilustração da distribuição dos fluxos de gás – caso 3.....	73
Figura 49: Resultados para a UHE Serra da Mesa – caso 4.....	75
Figura 50: Distribuição de fluxo de potência nas linhas – caso 4 .....	76
Figura 51: Resultados para as usinas hidrelétricas – caso 5 .....	79
Figura 52: Distribuição de fluxo de potência nas linhas – caso 5 .....	80
Figura 53: Diagrama da rede de 65 barras .....	84
Figura 54: Porcentagem da carga padrão em cada dia.....	85
Figura 55: Gasodutos do Sudeste e Sul do Brasil.....	86
Figura 56: Três usinas da cascata do Rio Grande usadas no estudo.....	86
Figura 57: Distribuição da geração de cada usina ao longo da semana – caso 1 .....	88
Figura 58: Distribuição média de fluxo na rede de gás – dia típico sem termelétricas.....	89

Figura 59: Distribuição da geração de cada usina ao longo da semana – caso 2 .....	91
Figura 60: Distribuição de fluxo de gás natural na sexta – caso 2.....	92
Figura 61: Distribuição da geração de cada usina ao longo da semana – caso 3 .....	94
Figura 62: Distribuição da geração de cada usina ao longo da semana – caso 4 .....	97
Figura 63: Produção de Gás Natural no período estudado .....	98
Figura 64: Potência média despachada por cada usina nos cenários estudados .....	100
Figura 65: Potência gerada por usinas hidrelétricas durante os cenários estudados.....	101
Figura 66: Potência gerada por usinas termelétricas a gás durante os cenários estudados.....	101
Figura 67: Porcentagem de geração hidrelétrica e termelétrica a gás nos diversos cenários.....	102
Figura 68: Média diária da produção de gás natural em cada cenário estudado .....	102

## Lista de Tabelas

Tabela 1: Dados de barra – caso 1 .....	65
Tabela 2: Potência em cada barra de carga e perdas – caso 1 .....	65
Tabela 3: Afluências de cada usina em cada dia do estudo .....	67
Tabela 4: Dados de barra – caso 2 .....	67
Tabela 5: Potência em cada barra de carga e perdas – caso 2.....	67
Tabela 6: Dados de barra – caso 3 .....	69
Tabela 7: Demanda de gás para outros clientes que não termelétricas .....	70
Tabela 8: Fluxo de gás natural para a usina termelétrica – caso 3 .....	71
Tabela 9: Potência em cada barra de carga, perdas e déficit – caso 3 .....	71
Tabela 10: Fluxos em cada gasoduto da rede de gás para os três dias – caso 3 .....	71
Tabela 11: Produção de gás natural nos nós de produção – caso 3 .....	72
Tabela 12: Pressão nos nós da rede de gás – caso 3 .....	72
Tabela 13: Dados de barra – caso 4 .....	74
Tabela 14: Fluxo de gás natural para a usina termelétrica – caso 4 .....	75
Tabela 15: Potência em cada barra de carga e perdas – caso 4 .....	75
Tabela 16: Fluxos em cada gasoduto da rede de gás para os três dias – caso 4 .....	76
Tabela 17: Produção de gás natural nos nós de produção – caso 4 .....	77
Tabela 18: Pressão nos nós da rede de gás – caso 4 .....	77
Tabela 19: Dados de barra – caso 5 .....	78
Tabela 20: Fluxo de gás natural para a usina termelétrica – caso 5 .....	79
Tabela 21: Potência em cada barra de carga e perdas – caso 5 .....	79
Tabela 22: Fluxos em cada gasoduto da rede de gás para os três dias – caso 5 .....	80
Tabela 23: Produção de gás natural nos nós de produção – caso 5 .....	81
Tabela 24: Pressão nos nós da rede de gás – caso 5 .....	81
Tabela 25: Resumo do despacho de geração nos casos estudados (MW).....	83
Tabela 26: Resultados para usinas hidrelétricas para os 7 dias – caso 1 .....	87
Tabela 27: Despacho entre as usinas da rede – caso 1 .....	88
Tabela 28: Resultados das usinas hidrelétricas para os 7 dias – caso 2.....	90
Tabela 29: Despacho entre as usinas da rede – caso 2.....	90

Tabela 30: Resultados das usinas hidrelétricas para os 7 dias – caso 3.....	93
Tabela 31: Despacho entre as usinas da rede – caso 3.....	93
Tabela 32: Resultados das usinas hidrelétricas para os 7 dias – caso 4.....	96
Tabela 33: Despacho entre as usinas da rede – caso 4.....	96
Tabela 34: Dados das linhas de transmissão da rede de 6 barras.....	113
Tabela 35: Dados dos nós da rede de gás natural belga .....	114
Tabela 36: Gasodutos da rede de gás natural belga .....	114
Tabela 37: Dados das Usinas do Rio Tocantins usadas nas simulações.....	115
Tabela 38: Dados das Usinas do Rio Grande usadas nas simulações.....	115
Tabela 39: Dados das Usinas Termelétricas a Gás Natural.....	115
Tabela 40: Dados de barra – Brasil 65 barras .....	116
Tabela 41: Dados de linha – Brasil 65 barras .....	117
Tabela 42: Dados dos nós da rede de gasodutos .....	119
Tabela 43: Dados dos dutos .....	119
Tabela 44: Fluxo de Potência nas Linhas de Transmissão – caso 1, referente ao item 5.3.1 .....	121
Tabela 45: Fluxo de Potência nas Linhas de Transmissão – caso 2, referente ao item 5.3.2 .....	122
Tabela 46: Fluxo de Potência nas Linhas de Transmissão – caso 3, referente ao item 5.3.3 .....	124
Tabela 47: Fluxo de Potência nas Linhas de Transmissão – caso 4, referente ao item 5.3.4 .....	125
Tabela 48: Fluxo de gás natural nos gasodutos (milhões de Nm <sup>3</sup> ) – caso 1...	127
Tabela 49: Pressão nos nós da rede de gás (bars) – caso 1 .....	127
Tabela 50: Fluxo de gás natural nos gasodutos (milhões de Nm <sup>3</sup> ) – caso 2...	128
Tabela 51: Pressão nos nós da rede de gás (bars) – caso 2.....	128
Tabela 52: Fluxo de gás natural nos gasodutos (milhões de Nm <sup>3</sup> ) – caso 3...	128
Tabela 53: Pressão nos nós da rede de gás (bars) – caso 3.....	129
Tabela 54: Fluxo de gás natural nos gasodutos (milhões de Nm <sup>3</sup> ) – caso 4...	129
Tabela 55: Pressão nos nós da rede de gás (bars) – caso 4.....	130

## Capítulo 1:

# INTRODUÇÃO

O setor energético sempre gerou grande preocupação por ser estratégico, porém nos últimos anos, essas preocupações têm se tornado mais evidentes, visto os grandes impactos que poderiam ser causados por um desabastecimento energético no mundo moderno. O preço do maior insumo energético do planeta, o petróleo, tem atingido patamares cada vez mais altos, além da grande volatilidade causada por ameaças de guerra ou ataques em países produtores ou mesmo de medidas da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo). Uma mostra da importância do setor foi o grande impasse, ocorrido na Europa, entre o principal país produtor de gás natural, a Rússia, e a Ucrânia a respeito do preço do insumo energético. Tal impasse chegou a provocar desabastecimento ou diminuição no recebimento de gás em alguns países da Europa (BBC, 2006).

Também há uma preocupação crescente no futuro energético mundial, tanto na diminuição de poluente e gases de efeito estufa, consequência do consumo de combustíveis e que afeta diretamente o clima da Terra, quanto na descoberta de novas fontes de energia em substituição ao petróleo, ainda hoje a maior fonte de energia do mundo. Um dos efeitos dessa preocupação foi o Protocolo de Kyoto, assinado por 141 países com o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 5,2% (do que se emitia em 1990) até 2012 (PROTOCOLO KYOTO, 1997). Outra mostra dessas preocupações é a política energética da Europa para os próximos anos, em que se estabelecem metas de incremento da participação de fontes renováveis na matriz energética européia com vistas à diminuição da dependência do petróleo e a um crescimento sustentado (ENERGIA EUROPA, 2007).

No Brasil essas mudanças já começaram a surtir efeitos, como é o caso do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia), que visa diversificar a matriz energética brasileira com 3300 MW de geração elétrica providas de fontes eólicas, biomassas e pequenas centrais hidroelétricas (PCH's), sendo 1100 MW em cada tipo de fonte (MME, 2002). Além disso, iniciou-se no Brasil, iniciativa da BM&F (Bolsa de Mercadorias e Futuros) e do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, a primeira etapa de um mercado de projetos de créditos de carbono, isto é, projetos feitos no Brasil que provavelmente gerarão créditos de

carbono (MBRE, 2007). Esse mercado deve ser incrementado com a entrada em operação em breve de leilões eletrônicos de créditos de carbono.

Assim, pode-se ver que o setor de energia, tanto no Brasil como no Mundo, tem sofrido diversas transformações que demandam mudanças também na forma de se pensar, planejar e operar.

Neste contexto, o presente trabalho pretende propor uma forma diferente de se planejar e operar o setor, focando principalmente na operação dos sistemas de fornecimento de gás natural e de energia elétrica brasileiros.

Um aumento significativo no consumo de gás natural no Brasil se verificou nos últimos anos, sendo grande parte desse consumo para suprimento das usinas termelétricas a gás e para as indústrias. O aumento de usinas termelétricas verificado na última década no sistema elétrico brasileiro associado ao aumento da demanda por eletricidade permitiu um maior despacho desse tipo de usina por parte do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela operação do sistema. Como a maioria das usinas recentemente instaladas é de termelétricas a gás natural, criou-se uma forte correlação entre o sistema elétrico e o sistema de gasodutos, responsável pelo transporte de gás natural desde o poço de produção até o ponto consumidor.

O sistema elétrico brasileiro continua sendo predominantemente hidroelétrico, porém cada vez mais a matriz de fontes geradoras de eletricidade tem se diversificado, principalmente no caso de térmicas a gás natural. O estudo para o planejamento de curto prazo, feito pelo ONS atualmente, considera as usinas termelétricas do sistema uma simples injeção de potência na rede, desconsiderando limitações no seu suprimento de combustível (DESSEM, 2002). Essa assunção é válida para combustíveis de mais fácil manuseio e cujos mercados são mais maduros, como óleo e carvão. Para o gás natural essa consideração não é válida, especialmente no Brasil, onde o mercado de gás ainda é insipiente (UNSIHUAY, 2007).

Fica claro, portanto, que, atualmente, no planejamento da operação do sistema elétrico, o sistema de abastecimento da principal fonte de geração termelétrica não está sendo considerado. Uma evidência do descompasso entre estes dois setores foi verificada em janeiro de 2004, quando 800 MW, de um total de 1200 MW, provindos de usinas termelétricas não puderam ser despachadas por restrições na capacidade de transporte nos gasodutos (BEZERRA, 2006). Sendo assim, propõe-se um planejamento integrado da operação dos setores hidráulico (caso das usinas hidrelétricas), elétrico e de gás natural, considerando assim, todas as restrições de reservatórios hídricos, produção e transporte de gás e geração e transporte de energia elétrica. Desta forma, pretende-se agregar ao modelo usado atualmente informações



de restrições importantes no atual cenário do setor eletro-energético brasileiro, a fim de reproduzir mais fielmente a realidade e de aumentar sua confiabilidade.

Diversos trabalhos foram publicados tratando a otimização de sistemas hidrotérmicos sem considerar o gás natural, estudando-se vários modelos e formas de solução. Citando-se somente alguns poucos, tem-se: Ohishi (1991) e Soares (1995) que considera as restrições dos reservatórios das usinas hidrelétricas e da rede elétrica a fim de se otimizar o sistema hidrotérmico no curto prazo; Maceira (2000) que trata as restrições hidráulicas de forma detalhada na otimização do despacho de curto prazo; Nilsson (1996) que utiliza programação inteira mista para resolução do problema. Além desses, há outros muitos trabalhos tratando de diversas formas de resolução, porém não é o objetivo do presente trabalho analisar o método de solução de modelos hidrotérmicos.

No caso da rede de gás natural, O'Neill (1979) trata de uma realocação de gás em uma situação emergencial, com várias funções objetivo e restrições lineares e não-lineares. Em Goldberg (1983), as técnicas de Inteligência Artificial e Algoritmo Genético foram usadas para minimizar o total de energia consumida nas estações de compressão. Venkataramanan (2000) detalha técnicas para otimizar a transmissão de gás nos gasodutos em tempo real; Wolf (2003) apresenta propriedades matemáticas de formulações para o problema de transmissão de gás e Shahidehpour (2005) comenta sobre o impacto da infra-estrutura do gás natural no sistema elétrico de potência nos últimos tempos.

No entanto, o trabalho Wolf (2000), que modela a rede de gasodutos como um problema de minimização de custo de suprimento sujeito a restrições não-lineares na relação do fluxo de gás e a pressão nos nós da rede, foi o que serviu de base, neste trabalho, para a modelagem do problema de transmissão de gás natural através de gasodutos.

Quando se trata de um modelo integrado rede elétrica e rede de gás, encontram-se poucas referências. Apesar disso, nos últimos anos, alguns trabalhos forneceram modelos associando o sistema elétrico de potência e a rede de gás natural. Por exemplo, em Skugge (1994), a integração entre os sistemas se dá no estudo de longo prazo e considerando somente o atendimento a demanda de energia elétrica, desprezando a rede elétrica. Em Bezerra (2006), propõem-se um modelo probabilístico, tanto para a análise do modelo hidrológico quando para o modelo de gás nos estudos de longo e médio prazo, analisando as regiões brasileiras; em Unsihuay (2007), uma rede de gás e elétrica simplificada é analisada em um estudo de um dia em base horária.

Neste contexto, a proposta do trabalho aqui apresentado é um modelo integrado para as redes elétrica, de gás natural e a modelagem dos reservatórios de usinas hidrelétricas. Considera-se o modelo das usinas hidrelétricas um modelo linear determinístico, ou seja, as afluências dos reservatórios são assumidas conhecidas durante todo o período de estudo. O modelo do sistema de produção e transporte de gás natural é não-linear, devido à relação não-linear entre o fluxo de gás nos gasodutos e as pressões nos nós. Já a rede elétrica é modelada através de um fluxo de carga CC.

O objetivo do modelo completo é a minimização do custo de operação do sistema elétrico, obedecendo às restrições de transmissão nas linhas da rede elétrica, às limitações hidrológicas dos reservatórios das usinas hidrelétricas e aos limites de produção e transporte de gás natural para as usinas termelétricas. Desta forma, visa-se a uma melhoria na confiabilidade nas análises do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, cujas usinas termelétricas sejam a gás natural como é o caso do sistema eletro-energético brasileiro, já que a modelagem torna-se mais completa, agregando ao modelo, considerações importantes acerca das principais fontes energéticas para geração de energia elétrica.

Sendo assim, o trabalho está organizado da seguinte forma:

- Capítulo 1: trata das mudanças recentes no setor energético no Brasil e no mundo, além da motivação para o trabalho e organização do texto;
- Capítulo 2: discorre sobre o setor energético no mundo e no Brasil através de dados e análises, além de expor características do gás natural como insumo energético, principalmente seu uso para geração de energia elétrica;
- Capítulo 3: mostra uma introdução sobre o setor elétrico brasileiro e conceitua o planejamento da operação do sistema, especialmente o de curto prazo;
- Capítulo 4: expõe em detalhes a metodologia utilizada, com equações e modelos;
- Capítulo 5: revela os resultados obtidos nas simulações utilizando o modelo exposto;
- Capítulo 6: conclusão sobre os estudos realizados;
- Anexos: traz os dados dos sistemas utilizados como testes e algumas tabelas de resultados obtidos.

## **Capítulo 2:**

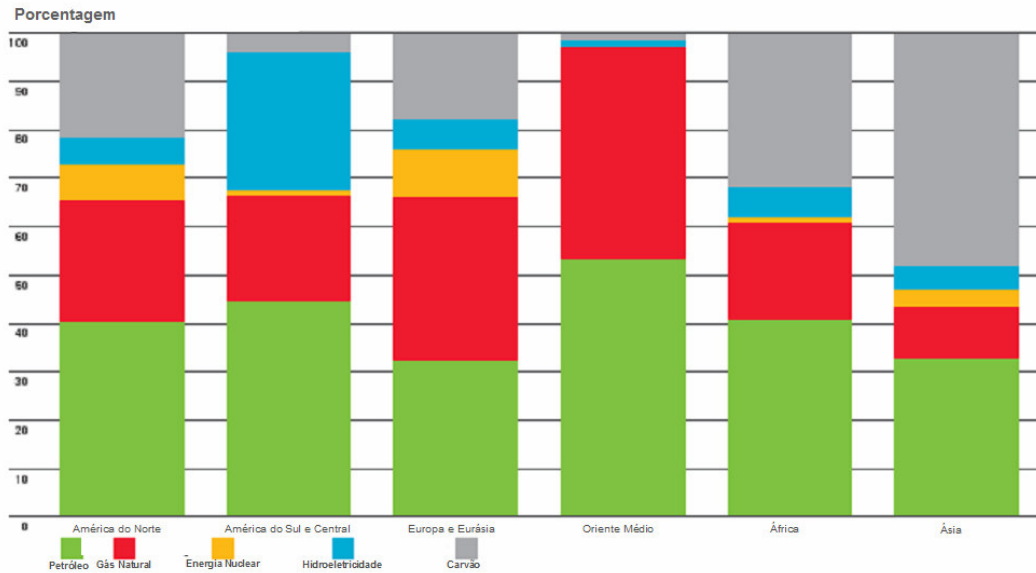
# **SISTEMA ENERGÉTICO NO BRASIL E NO MUNDO**

### ***2.1 INTRODUÇÃO***

O presente capítulo pretende mostrar uma breve visão do sistema energético no mundo e uma análise do setor energético brasileiro. Ainda, procurar-se-á mostrar as características principais do gás natural como insumo energético, especialmente para geração de energia elétrica.

### ***2.2 ENERGIA NO MUNDO***

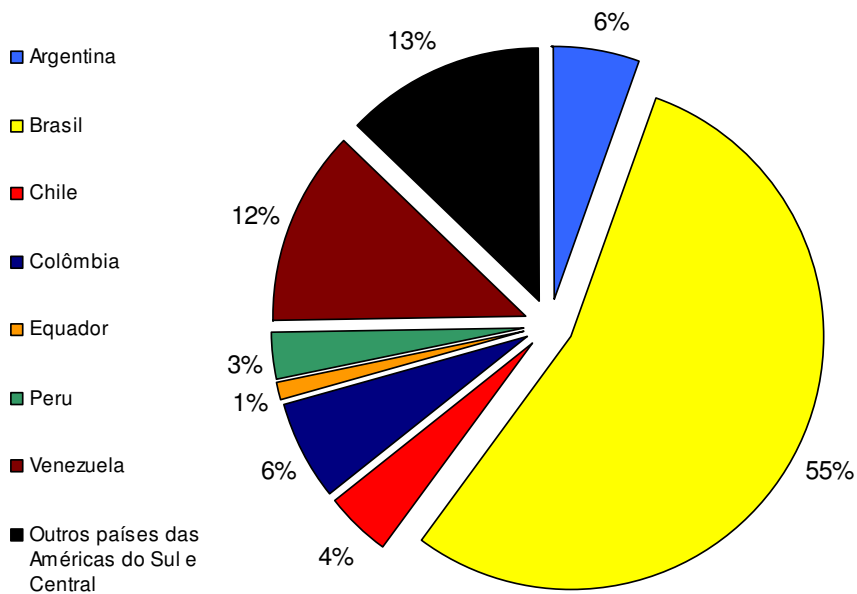
O comportamento padrão de consumo de energia no mundo em 2005 pode ser observado na Figura 1, o que se assume como padrão dos últimos anos, já que uma mudança de padrão de consumo de energia não ocorre em curto espaço de tempo. Fica clara a heterogeneidade do padrão das diferentes regiões do mundo. Enquanto na América do Sul, aproximadamente 30% do consumo energético se dá por meio da hidroeletricidade, no Oriente Médio, como era de se esperar, sendo uma região de vastas reservas de petróleo, mais de 95% do consumo é feito através do petróleo e gás natural. Pode-se ver também que, outras regiões do planeta ainda utilizam demasiado o carvão, como por exemplo, a Ásia, com quase 50% e a África com pouco mais de 30%.



Fonte: British Petroleum (2006)

Figura 1: Padrão de consumo energético mundial por região

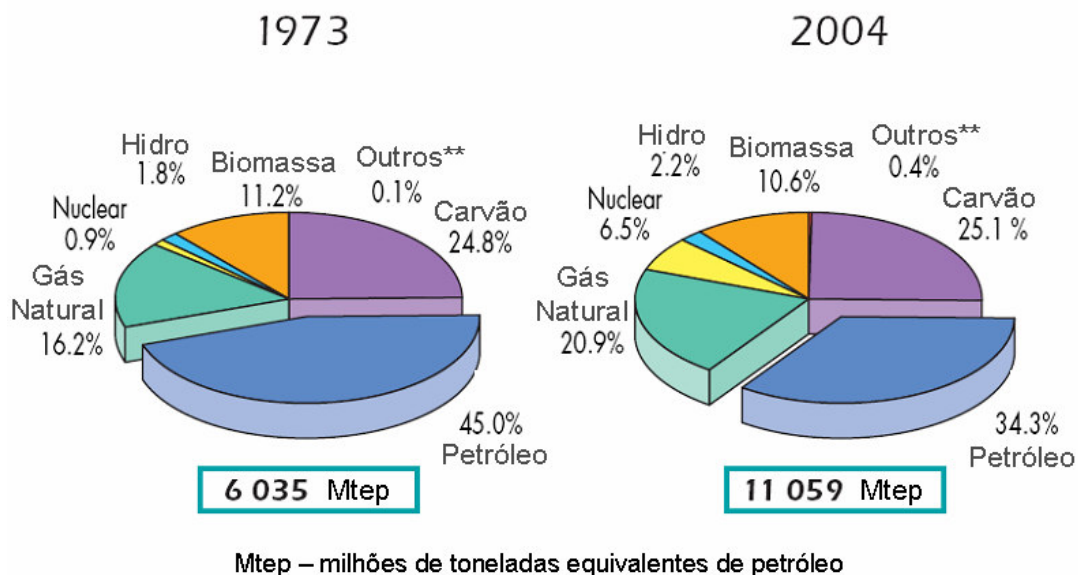
Claramente a América do Sul é a região que mais utiliza a hidroeletricidade no seu balanço energético, sendo que o país que tem maior contribuição nessa alta parcela é o Brasil, como pode ser visto na Figura 2. (BRITISH PETROLEUM, 2006)



Fonte: British Petroleum (2006)

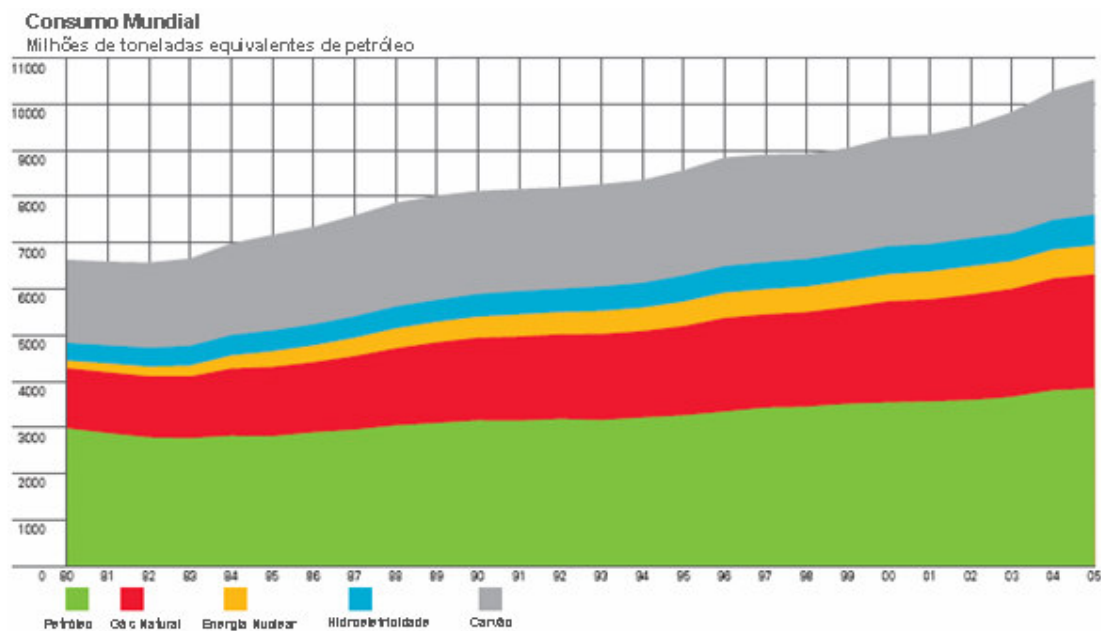
Figura 2: Distribuição da geração hidrelétrica nas Américas do Sul e Central

O petróleo e seus derivados ainda possuem a maior parcela do consumo de energia no mundo, no entanto, fica claro nas Figura 3 e Figura 4, a diminuição percentual da participação do petróleo como fonte de energia nos últimos 30 anos (IEA, 2006). Nota-se também um aumento de participação significativo na produção de gás natural.



\*\* outros incluem geotérmica, solar, eólica, etc...  
 fonte: IEA (2006)

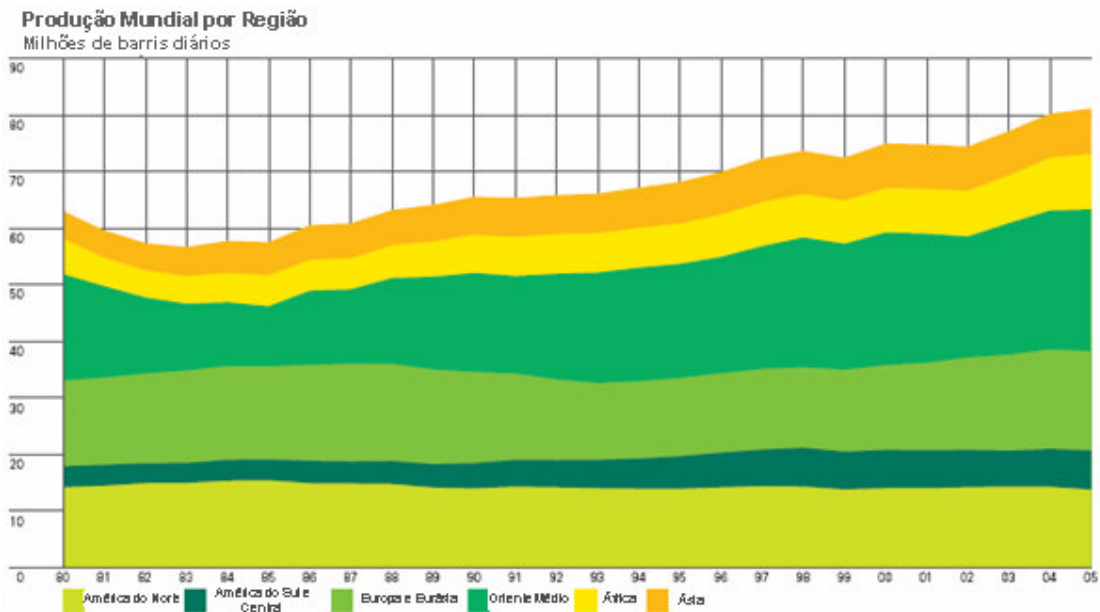
Figura 3: Distribuição de fontes no suprimento energético mundial



Fonte: British Petroleum (2006)

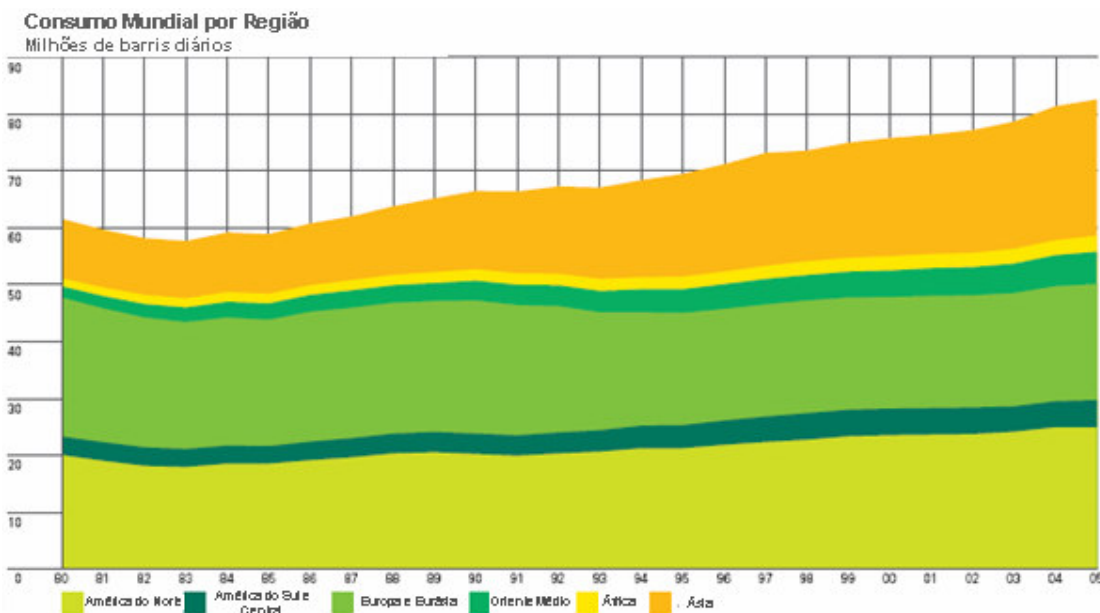
Figura 4: Consumo mundial por fonte energética

Apresentam-se dois gráficos que mostram, respectivamente, a produção (Figura 5) e o consumo (Figura 6) de petróleo nas várias regiões do planeta. É evidente, nos gráficos, que as regiões de maior consumo de petróleo no mundo, no geral, não são as maiores produtoras do insumo. Isso leva à conclusão de que existe um sistema de transporte que supre energeticamente, por exemplo, a Ásia com petróleo produzido no Oriente Médio.



Fonte: British Petroleum (2006)

Figura 5: Produção de Petróleo por região do Planeta

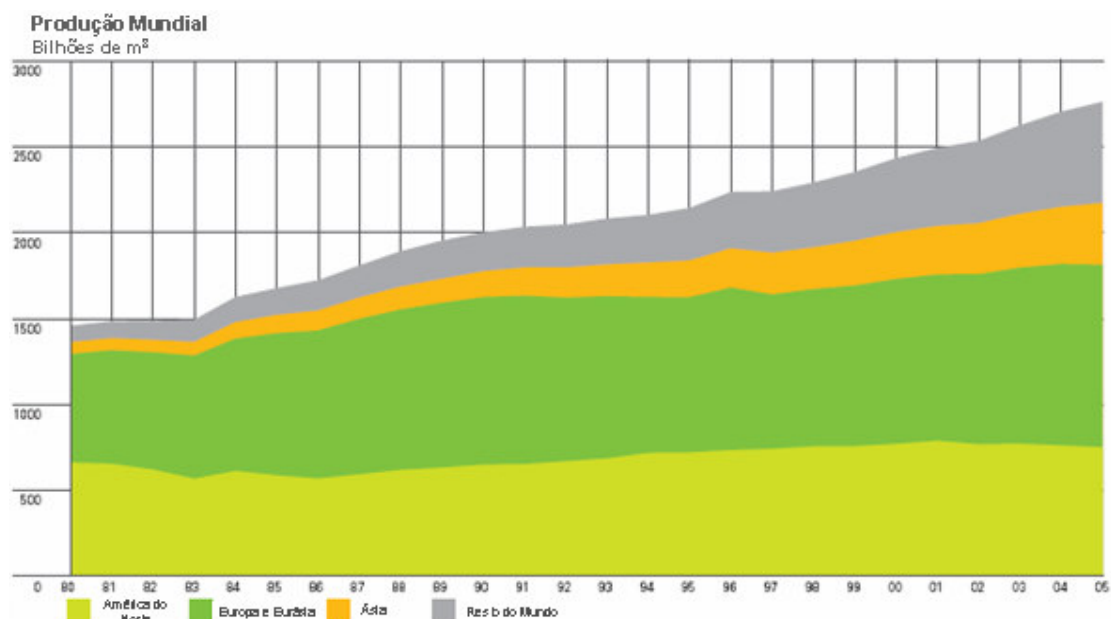


Fonte: British Petroleum (2006)

Figura 6: Consumo de Petróleo por região do Planeta

Esse sistema para transportar fontes de energia de uma região produtora para uma consumidora se torna uma tarefa mais complexa quando tratamos do gás natural, já que por ser de baixa densidade, requer maiores investimentos para viabilização de seu transporte. Há basicamente duas formas de se transportar gás natural: através de gasodutos ou liquefazendo-o e conduzindo esse gás natural liquefeito (GNL) através de navios especialmente construídos para este propósito. Embora o mercado para transporte via GNL esteja em franco crescimento, o custo ainda é bem mais alto, sendo o transporte via gasodutos o mais amplamente feito no mundo.

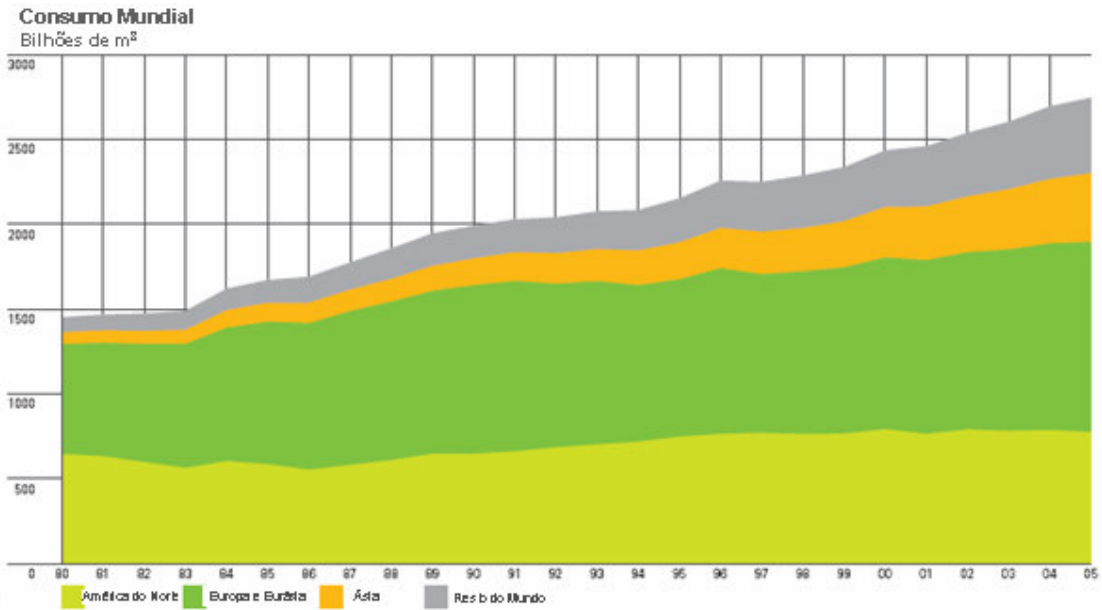
Assim, a produção e consumo regional de gás natural são quase a mesma, ou seja, o que se produz deve-se consumir localmente, já que o transporte a longas distâncias exige investimentos altos. Isso pode ser visto na Figura 7 e na Figura 8.



Fonte: British Petroleum (2006)

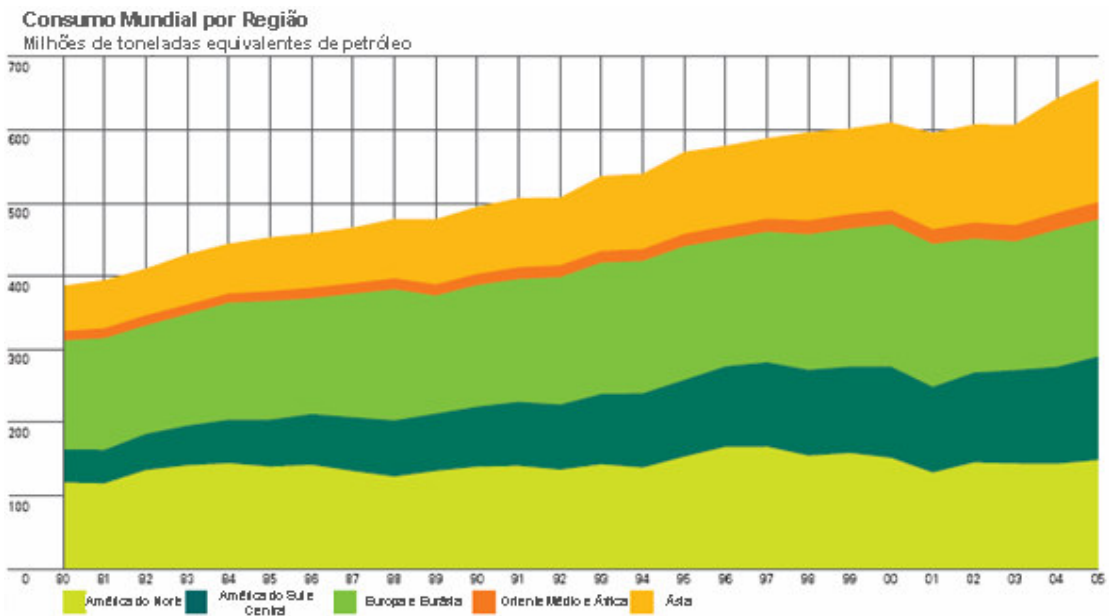
Figura 7: Produção de Gás Natural por região do Planeta

Outra fonte energética de interesse desse trabalho é a geração de eletricidade utilizando a energia potencial da água dos rios, chamada de hidroeletricidade. Como podemos ver, a parcela de hidroeletricidade consumida no mundo é de menos de 3% (Figura 3), segundo a International Energy Agency (IEA, 2006) e cerca de 5% (Figura 4), segundo o relatório da British Petroleum (2006). Mesmo com dados levemente discrepantes, percebe-se que a participação hidroelétrica como fonte de energia mundial é bastante diminuta.



Fonte: British Petroleum (2006)

Figura 8: Consumo de Gás Natural por região do Planeta



Fonte: British Petroleum (2006)

Figura 9: Consumo de Hidroeletricidade no Mundo

No entanto, a Figura 9 mostra um crescimento no consumo de energia hidroelétrica principalmente na Ásia e na América do Sul. O grande crescimento no consumo asiático se deve principalmente ao crescimento da China nos últimos anos, já que a produção anual daquele país é de mais de 350 TWh (dados de 2004) (IEA, 2006), representando 12,6% do consumo de hidroeletricidade do mundo. Isso faz da



China a maior geradora de eletricidade através de fontes hidráulicas do mundo em termos absolutos. Na América do Sul, o crescimento no consumo de hidroeletricidade é devido principalmente à abundância de recursos hídricos ainda disponíveis na região. Os principais países no uso de hidroeletricidade na América do Sul são Brasil, com geração anual de mais de 320 TWh, 11,4% do total mundial, sendo o terceiro, atrás de China e Canadá, em utilização de hidroeletricidade do mundo, e a Venezuela, com geração anual em torno de 70 TWh anual, 2,5% do mundo, o que a deixa em nono na escala mundial de países que mais utilizam hidroeletricidade como fonte de energia.

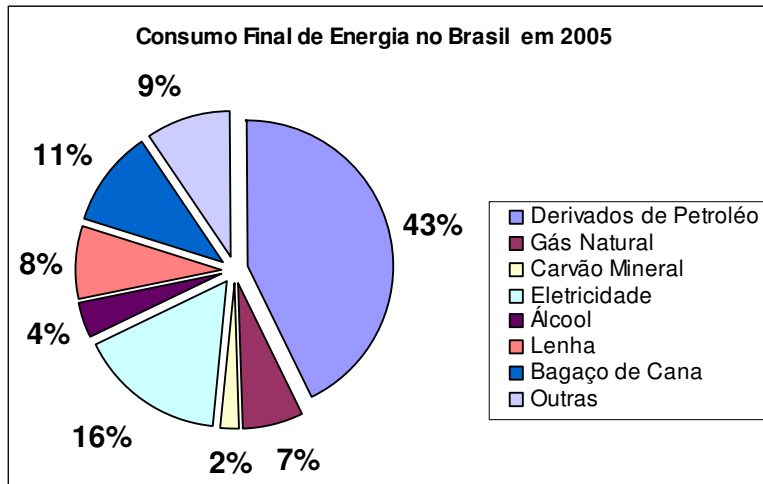
## **2.3 ENERGIA NO BRASIL**

O mapa energético brasileiro possui peculiaridades bem definidas, tanto em relação à distribuição das fontes produtoras, quanto ao perfil de consumo. As fontes energéticas produtoras se encontram, na maior parte dos casos, afastadas dos centros consumidores, como é o caso do petróleo, na Bacia de Campos e da hidroeletricidade, gerada em usinas geralmente em rios distantes das cidades. O gás natural, que vem tendo um crescimento da sua participação na matriz energética brasileira, também se encontra distante dos consumidores, com duas fontes principais: Bacia de Campos e a importação da Bolívia.

Dar-se-á atenção a essas três principais fontes de energia usadas no Brasil, já que outras fontes são usadas marginalmente, em lugares de pouco consumo, como zonas rurais distantes, ou são de tecnologia insipiente, como é o caso da energia eólica ou solar, ou ainda possui uso não consolidado, como é o caso da biomassa.

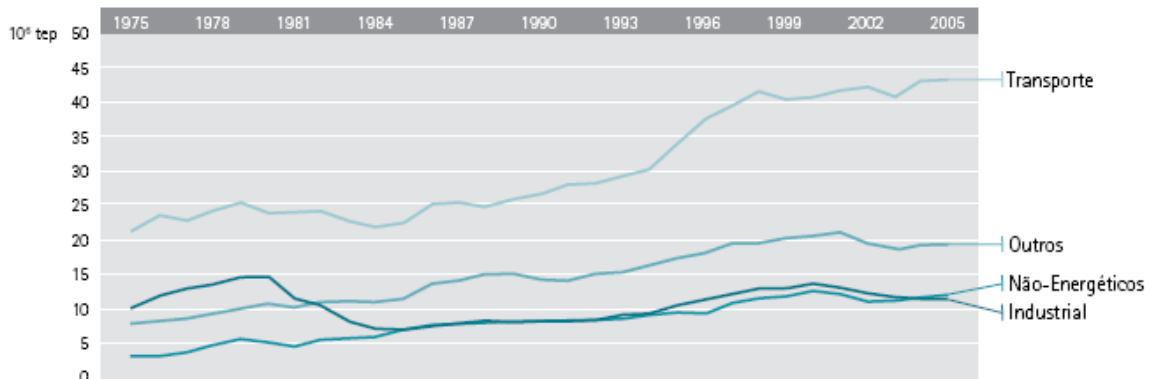
### **2.3.1 Características das principais fontes de energia**

O petróleo, como se vê nas Figura 10 e Figura 11, continua sendo a principal fonte de energia, como ainda é no resto do mundo, usada para diversas atividades da economia. O principal setor a utilizar a energia do petróleo é o setor de transporte, responsável por aproximadamente metade do consumo energético de derivados de petróleo (EPE, 2006).



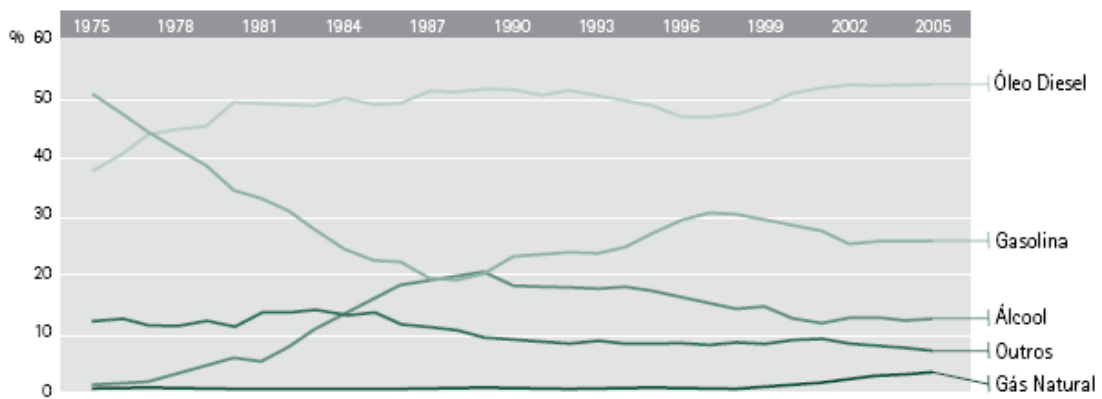
Fonte: EPE (2006)

Figura 10: Consumo final de energia por fonte



Fonte: EPE (2006)

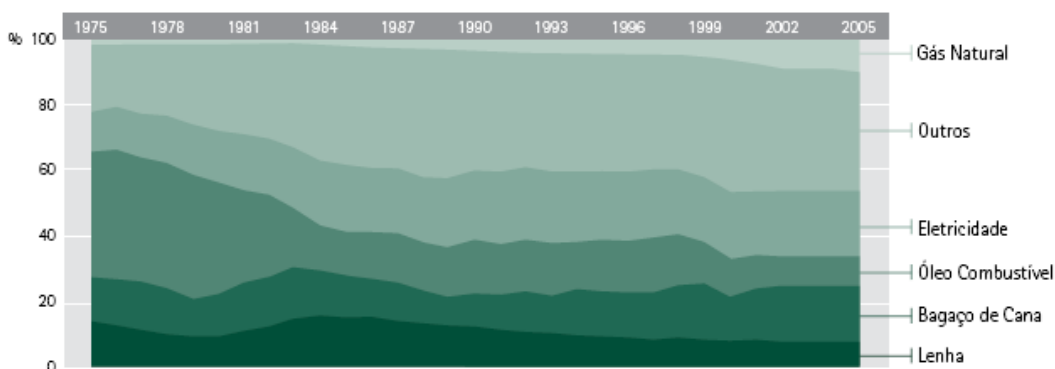
Figura 11: Consumo total de derivados de petróleo e de gás natural por setor, em toneladas equivalentes de petróleo (tep)



Fonte: EPE (2006)

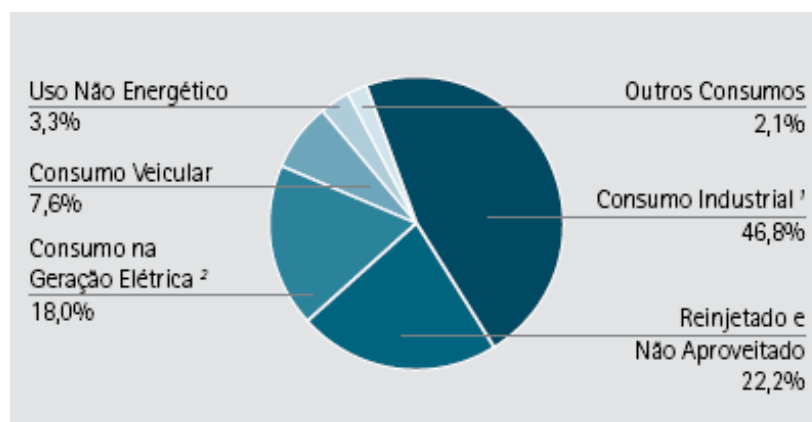
Figura 12: Estrutura de consumo do setor de transporte

O setor industrial é o segundo maior consumidor de derivados de petróleo e gás natural, sendo que na sua estrutura de consumo, mostrada na Figura 13, diferentemente do setor de transporte (Figura 12) que utiliza principalmente óleo diesel e gasolina, predomina o uso de óleo combustível e nos últimos anos tem aumentado a parcela de utilização do gás natural, o que se nota também, porém em menor grau, no setor de transporte.



Fonte: EPE (2006)

Figura 13: Estrutura do Consumo de Energia no Setor Industrial



<sup>1</sup> Setor Industrial: inclui o consumo em refinarias e na exploração e produção de petróleo.

<sup>2</sup> Geração de energia elétrica em centrais elétricas de serviço público e em centrais elétricas autoprodutoras.

Fonte: EPE (2006)

Figura 14: Perfil do consumo de gás natural no Brasil – 2005

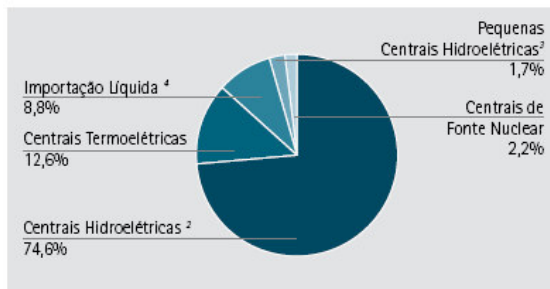
No que tange ao uso do gás natural, além do setor industrial, políticas energéticas passadas incentivaram o uso dessa fonte para geração de energia elétrica através de termelétricas de ciclo simples, usando o gás como combustível, ou de ciclo combinado com turbinas a gás e a vapor. O consumo de gás para geração de energia elétrica passou de 976 milhões de m<sup>3</sup> em 2000 para 4,5 bilhões de m<sup>3</sup> em 2005. Pode-se ver na Figura 14 o perfil de consumo de gás natural no Brasil em 2005. Nota-se que

aproximadamente 65% do consumo são nos setores industrial e de geração elétrica, se considerarmos somente o gás aproveitado, essa parcela passa de 83% (EPE, 2006).

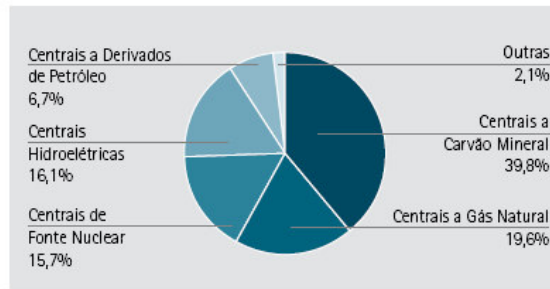
Assim, observa-se que os setores elétricos e de gás natural estão fortemente interseccionados, de forma mais quantitativa no setor de gás natural enquanto que de forma qualitativa no setor elétrico. O setor elétrico é influenciado pelo abastecimento de gás por se tratar de aumento no risco de déficit, mesmo que isso não cause, no geral, uma falta de energia imediata. Já para o setor de gás o setor elétrico tem influência imediata, pois uma demanda inesperada de gás para as termelétricas pode sim causar um desabastecimento.

Além da influência do setor de gás natural, o setor elétrico brasileiro possui uma grande dependência da sua hidrologia. Na Figura 15, sobre oferta de energia elétrica, podem-se comparar os tipos de fonte de geração no Brasil, onde mais de 75% da geração de eletricidade se dá por meio hidráulico, e no resto do Mundo, onde esse percentual não chega a 17%.

Estrutura da oferta interna <sup>1</sup>  
Brasil 2005



Estrutura da oferta segundo a Fonte de Geração  
Mundo 2005



<sup>1</sup> Inclui centrais elétricas autoprodutoras.

<sup>2</sup> Centrais hidroelétricas são aquelas com potência superior a 30 MW.

<sup>3</sup> Pequenas centrais hidroelétricas são aquelas com potência igual ou inferior a 30 MW.

<sup>4</sup> A importação inclui a parcela paraguaia de Itaipu.

Fonte: EPE (2006)

Figura 15: Estrutura da oferta de energia no Brasil e no Mundo

Essa dependência de centrais hidrelétricas leva a um planejamento que necessariamente considera os níveis de reservatórios hídricos futuros, o que já é feito atualmente. O que se pretende é mostrar, neste trabalho, a importância da inclusão de considerações acerca de restrições e peculiaridades do setor de gás natural, o qual tem crescido em importância para o setor elétrico brasileiro nos últimos anos.

## **2.4 GÁS NATURAL**

O gás natural tem se tornado cada vez mais utilizado como combustível energético. Algumas características positivas do gás como os baixos índices de emissão de poluentes, em comparação a outros combustíveis fósseis, rápida dispersão em caso de vazamentos e os baixos índices de odor e de contaminantes são, em grande parte, responsáveis pelo aumento de seu uso no cenário energético global. Ainda, em relação a outros combustíveis fósseis, o gás natural apresenta maior flexibilidade, tanto em termos de transporte como de aproveitamento (ANEEL, 2005).

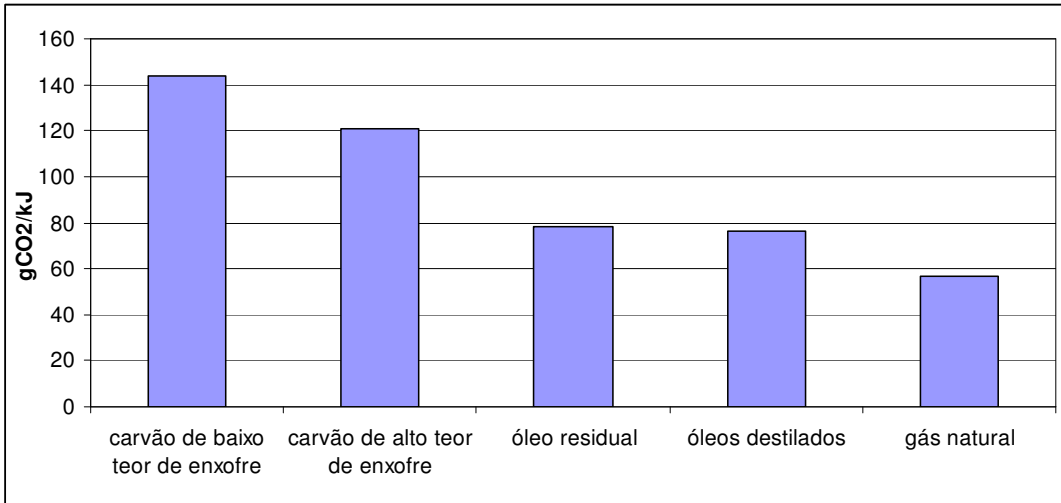
Além de insumo básico da indústria gasoquímica, o gás natural tem-se mostrado cada vez mais competitivo em relação a vários outros combustíveis, tanto no setor industrial, de transporte, como também na geração de energia elétrica. Nesse último caso, a inclusão do gás natural na matriz energética nacional, conjugada com a necessidade de expansão do parque gerador de energia elétrica e com o esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país, tem despertado o interesse de analistas e empreendedores em ampliar o seu uso na geração termelétrica.

A seguir serão mostradas algumas características energéticas, econômicas e de segurança do combustível gás natural, especialmente no seu uso para geração de eletricidade.

### **2.4.1 Características Principais**

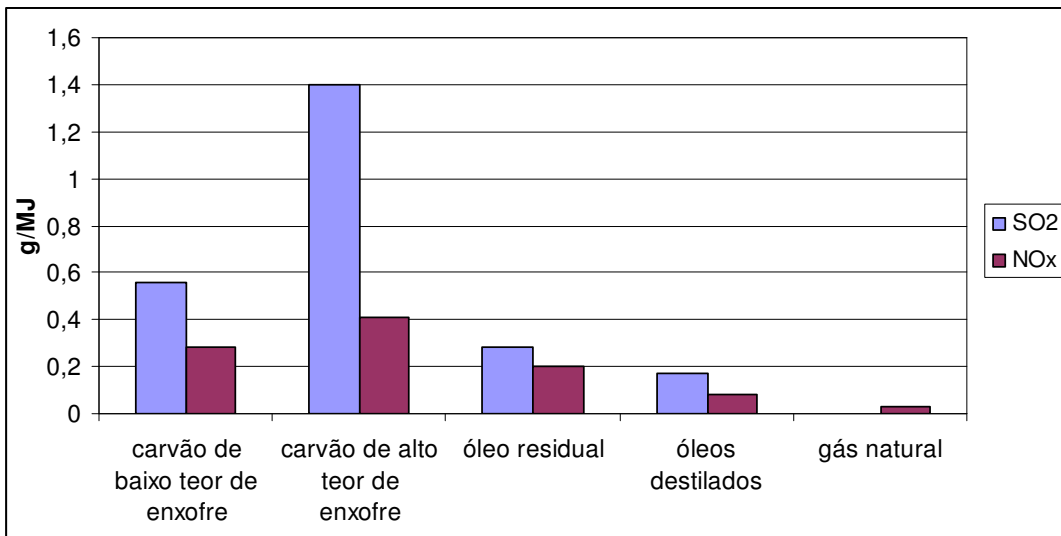
A ausência de compostos sulfurosos e nitrogenados em sua composição proporciona uma combustão livre da emissão de dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>, gás que contribui para a chuva ácida), e uma menor taxa de emissão de óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>, gás que ataca a camada de ozônio) em relação a outros combustíveis. Como a combustão do gás natural é mais completa, a emissão de monóxido de carbono (CO) é baixíssima. As Figura 16, Figura 17 e Figura 18 mostram uma comparação entre emissões de vários combustíveis (MELO, 2006).

Outra característica importante do gás natural se refere à segurança, pois em caso de vazamentos, a dispersão do gás ocorre rapidamente, diminuindo os riscos de acidentes. O gás natural possui densidade bem mais baixa do que o ar, fazendo com que ele suba e se disperse rapidamente, proporcionando maior segurança no uso.



Fonte: Melo (2006)

Figura 16: Emissões de gás carbônico (CO<sub>2</sub>)

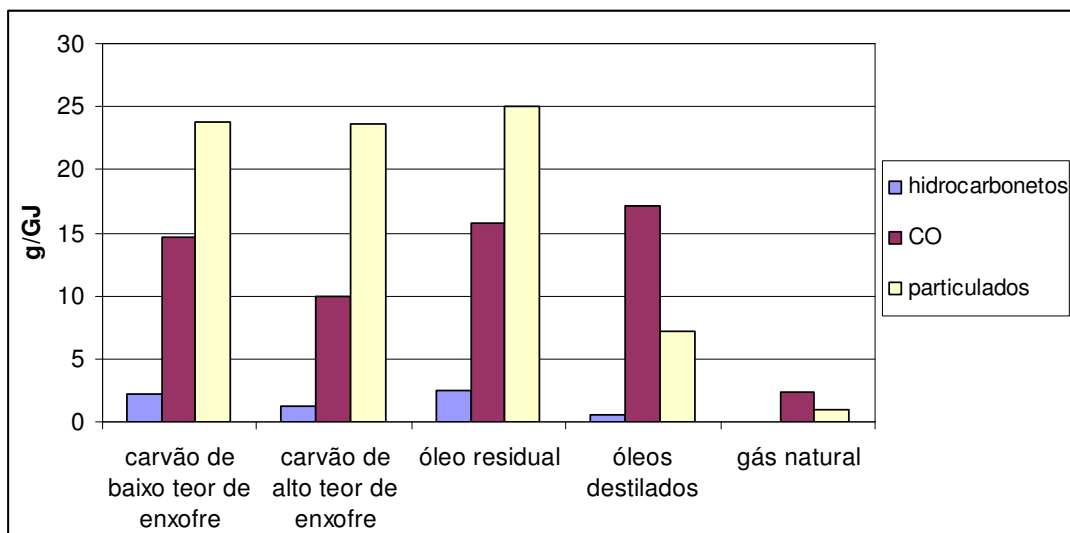


Fonte: Melo (2006)

Figura 17: Emissões de óxido de enxofre (SO<sub>2</sub>) e nitratos (NO<sub>x</sub>)

Além das vantagens ambientais e de segurança operacional citadas, o gás natural possui flexibilidade na utilização. A combinação do gás com o ar é suficiente para prover o atendimento energético à determinada potência. A alimentação de gás via gasoduto ou tanques de armazenamento (pressurizado ou liquefeito), é suficiente para proporcionar atendimento a demanda energética e oferecer uma ampla faixa de potência com o mesmo equipamento e a mesma qualidade. Um mesmo gasoduto a qualquer pressão ou um mesmo tanque de qualquer capacidade pode abastecer

qualquer consumo e qualquer equipamento diretamente utilizando somente uma válvula redutora de pressão ou um vaporizador (MELO, 2006).



Fonte: Melo (2006)

Figura 18: Emissões de hidrocarbonetos não queimados, monóxido de carbono (CO) e particulados.

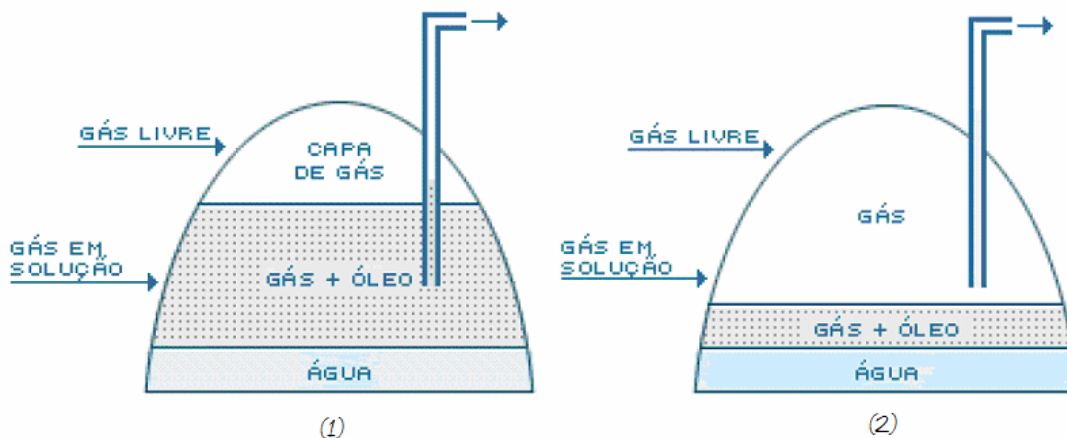
### 2.4.2 Produção e transporte

A produção de gás natural se dá da mesma forma que a produção de petróleo, ou seja, há necessidade de uma exploração subterrânea a fim de encontrar reservatórios onde estão presentes os combustíveis fósseis. Os reservatórios são compostos de camadas, sendo a superior onde se encontra o gás, mais leve, e logo abaixo, o óleo, mais pesado. Denomina-se gás associado o gás extraído de um poço de petróleo, e gás não-associado o gás produzido a partir de reservatórios onde a maior parte do poço contém gás. A Figura 19 mostra a diferença básica entre o gás associado (1) e o gás não-associado (2).

As maiores ocorrências de gás natural no mundo são de gás não associado, o que significa dizer que a grande produção é feita em poços onde o gás ocupa o maior volume.

No Brasil, apesar de recentes descobertas na Bacia de Santos indicarem grande quantidade de gás, não há ainda um grande reservatório em produção. Atualmente os grandes poços produtores de gás no Brasil são os poços de petróleo localizados na Bacia de Campos, sendo, o gás produzido, portanto, gás associado. A

principal fonte de gás para o Brasil é a Bolívia. Através do Gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol), os estados do Sudeste e Sul brasileiros são abastecidos com gás boliviano.



Fonte: Melo (2006)

Figura 19: Esquema típico de reservatório de petróleo (1) e gás natural (2)

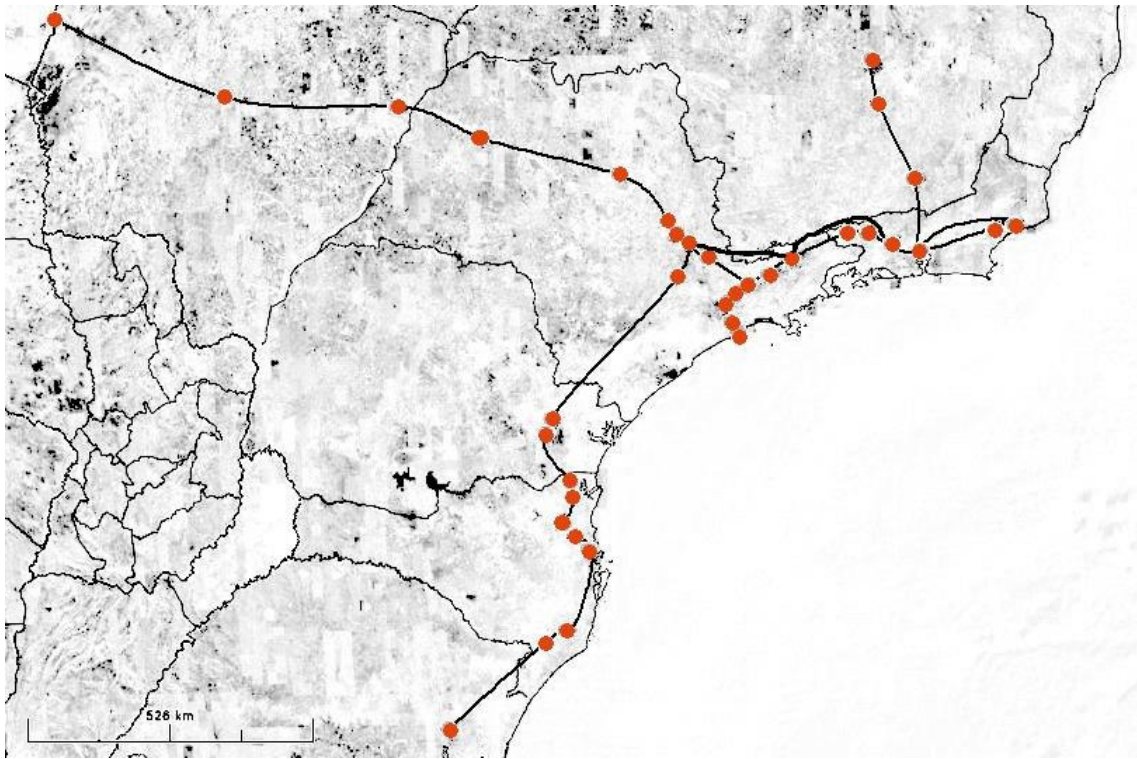
O gás natural geralmente é transportado via dutos, porém podem-se utilizar navios que levam o gás natural liquefeito (GNL) do poço produtor ao mercado consumidor. Uma unidade de liquefação faz o resfriamento do gás à  $-161^{\circ}\text{C}$ , ponto em que ele se torna líquido, com uma redução de volume de 600 vezes. De forma inversa, um outro terminal de gaseificação retorna o gás natural para seu estado gasoso, injetando-o nos gasodutos existente ou fornecendo diretamente ao consumidor (DANTAS, 2006).

Entretanto, esse método exige elevados investimentos além de perdas da ordem de 10 a 15% do gás durante o processo enquanto que no transporte por gasodutos as perdas são da ordem de 1 a 2%. Isto faz com que a escolha do GNL fique restrita aos casos em que gasodutos não são praticáveis tecnicamente (travessias de mares profundos), ou onde as distâncias de transporte tornem os gasodutos antieconômicos. Na atual tecnologia, a partir de 4 mil quilômetros, os custos de um sistema de GNL tornam-se compatíveis com os de transporte em gasodutos.

No Brasil, o fornecimento de gás natural ocorre por meio de uma rede de gasodutos onde o principal é o Gasbol com mais de 3.000 km de extensão e capacidade para pouco mais de 30 milhões de  $\text{m}^3/\text{dia}$ . (GASBOL-1, 2007) A rede de gasodutos brasileira se completa com os gasodutos da Petrobras Transporte S.A (Transpetro), formando uma rede interligada de mais de 4.000 km no Sudeste e Sul do país (Figura 20). Há também a rede de gasodutos do Nordeste, porém essa ainda não está interligada à rede do Sudeste nem ao Gasbol, embora já existam estudos para



interligação (TRANSPETRO-1, 2007).



Fonte: O autor (2008)

Figura 20: Rede de gasodutos do Sudeste e Sul do Brasil

A operação dos gasodutos é descentralizada, sendo cada empresa responsável pela sua rede. A Transpetro responde pelo transporte de cerca de 35 milhões de metros cúbicos diários de gás natural através da operação de 2.968 km de gasodutos, 14 pontos de recebimento e 75 pontos de entrega (TRANSPETRO-2, 2007). A operação do Gasbol é feita pela TBG através de uma central de operação no Rio de Janeiro, de onde se monitora todo o gasoduto através do sistema de monitoramento Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados (SCADA). O Gasbol transporta cerca de 30 milhões de metros cúbicos por dia para 36 estações de entrega (GASBOL-1, 2007).

## **Capítulo 3**

# **PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO**

### ***3.1 INTRODUÇÃO***

Como vimos nos capítulos anteriores, o Brasil possui, no setor de energia elétrica, uma estrutura de fontes primárias diferenciada do resto do mundo. No Brasil, a maior parte da energia elétrica é gerada através da hidroeletricidade, sendo complementada pela geração térmica, a qual tem sua principal fonte primária o gás natural. O presente capítulo discorrerá sobre os conceitos do planejamento da operação do sistema elétrico, iniciando com uma breve introdução às principais formas de geração de energia elétrica usadas no Brasil, passando posteriormente aos conceitos de planejamento da operação de longo prazo e curto prazo, posteriormente apresentar-se-ão os modelos usados no planejamento, especialmente os procedimentos de análise do ONS.

### ***3.2 GERAÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL***

A eletricidade tornou-se ao longo dos anos uma das mais versáteis e indispensáveis formas de energia que o homem inventou, passando a ser recurso estratégico para praticamente toda a humanidade. Atualmente, praticamente todo o desenvolvimento tecnológico de um país pressupõe a existência de energia elétrica como suprimento. Podem-se exemplificar os diversos equipamentos eletrônicos presentes nas residências, comércios, hospitais, escolas, e outros locais da sociedade, os quais são, em alguns casos, indispensáveis.

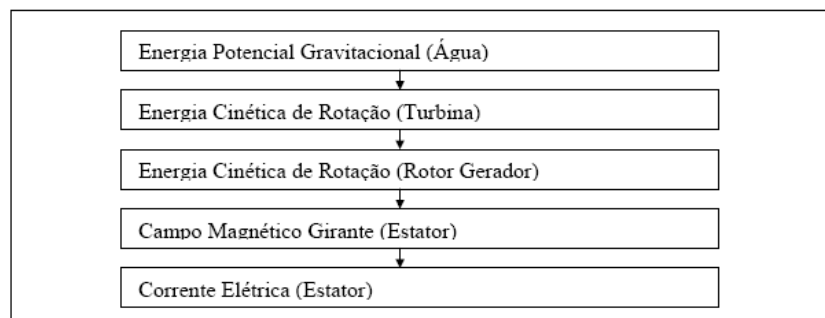
Entretanto, a energia elétrica não é uma energia primária, ou seja, ela não é encontrada na natureza pronta para o consumo, como é o caso do carvão, por exemplo. Assim, alguma fonte primária de energia deve ser usada para a geração de

eletricidade. As mais comuns são as águas dos rios, o vapor de água, o gás natural, o vento, a energia solar, entre outras. Na geração térmica a vapor, necessita-se obviamente de uma fonte para aquecimento da água até seu estado gasoso, assim faz-se uso do óleo combustível, carvão, energia nuclear, gás natural, entre outras fontes. No Brasil, as fontes mais usadas para geração elétrica são, em ordem de importância, fonte hidráulica, isto é, usinas hidrelétricas, fonte térmica a gás natural, fonte térmica a vapor, usando gás natural (no caso de térmicas de ciclo combinado), combustível nuclear, carvão, óleo combustível ou diesel. Pode-se citar também, porém com participação ainda marginal, o uso do biocombustível, principalmente o bagaço de cana de açúcar, e as centrais eólicas (ANEEL, 2005)

Em uma visão global do sistema de geração elétrica no Brasil, os grandes atores são indubitavelmente, as usinas hidrelétricas e as usinas termelétricas. Sendo que essas últimas a partir da década 90, se tornaram mais importantes, e, atualmente, a maioria delas utiliza o gás natural como combustível. Desta forma, daremos ênfase nas duas principais fontes primárias de energia usadas no Brasil para geração de eletricidade: a energia hidráulica e o gás natural.

### 3.2.1 Hidroeletricidade

Hidroeletricidade é a denominação da energia elétrica gerada a partir do aproveitamento de um potencial gravitacional de um fluxo d'água. Basicamente seu princípio de funcionamento consiste no fato de que, uma vez captada, a água deve ser conduzida por dutos até uma turbina, que possui um eixo solidário a um gerador elétrico. Uma vez que a água movimentada esta turbina, gira-se o rotor do gerador, induzindo uma corrente elétrica em seu estator. Desta forma, obtém-se uma conversão energética que pode ser esquematizada como exposto na Figura 21 (RIBEIRO, 2003).



Fonte: Ribeiro (2003)

Figura 21: Cadeia energética de uma usina hidrelétrica

Por esse motivo, a implantação de uma usina hidrelétrica consiste numa obra de engenharia que provoca extensas alterações no meio natural. Estes empreendimentos alteram o meio ambiente regional, afetando ecossistemas, condições sociais, econômicas e culturais. Além disso, por ser uma obra geralmente de grande porte, o tempo de construção é longo e o investimento econômico é alto.

Apesar dos impactos ambientais e do alto custo, há uma grande predominância no uso da energia hidroelétrica no Brasil devido à privilegiada hidrologia brasileira. A capacidade instalada em hidroeletricidade é da ordem de 77 GW, o que representa cerca de 77 % da geração de eletricidade brasileira, feita através de usinas hidrelétricas, seja de grande porte ou de pequeno porte (PCH's). Poucos países no mundo possuem essa característica, como exemplo pode-se citar a Noruega e o Canadá. (ANEEL, 2005).

Essa característica torna a geração de energia elétrica no Brasil bastante econômica já que o custo do combustível, no caso de usinas hidrelétricas é baixo. Porém exige um planejamento maior, tanto na expansão, devido às usinas hidrelétricas demandarem um maior tempo de construção, quanto na operação do sistema, pois diversas restrições dos reservatórios e dos rios devem ser obedecidas.

Embora o interesse aqui seja as grandes usinas, existem no país diversas pequenas centrais hidrelétricas (PCH), que são usinas hidrelétricas de até 30 MW, as quais não necessitam de investimentos tão vultuosos e demandam menor tempo de construção, além de causar um impacto ambiental bem menor. As PCH's tiveram um incentivo governamental com o PROINFA, acrescentando 1191,24 MW ao sistema, por meio de 63 pequenas centrais que entrariam em operação em 2007 (ELETROBRÁS, 2007).

### **3.2.2 Termoeletricidade**

A geração de energia termelétrica é a denominação do uso do vapor ou de algum combustível de combustão para produzir trabalho em uma turbina que está associada a um gerador elétrico, gerando assim eletricidade. O método mais comumente usado é a geração a vapor. Utiliza-se um combustível numa caldeira, aquecendo água e produzindo vapor super aquecido e de alta pressão. Através da redução da pressão desse vapor numa turbina, que está ligada mecanicamente a um gerador elétrico, transforma-se a energia interna (entalpia) do vapor em energia cinética e no gerador essa energia cinética é transformada em eletricidade. (LORA, 2004)

É comum também a geração de eletricidade em turbinas a gás, onde a queima do gás produz uma expansão do ar fazendo girar a turbina, que também está mecanicamente ligada ao gerador. Normalmente, nas usinas termelétricas mais recentes, tem se adotado o ciclo combinado de geração, o qual é a combinação da geração térmica a gás com a geração térmica a vapor. Nessa combinação, os gases exaustos da turbina a gás auxiliam no aquecimento da água que será usada na turbina a vapor, aumentando assim a eficiência do conjunto.

Além dos modelos citados, há a geração térmica nuclear, cuja diferença básica para a térmica a vapor convencional é o uso da fissão nuclear para gerar calor na caldeira. As usinas termonucleares sofrem diversas críticas principalmente pelo aspecto de impacto ambiental, embora recentemente se estude um novo incentivo pela sua utilização. A motivação para isso são preocupações acerca de emissões de CO<sub>2</sub>, já que as usinas nucleares emitem muito menos gás carbônico do que as térmicas convencionais, sendo, portanto menos prejudiciais no que se refere ao aquecimento global.

### **3.2.3 Outras fontes de geração**

Além das tradicionais fontes hidroelétrica e térmica, há, no Brasil, outras fontes usadas para produzir energia elétrica, como fontes eólica e solar. Entretanto essas fontes se encontram ainda em estágio incipiente de utilização. As usinas eólicas receberam um grande incentivo nos últimos anos que foi a instituição do PROINFA, que tem garantido a instalação de mais de 1100 MW em centrais eólicas. Até dezembro de 2007, segundo a Eletrobrás, 54 usinas eólicas seriam concluídas, adicionando 1422,92 MW ao sistema interligado nacional (ELETROBRÁS, 2007)

A energia eólica é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre através da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de energia elétrica, ou através de cataventos e moinhos para trabalhos mecânicos, como bombeamento de água.

O acréscimo de geração eólica proporcionado pelo PROINFA ainda representa uma parcela pequena do total de geração no Brasil, porém estima-se, através de algumas medidas precisas de vento realizadas recentemente em diversos pontos do território nacional, a existência de um imenso potencial eólico ainda não explorado, principalmente no Nordeste. (CBEE, 2007)

Além das centrais elétricas, pode-se citar a energia solar, já que o Brasil possui uma grande incidência de raios solares durante todo o ano, tendo, portanto um grande potencial nessa área. Os maiores potenciais nesse ramo de energia são na utilização da energia solar como fonte de calor em substituição a aquecedores e chuveiros elétricos. Como fonte de geração de energia elétrica, a tecnologia fotovoltaica tem um custo ainda proibitivo para utilização em grande escala, ficando, assim restrita a pequenos usos principalmente em áreas isoladas.

### **3.3 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO**

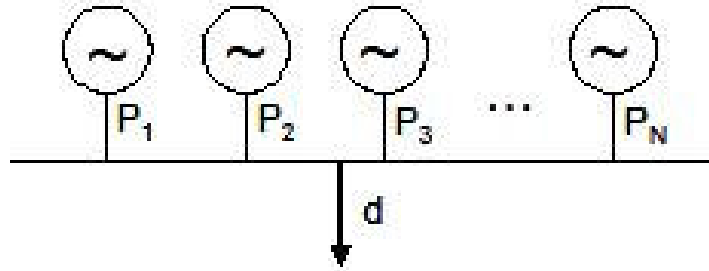
Como mencionado anteriormente, um sistema elétrico hidrotérmico, como é o caso do sistema brasileiro, torna o planejamento da expansão e operação mais complexo. São feitos estudos de longo e curto prazo para definição dos despachos por fonte de geração elétrica e por usinas, objetivando o cenário mais econômico, obedecendo às restrições operativas do sistema.

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o agente responsável pela realização desses estudos e definição do cenário operativo do sistema elétrico.

Nesse item do capítulo, mostrar-se-á primeiramente como são feitos os estudos em sistemas puramente térmicos, pois a simplicidade desses sistemas facilita o entendimento teórico. Em seguida, serão comentados alguns métodos mais comuns de modelagem e solução dos sistemas hidrotérmicos.

#### **3.3.1 Despacho Econômico de Sistemas Térmicos**

A Figura 22 mostra uma configuração que será estudada nesta seção. Este sistema consiste de  $N$  usinas térmicas conectadas numa barra com uma carga  $d$ . Para cada usina, existe um fator  $c_i$ , representando a taxa de custo de geração ( $\$/$ unidade de energia elétrica, por exemplo, MWh) de cada unidade geradora. A restrição básica desse sistema é satisfazer o balanço de potência, ou seja, a soma das potências geradas nas usinas deve ser igual à carga (WOOD, 1996)



Fonte: Wood (1996)

Figura 22: Modelo do despacho de usinas térmicas em uma barra

Matematicamente o problema consiste em minimizar uma função objetivo,  $F_T$ , que é igual à soma dos custos de geração das usinas, satisfazendo a restrição de balanço de potência entre potência gerada e demandada. Nessa simplificação, pode-se notar que nenhuma perda de transmissão ou limite operativo foi considerado. Além disso, desconsideram-se também, neste caso, os tipos de usina termelétrica, sendo cada uma delas apenas uma injeção de potência no sistema.

$$\min F_T = F_1(P_1) + F_2(P_2) + F_3(P_3) + \dots + F_N(P_N) = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (3.1)$$

$$\phi = d - \sum_{i=1}^N P_i = 0$$

A fim de garantir uma solução ótima para o problema formulado em (3.1), utiliza-se a função Lagrangeana mostrada abaixo:

$$L = F_T + \lambda \phi$$

onde  $\lambda$  é o multiplicador de Lagrange.

A condição necessária para a solução ótima é quando a primeira derivada em relação a cada variável independente da função Lagrangeana for igual a zero, ou seja,  $\nabla L = 0$ . Neste caso, haverá  $N+1$  variáveis:  $N$  valores de potência de saídas das usinas,  $P_i$ , mais o multiplicador de Lagrange,  $\lambda$ . A derivada da função Lagrangeana em relação ao multiplicador de Lagrange é simplesmente a função restrição. Já as derivadas em relação à potência de saída de cada usina, são mostradas nas equações abaixo.

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda = 0$$

Isso significa que a condição necessária para a existência de uma solução de mínimo custo de operação para o sistema de potência puramente térmico é que a taxa de custo incremental de todas as usinas deve ser igual a um valor  $\lambda$ . Deve-se,

obviamente, adicionar a equação do balanço de potência e as restrições operativas de cada usina, as quais acrescentarão inequações ao sistema.

$$\begin{aligned} \frac{dF_i}{dP_i} &= \lambda \\ P_{i\min} &\leq P_i \leq P_{i\max} \\ \sum_{i=1}^N P_i &= d \end{aligned} \tag{3.2}$$

No caso acima descrito (3.2) não foram consideradas as perdas elétricas na rede de transmissão. A rede de transmissão representa um elemento importante na definição da estratégia de operação do sistema elétrico. Limitações na capacidade transmissão interferem na otimização da operação do sistema, introduzindo custos adicionais (custo de congestionamento) resultantes da impossibilidade de se utilizar as fontes de energia de menor custo. Por outro lado, o sistema de transmissão permite a troca de energia entre regiões do sistema (ou sub-mercados), que permitem uma melhor utilização dos recursos energéticos disponíveis nessas regiões. Esse último papel do sistema de transmissão é particularmente importante no caso de sistemas hidrotérmicos (FALCÃO, 2005).

O problema de operação econômica em sistemas termelétricos, modelando a rede de transmissão, é ilustrado na Figura 23. Neste problema, N geradores devem atender uma carga composta por k componentes, interligados por um sistema de transmissão.



Fonte: Falcão (2005)

Figura 23: Modelo com representação da Rede de Transmissão

Acrescenta-se, neste caso, uma variável ao sistema de equações mostrado em (3.2), que são as perdas no sistema de transmissão ( $P_{perdas}$ ), as quais o balanço de potência terá que satisfazer. Assim, o sistema fica como mostrado em (3.3).



$$\sum_{j=1}^K d_j + P_{perda} - \sum_{i=1}^N P_i = \phi = 0$$

Fazendo  $\nabla L = 0$  ter-se-á:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i}{dP_i} - \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_{perdas}}{\partial P_i} \right) = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = \phi$$

ou

$$\frac{dF_i}{dP_i} + \lambda \frac{\partial P_{perdas}}{\partial P_i} = \lambda$$

$$\sum_{j=1}^K d_j + P_{perdas} - \sum_{i=1}^N P_i = 0$$

(3.3)

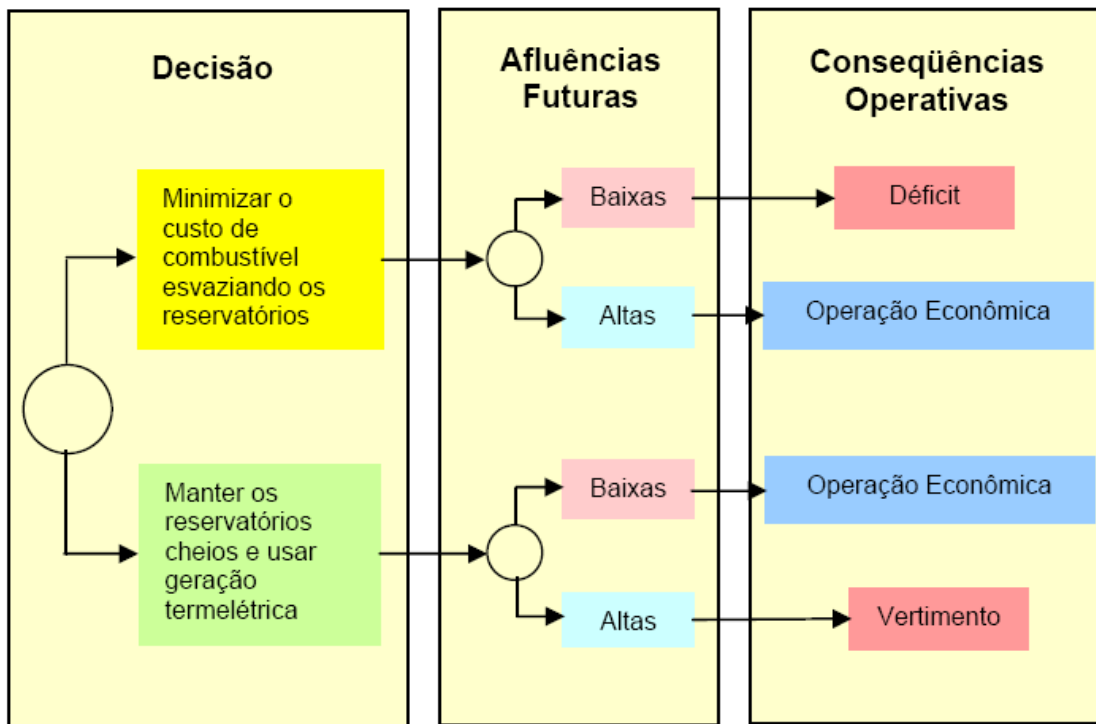
### 3.3.2 Coordenação em Sistemas Hidrotérmicos

A coordenação da operação de sistemas que possuem usinas hidroelétricas para geração de energia geralmente é bastante mais complexa do que o despacho de sistemas puramente termelétricos. A razão dessa maior complexidade está no acoplamento entre as usinas hidrelétricas, tanto eletricamente (alimentando as mesmas cargas), como hidraulicamente (podem estar na mesma cascata de um rio), isto é, a mesma porção de água que gera energia em uma usina será fonte de energia para outra usina à jusante. Há também restrições dos reservatórios quanto à navegação, irrigação, centros recreativos e à pesca. Descargas de grande volume de água também não devem ocorrer, pois podem causar efeitos danosos à jusante. (WOOD, 1996)

Na operação econômica de sistemas hidrotérmicos, as decisões tomadas em um determinado instante de tempo têm influência importante no desempenho do sistema em instantes futuros, ou seja, existe um acoplamento temporal no problema. Este fato é ilustrado na Figura 24, na qual uma decisão tomada no início do período de estudo apresenta diferentes resultados, dependendo das afluições que venham a ocorrer no período (FALCÃO, 2005).

Uma forma de tratar a complexidade do problema do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é através de estudos de longo, médio e curto prazo para determinar o despacho econômico. Os estudo de longo ou médio prazo se concentram na otimização da coordenação hidrotérmica em um ou mais anos de

estudo (ciclos hidrológicos), sendo comum estudos de 5 anos, em base semanal ou mensal (SOARES, 1995).



Fonte: Falcão (2005)

Figura 24: Acoplamento Temporal em sistemas hidrotérmicos

Esses estudos envolvem previsão da disponibilidade da água dos reservatórios das usinas, considerando os efeitos das estações do ano, baseando-se em análise meteorológicas e estatísticas. Podem-se utilizar usinas térmicas para geração de eletricidade em detrimento às hidrelétricas para garantia futura de água nos reservatórios, ou utilizar a energia dos reservatórios considerando que há disponibilidade e previsão de reposição futura. Todas essas decisões baseiam-se em probabilidade e resultam em uma política básica de operação, sendo posteriormente detalhada nos estudos de curto prazo.

Já os estudos de curto prazo visam à otimização do despacho da geração entre as várias usinas do sistema no período de um dia ou uma semana, com base horária geralmente, ou diária. O planejamento visa à minimização global do custo de geração, considerando todas as restrições do sistema elétrico e hídrico, como o atendimento amplo à demanda de eletricidade, o respeito aos limites das linhas de transmissão, das tensões nas barras, além dos limites de nível dos reservatórios, entre outras.

Em contraste com o planejamento de longo prazo, onde a incerteza quanto aos parâmetros do sistema é muito grande, o planejamento de curto prazo pode ser

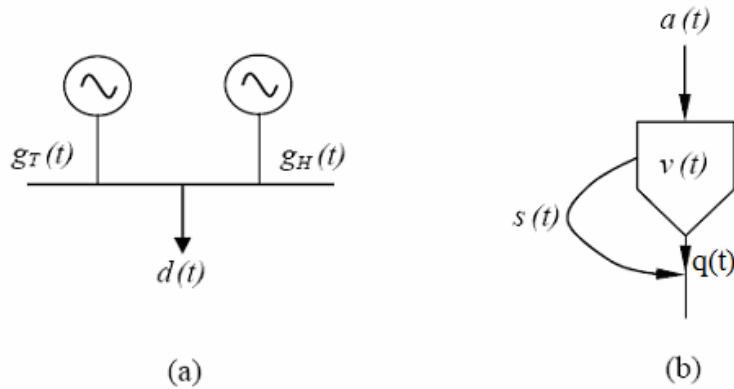
considerado determinístico, isto é, aceitam-se como razoavelmente precisas as previsões de afluências e demandas ao longo do período. A ligação entre o planejamento longo/médio prazo e o de curto prazo é feita através de metas para a geração de cada usina ao longo do período ou, alternativamente, através de volumes-metas que os reservatórios devem atingir ao final do período (FORTUNATO, 1990). No caso do presente trabalho optou-se pela determinação de metas de volume nos reservatórios das usinas. É importante mencionar, porém, que não se trata de valores de meta inflexíveis, isto é, as metas são, na verdade, um limite mínimo que o reservatório deve respeitar no final do período. Sendo possível, assim, que o reservatório apresente um volume maior do que estipulado pela meta.

Observa-se que os estudos de coordenação em sistemas hidrotérmicos tratam da análise energética somente das usinas hidrelétricas, que no caso, é a análise de seus reservatórios, desprezando, por sua vez, a análise energética das usinas termelétricas do sistema, considerando-as da mesma forma que em sistemas puramente térmicos, ou seja, uma injeção de potência no sistema. Esse método negligencia as restrições às quais as usinas estão sujeitas, como é o caso do fornecimento de gás natural para termelétricas, seja por falta de gás ou por limitações na rede de gasodutos.

### **3.3.2.1 Formulação Determinística**

Em estudos de curto prazo, é razoável assumir conhecidas as afluências utilizando sua previsão como valores verdadeiros. Mesmo em estudos de mais longo prazo, é possível adotar esse procedimento considerando vários cenários de afluência e algum processo de agregação dos resultados da solução do problema para cada um dos cenários. Neste caso, o problema de operação econômica de sistemas hidrotérmicos pode ser formulado de forma determinística (FALCÃO, 2005).

Abaixo, didaticamente será incluído um modelo de sistema (Figura 25) com uma barra e uma usina térmica e outra hidrelétrica ligadas a ela (a). Além disso, o modelo de uma hidrelétrica está mostrado no desenho (b).



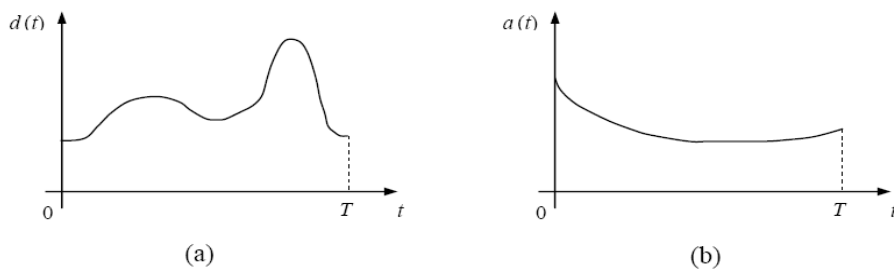
Fonte: Falcão (2005)

Figura 25: Modelos simplificados

Em que:

- $g_T(t)$  – geração termelétrica;
- $g_H(t)$  – geração hidrelétrica;
- $d(t)$  – demanda elétrica dos consumidores;
- $a(t)$  – afluições;
- $v(t)$  – volume do reservatório;
- $s(t)$  – volume vertido;
- $q(t)$  – volume turbinado;

Deve-se definir o horizonte de planejamento  $T$  (horas, dias, etc), curva de demanda  $d(t)$  e curva de afluição do reservatórios  $a(t)$ , conforme mostradas na Figura 26, além do volume inicial do reservatório  $v(0)$ , produtividade da usina  $p$  e limites operacionais: volume ( $v_{\min}$ ,  $v_{\max}$ ), geração térmica ( $g_{T\min}$ ,  $g_{T\max}$ ) e volume turbinado ( $q_{\min}$ ,  $q_{\max}$ ).



Fonte: Falcão (2005)

Figura 26: Exemplo de dados de demanda e afluição

Considerando linear a relação entre a vazão turbinada na usina hidrelétrica e sua geração, e o custo de geração hidrelétrico nulo, a solução do problema formulado acima consiste em determinar, no intervalo  $[0-T]$ , a função de geração hidrelétrica  $g_H(t)$ , ou equivamente  $q(t)$ , tal que minimize o custo total de operação da usina térmica, respeitando as restrições operativas do sistema. A seguir são apresentados os modelos matemáticos caracterizando cada elemento do problema de otimização a ser resolvido.

1. Custo Total de Operação:

$$F_T = \int_0^T c g_T(t) dt$$

2. Restrição Hidráulica

$$v(t') = v(0) - \int_0^{t'} q(t) dt - \int_0^{t'} s(t) dt + \int_0^{t'} a(t) dt \quad t' \in [0, T]$$

3. Restrição de demanda

$$g_T(t) + \rho q(t) = d(t)$$

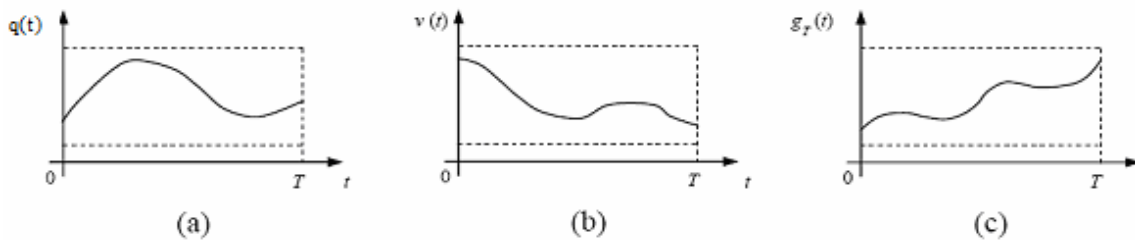
4. Limites operativos

$$v_{\min} < v(t) < v_{\max}$$

$$q_{\min} < q(t) < q_{\max}$$

$$g_{T\min} < g_T(t) < g_{T\max}$$

A solução esperada para o problema acima é um conjunto de funções definidas no intervalo  $[0, T]$  como mostrado qualitativamente na Figura 27.



Fonte: Falcão (2005)

Figura 27: Resultados esperados

O problema definido acima é um problema de Otimização Dinâmica ou de Controle Ótimo. Sua solução na forma contínua, para problemas com dimensões reais, é bastante trabalhosa computacionalmente. Esse tipo de problema é geralmente resolvido através da discretização das variáveis e utilização de alguma técnica de otimização estática, por exemplo, a programação linear.

O problema de despacho econômico, para uma usina hidrelétrica e uma usina térmica torna-se assim:

$$\begin{aligned} \min \sum_{j=1}^{j_{\max}} c P_{UTEj} \\ \text{s.a.} \\ V_j - V_{j-1} - (a_j - s_j - q_j) &= 0 \\ P_{UHEj} = P_{UHE}(q_j) = \rho_j q_j \\ P_{UTEj} + P_{UHEj} &= P_{CARGA} \\ s_j &< s_{j \max} \\ q_j &< q_{j \max} \\ V_{\min} &< V < V_{\max} \end{aligned}$$

onde,

$j$  – tempo analisado;

$P_{UTE}$  – potência gerada na usina térmica;

$P_{UHE}$  – potência gerada na usina hidrelétrica;

$\rho$  – coeficiente de produção da usina hidrelétrica;

$P_{CARGA}$  – potência total demandada pela carga;

$V$  – volume do reservatório da usina hidrelétrica;

$a$  – afluência hidráulica no reservatório da usina hidrelétrica;

$s$  – volume de água vertido;

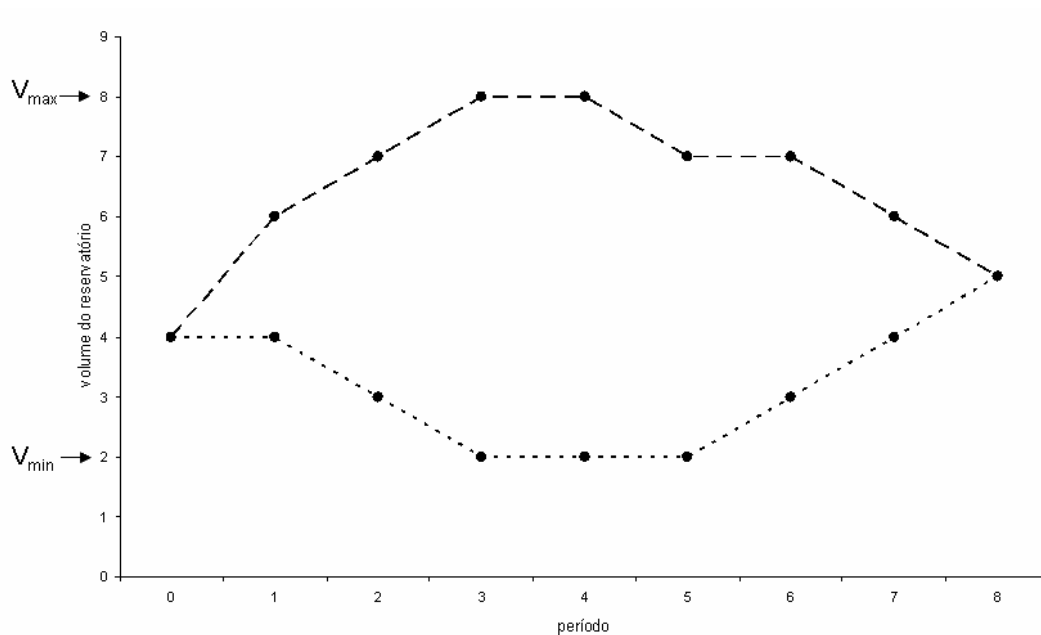
$q$  – volume turbinado.

Para o início do período de estudo, o reservatório tem um valor inicial estipulado  $V_0$ . Pode-se também forçar um volume final para o reservatório, obedecendo a um estudo de longo prazo, no qual se obteve um resultado global para o período. Assim, a otimização de curto prazo refina e aprimora os resultados obtidos nos estudos de longo prazo, calculando os níveis de reservatório e vazões turbinadas nos tempos intermediários do período estudado, obedecendo aos estados iniciais e finais de cada reservatório.

### 3.3.2.2 Formulação Probabilística

Para solução do planejamento de sistemas hidrotérmicos de longo prazo, há a necessidade da modelagem estocástica do problema devido à característica aleatória das afluências futuras. Neste caso, faz-se uso da programação dinâmica estocástica.

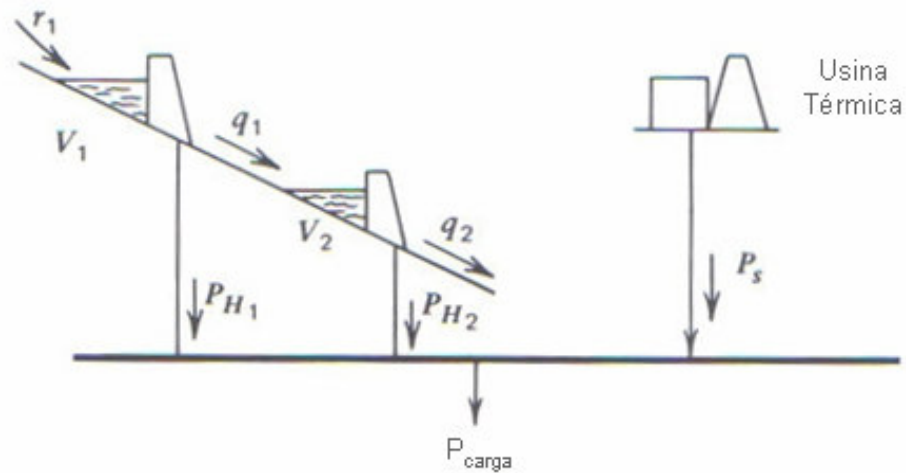
A programação dinâmica considera a solução preliminar do período anterior como ponto de partida para o período seguinte, sendo feitos cálculos sucessivos a fim de se alcançar à solução ótima. A Figura 28 mostra um exemplo de cálculo para um sistema com uma usina hidrelétrica e uma térmica (WOOD, 1996). As trajetórias mostradas na figura são dois exemplos de possíveis soluções para o nível do reservatório da usina hidrelétrica durante o período estudado.



Fonte: Wood (1996)

Figura 28: Trajetória do reservatório de uma usina hidrelétrica em uma programação dinâmica.

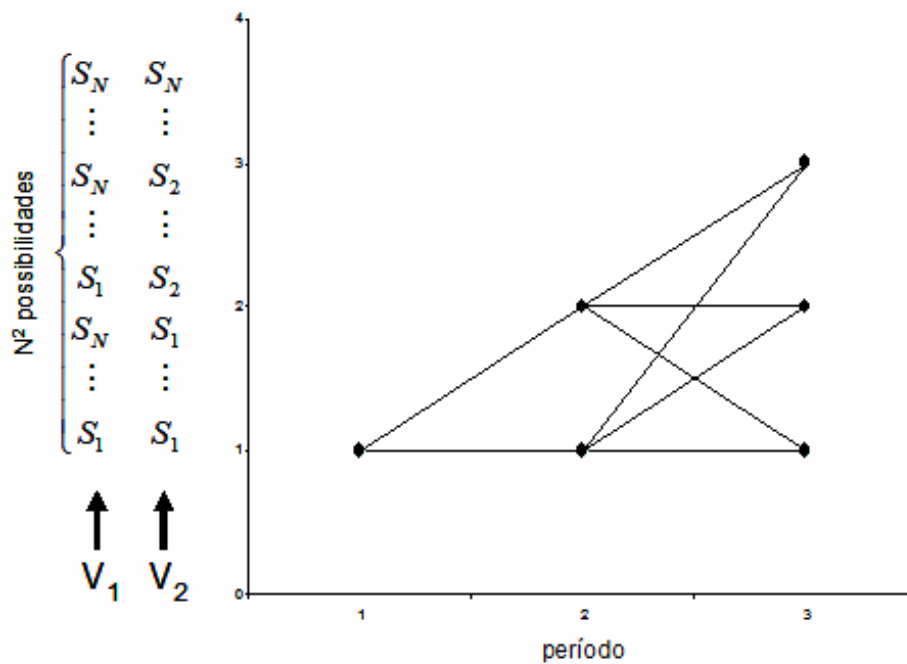
As trajetórias são dinâmicas, obedecendo aos limites de volume dos reservatórios, volume turbinado, além de limites de geração nas usinas térmicas. Uma generalização da solução dinâmica descrita acima, para uma única usina hidrelétrica, é o cálculo do despacho econômico de várias usinas em cascata, como mostrado, para duas usinas, na Figura 29.



Fonte: Wood (1996)

Figura 29: Esquema de duas usinas em cascata

Uma solução, neste caso, seria selecionar  $V_1$  e  $V_2$  como variáveis de volume dos reservatórios e calcular todos os possíveis casos, que seriam divididos em  $N$  possibilidades  $S_1 \dots S_N$ . Assim, a programação dinâmica teria  $N^2$  soluções possíveis, como mostrado na Figura 30.



Fonte: Wood (1996)

Figura 30: Trajetória de combinações para usinas acopladas



Esse procedimento só é razoável se o número de usinas em cascata for pequeno, o que na prática não é realista. A solução encontrada é o procedimento de aproximações sucessivas. Neste procedimento, um reservatório é calculado enquanto o outro se mantém em um valor fixo, alternando de um para o outro sucessivamente até a convergência (Figura 31).



Figura 31: Fluxograma de aproximações sucessivas

Pode-se notar que, nos estudos de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, as restrições no fornecimento de combustíveis para usinas termelétricas não são levados em conta. Tanto para térmicas a carvão, a óleo combustível, quanto para térmicas a gás natural, o modelo as considera como uma simples injeção de potência na rede elétrica, sendo somente considerada as restrições das usinas hidrelétricas. Essa omissão nas restrições das termelétricas provoca uma inconsistência no modelo eletroenergético que pode resultar em erros na otimização do sistema e equívocos na análise. Posteriormente será demonstrado um modo de agregar as restrições de térmicas a gás natural no modelo de otimização do sistema elétrico.

### **3.4 PROCEDIMENTOS DE REDE DO ONS**

Conceitualmente, a operação centralizada do Sistema Interligado Nacional está embasada na interdependência operativa entre as usinas, na interconexão dos sistemas elétricos e na integração dos recursos de geração e transmissão no atendimento ao mercado (ONS-1, 2002).

A interdependência operativa é causada pelo aproveitamento conjunto dos recursos hidrelétricos, através da construção e da operação de usinas e reservatórios localizados em seqüência em várias bacias hidrográficas. Dessa forma, a operação de uma determinada usina depende das vazões liberadas a montante por outras usinas e/ou empresas, ao mesmo tempo em que sua operação afeta as usinas a jusante, de forma análoga.

A utilização dos recursos de geração e transmissão dos sistemas interligados permite reduzir os custos operativos, minimizando a produção térmica e o consumo de combustíveis sempre que houver superávits hidrelétricos em outros pontos do sistema. Em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis as usinas térmicas contribuem para o atendimento ao mercado como um todo e não apenas aos consumidores de sua empresa proprietária. Assim, a participação complementar das usinas térmicas no atendimento do mercado consumidor exige interconexão e integração entre os agentes.

Os procedimentos de rede do ONS são uma série de documentos que organizam as atividades e as inter-relações entre os diversos agentes do setor elétrico nacional no que diz respeito à operação do mesmo. No presente trabalho, é importante comentar alguns módulos que tratam do planejamento da operação elétrica e energética, além dos modelos computacionais utilizados nos estudos.

O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no sistema interligado brasileiro e deve, entre outros objetivos, promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando o menor custo para o sistema, além de otimizar conjuntamente, a utilização dos recursos de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional.

O cumprimento das atribuições do ONS se dá mediante o desenvolvimento das atividades de planejamento e programação da operação, da elaboração de estudos, normas e procedimentos técnicos-operacionais e da execução da

coordenação, supervisão e controle do sistema eletroenergético.

### **3.4.1 Planejamento da Operação Elétrica**

O planejamento de operação elétrica é feito baseado em estudos anuais (médio prazo), quadrimestrais e mensais (curto prazo). Os estudos de mais longo prazo servem de subsídio para os estudos de curto prazo (ONS-2, 2002). No presente trabalho, o foco central está no estudo de operação de curto prazo, portanto concentrar-se-á no detalhamento dos procedimentos relativos a esta modalidade de estudo.

O planejamento mensal da operação objetiva à atualização das diretrizes e procedimentos estabelecidos no planejamento quadrimestral, em função de eventuais alterações, visando subsidiar órgãos executivos da operação do sistema, utilizando os recursos disponíveis e ao menor custo de operação possível. Assim, os estudos mensais fornecem diretrizes operativas para a elaboração das instruções de operação em tempo real do sistema.

Para realização dos estudos de planejamento, o ONS recebe dos agentes do setor os dados referentes a equipamentos e sistemas de controle. A partir daí, estabelece-se o escopo de cada estudo e montam-se os casos de referência, levando-se em conta o cenário mais provável, considerando as alternativas de configuração, comportamento da carga, previsão de geração e os cronogramas de obras e manutenção de equipamentos previstos.

### **3.4.2 Planejamento da Operação Energética**

O planejamento energético do sistema elétrico brasileiro apresenta estudos de médio prazo, isto é, horizonte de 5 anos com enfoque detalhado no primeiro ano, e curto prazo, com horizonte mensal e base semanal. O primeiro estudo fornece subsídios para o estudo mensal. (ONS-1, 2003)

O Planejamento Anual tem como objetivo estabelecer estratégias de médio prazo para a operação, através da análise das condições de atendimento ao mercado de energia e demanda no horizonte coberto pelos estudos. Já o Programa Mensal de Operação Energética (PMO) tem como objetivo principal estabelecer as diretrizes energéticas de curto prazo da operação coordenada do Sistema Interligado Nacional - SIN, assegurando a otimização dos recursos de geração disponíveis, porém

considerando apenas os recursos hídricos, sem levar em conta a análise de disponibilidade de combustíveis para usinas termelétricas.

### **3.4.3 Planejamento da Operação Eletroenergética**

A programação da operação eletroenergética feita pelo ONS tem horizonte diário e tem o propósito de otimizar a operação do Sistema Interligado Nacional nas melhores condições técnicas (elétricas e energéticas), econômicas e com maior segurança operacional possível para atendimento às demandas previstas, considerando a integridade de equipamentos e as restrições existentes (ONS-2, 2003).

A Programação Diária da Operação Eletroenergética estabelece os programas diários de geração hidráulica, térmica, intercâmbios de energia entre subsistemas e entre Agentes, bem como as transferências de energia pelas Interligações Internacionais, para atendimento as previsões de carga integralizada do sistema elétrico, em intervalos de 30 minutos, com base na Política de Operação Energética definida pelo PMO, suas Revisões e pelos ajustes diários desta Política de Operação.

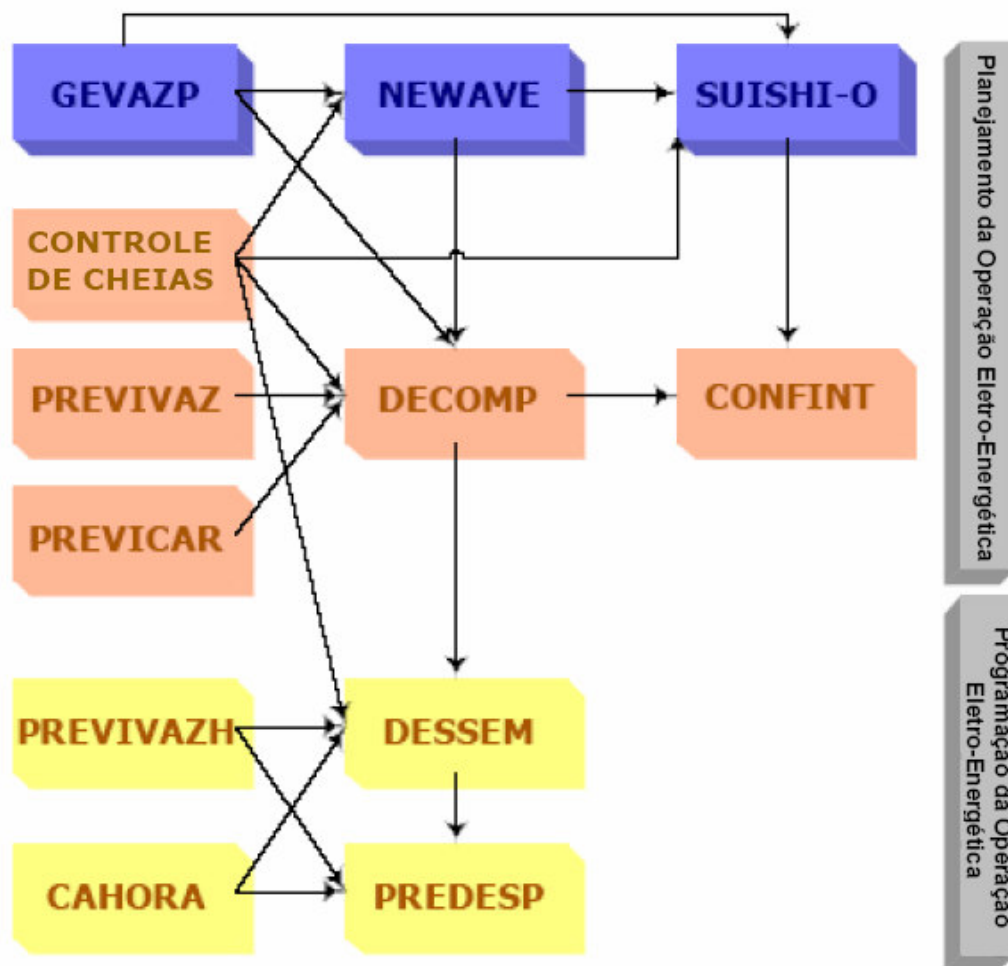
São consideradas diariamente as previsões de aflúncias e meteorológicas, as restrições para controle de cheias, os requisitos de uso múltiplo da água, as restrições ambientais, os cronogramas de manutenção, as restrições operativas das unidades geradoras, as inflexibilidades das usinas, as restrições operativas do sistema de transmissão, bem como as diretrizes para a operação elétrica do sistema elétrico.

### **3.4.4 Modelos Utilizados pelo ONS**

A operação do Sistema Elétrico Brasileiro é realizada utilizando uma cadeia de modelos de otimização desenvolvida pelo Cepel e mostrada esquematicamente na Figura 32 (MACEIRA, 2002).

As principais características dos modelos da cadeia apresentada são:

- NEWAVE: é o modelo de otimização de longo prazo. Determina a alocação ótima dos recursos de geração termelétrica e hidrelétrica para cada mês de um período de cinco a dez anos. Os reservatórios são agregados em reservatórios equivalentes representando os subsistemas Sul, Sudeste, Norte e Nordeste. A solução do problema é obtida utilizando a técnica da Programação Dinâmica Estocástica Dual.



Fonte: Maceira (2002)

Figura 32: Modelos utilizados pelo ONS e suas inter-relações

- **GEVAZP:** é o gerador de séries sintéticas de aflúências mensais a partir de um modelo estocástico de séries temporais. Esse modelo é obtido utilizando-se os dados da série histórica de aflúências.
- **SUISHI-O:** é um modelo detalhado de simulação da operação de um sistema hidrotérmico interconectado.
- **DECOMP:** é o modelo de otimização de médio prazo. Determina a alocação ótima (térmica e hidráulica) para cada semana do primeiro mês e para os demais meses do período de estudo, normalmente de um ano. Os reservatórios são representados de forma individualizada, considerando o tempo de trânsito da água, e as não-linearidades dos modelos são representadas de forma precisa. A solução do problema é obtida utilizando a técnica da Programação Dinâmica Estocástica Dual.
- **CONTROLE DE CHEIAS:** constrói curvas de controle de cheias para os reservatórios com múltiplos usos, localizados em bacias hidrográficas com

sazonalidade marcante, e incorporando facilidades para considerar o fenômeno oscilatório El Niño-Sul (ENSO).

- **PREVIVAZ:** é um modelo estocástico que produz previsões semanais de vazões até um horizonte de seis semanas para ser utilizado pelo modelo DECOMP. O método de previsão é baseado na utilização de modelos lineares da família ARMA (p,q).

- **PREVICAR:** produz previsões mensais ou semanais da carga até um horizonte de doze meses. As previsões são baseadas em modelos de séries temporais e redes neurais.

- **CONFINT:** efetua uma avaliação da confiabilidade do sistema hidrotérmico interconectado. O sistema é representado por um modelo linear de fluxo em redes, no qual os nós são as áreas ou sub-sistemas e os arcos são as capacidades das interconexões. A solução é obtida utilizando integração direta ou simulação Monte Carlo.

- **DESSEM:** é o modelo de otimização de curto prazo. Determina o despacho de geração para cada meia hora da próxima semana levando em consideração restrições hidráulicas detalhadas. A rede elétrica é representada por um modelo DC e são também modelados o controle automático da geração (CAG), o unit commitment, curvas de eficiência e zonas proibidas das turbinas.

- **PREVIVAZH:** é um modelo estocástico que produz a previsão diária de vazões em um horizonte de quatorze dias para utilização pelo modelo DESSEM. A metodologia de previsão é baseada na desagregação da previsão semanal de vazões produzida pelo modelo PREVIVAZ.

- **CAHORA:** é responsável pela previsão horária de carga. Utiliza modelos de séries temporais, conjuntos fuzzy e redes neurais.

- **PREDESP:** é o modelo de otimização de curtíssimo prazo. Determina o despacho de geração para cada meia hora do dia seguinte considerando as restrições de balanço hidráulico e o modelo AC da rede elétrica.

Nenhum estudo realizado pelo ONS considera o aspecto energético nas usinas termelétricas. Conceber, no modelo, as usinas termelétricas como uma injeção de potência, como é feito atualmente, é válido para combustíveis de fácil manuseio como carvão e óleo, porém não representa a realidade quando se trata de gás natural, cujo sistema de produção e transmissão possui restrições que são dinâmicas e dependem da demanda industrial e comercial de gás natural, da forma da rede e características físicas de gasodutos, além dos limites de pressão nos nós da rede.

Portanto, é importante a utilização de algum modelo que considere as restrições do sistema de fornecimento do gás natural para termelétricas.

## **Capítulo 4**

# **MODELO DE OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO INTEGRADA**

### **4.1 INTRODUÇÃO**

Neste capítulo apresentar-se-ão os detalhes do modelo. Como mencionado anteriormente, o objetivo do estudo é relacionar as redes de gás natural e elétrica no intuito de analisar os efeitos e limitações que causam no planejamento da geração do setor elétrico. Desta forma, pretende-se, no presente capítulo, explicitar cada um dos modelos usados nas análises. O capítulo será estruturado da seguinte maneira: descrição inicial da metodologia e da inter-relação entre os vários modelos propostos, detalhamento do modelo hidrológico, do modelo da rede de gás natural e do modelo da rede elétrica, finalizando com o detalhamento do modo de inter-relação entre eles.

### **4.2 ESTRUTURA DO MODELO**

A determinação do despacho de geração de cada usina é o objetivo básico do planejamento da operação de curto prazo de um sistema elétrico de potência. Assim, tem-se a quantificação da energia que cada usina deverá gerar em um determinado período de tempo. Para sistemas puramente térmicos, a otimização da operação visa minimizar o custo global de geração levando-se em conta o custo do combustível de cada usina geradora. Neste caso, por exemplo, o planejamento privilegiará uma usina que tenha o custo de geração menor, geralmente pela utilização de um combustível mais barato ou por ter um custo de transporte do combustível menor.

No caso de modelo hidrotérmicos, como é o caso brasileiro, o objetivo será também minimizar o custo global de geração, porém considerando as restrições hidrológicas dos reservatórios das usinas hidrelétricas. No Brasil, o ONS elabora os estudos de planejamento da operação a longo, médio e curto prazo, utilizando



ferramentas computacionais especialmente desenvolvidas para se alcançar o melhor modo de operação considerando as restrições de transmissão nas linhas, as restrições de geração em cada usina, além dos dados históricos da hidrologia dos rios.

O presente trabalho propõe um estudo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, em que as usinas termelétricas que utilizam gás natural como combustível, sejam consideradas no modelo. Isso adiciona as restrições do sistema de produção e transporte de gás natural às restrições das usinas hidrelétricas e da rede elétrica.

Diferentemente do modelo utilizado pelo ONS, propõe-se aqui um modelo hidrológico simplificado determinista, ou seja, os dados pluviométricos e de aflúncias nos rios analisados são conhecidos previamente. Neste caso, o objetivo do modelo é a otimização dos recursos, para atingir determinado estado no final do período estudado. Maiores esclarecimentos acerca do modelo hidrológico estão da seção 4.3.

No caso do modelo de gasodutos, optou-se pela utilização do modelo não-linear desenvolvido por Wolf (2000). Esse modelo considera basicamente a diferença do quadrado da pressão em cada nó do gasoduto para definir o fluxo de gás que flui no mesmo. Detalhes do modelo serão tratados na seção 4.4.

Já para o modelo da rede elétrica, tratado mais detalhadamente na seção 4.5, utilizou-se um modelo de fluxo de potência CC. Através das reatâncias das linhas e potências demandadas, determinam-se as potências geradas nas barras de geração, além dos ângulos de fase em cada barra, levando-se em conta as restrições de transmissão em cada linha.

Os três modelos acima citados são interligados através de um modelo de planejamento da operação integrado em que se faz a leitura e organização dos dados de entrada. O programa do modelo integrador possui verificadores que evitam cálculos onde não se têm dados de entrada, ou seja, caso o cenário estudado não possua usinas hidrelétricas, por exemplo, o programa não utiliza a sub-rotina relativa ao modelo hidráulico. Da mesma forma, se não se deseja estudar a rede de gás, com um cenário somente de térmicas convencionais e hidrelétricas, conseqüentemente, o programa não considerará, em seus cálculos, o modelo de gás. Isso evita esforços computacionais desnecessários.

Um diagrama esquemático da inter-relação entre os modelos utilizados no trabalho está mostrada na Figura 33.

Todos os modelos, rotinas e sub-rotinas computacionais foram elaboradas na linguagem do Matlab, cuja versão utilizada foi a 7. Aproveitou-se o Toolbox de Otimização para solucionar o problema, usando o comando “fmincon” para a otimização não-linear conjunta dos modelos.

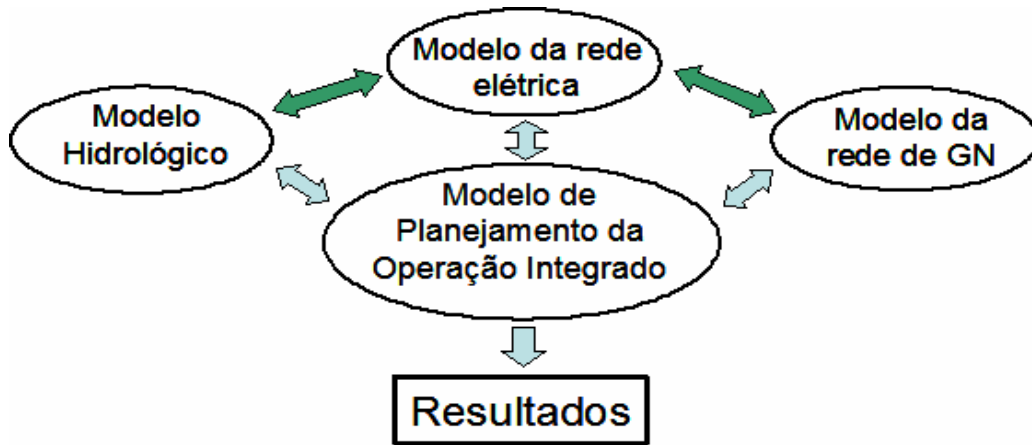
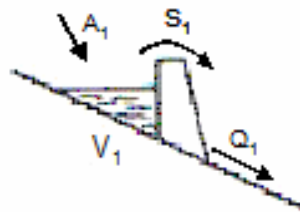


Figura 33: Diagrama de inter-relação entre os modelos

### 4.3 MODELO HIDROLÓGICO

O modelo hidrológico é baseado na teoria dos nós, onde cada nó da rede é uma usina hidrelétrica. As variáveis consideradas são o nível do reservatório ( $V$ ), as aflúências em cada reservatório ( $A$ ), o volume vertido ( $S$ ), e o volume turbinado ( $Q$ ). O modelo também considera os limites mínimos e máximos dos reservatórios e de vazão turbinada e o limite máximo de vazão vertida. Assim, o modelo usado (Figura 34), para uma usina, é:



Fonte: Wood (1996)

Figura 34: Esquema simplificado de uma usina hidrelétrica

$$\begin{aligned}
 V_t &= V_{t-1} + A_t - S_t - Q_t \\
 S_t &< S_{\max} \\
 Q_{\min} &< Q_t < Q_{\max} \\
 V_{\min} &< V_t < V_{\max}
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

onde:

$V$  – volume do reservatório

$A$  – afluência que chega ao reservatório

$S$  – vazão vertida

$Q$  – vazão turbinada

$S_{\max}$  – vazão máxima vertida

$Q_{\min}$  – vazão mínima turbinada

$Q_{\max}$  – vazão máxima turbinada

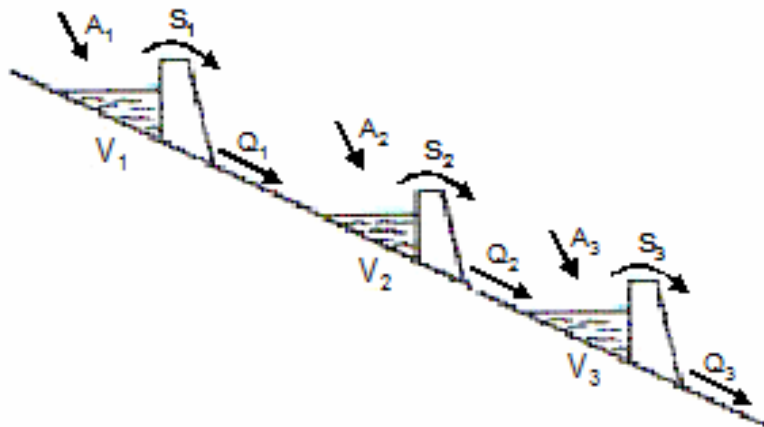
$V_{\min}$  – volume mínimo permitido para o reservatório

$V_{\max}$  – volume máximo do reservatório

$t$  – período analisado.

Os intervalos de tempo são determinados previamente e discretizados igualmente para todo o período estudado.

Aumentando o modelo com mais duas usinas hidrelétricas no mesmo rio, o diagrama esquemático se torna conforme a Figura 35.



Fonte: Wood (1996)

Figura 35: Modelo simplificado de três usinas hidrelétricas em cascata

A equação de geração para as usinas hidrelétricas pode ser considerada linear, ou seja, a relação entre vazão turbinada e potência gerada é linearmente proporcional. Generalizando o modelo, e incrementando-o com a equação de geração elétrica e acrescentando mais usinas, o problema descrito em (4.1) fica:

$$\begin{aligned}
V_i^t &= V_i^{t-1} + A_i^t - Q_i^t - S_i^t + \sum_{m \in \Omega_i} (Q_m^t + S_m^t) \\
P_i^t(Q_i^t) &= \rho_i Q_i^t \\
S_i^t &< S_{i_{\max}}^t \\
Q_{i_{\min}}^t &< Q_i^t < Q_{i_{\max}}^t \\
V_{i_{\min}}^t &< V_i^t < V_{i_{\max}}^t
\end{aligned} \tag{4.2}$$

onde:

i – i-ésima usina do sistema

$\Omega_i$  – conjunto de usinas a montante da i-ésima usina

$P_i$  – potência gerada pela i-ésima usina

$\rho_i$  – coeficiente de vazão turbinada / potência gerada

A título de exemplo fez-se a modelagem qualitativa de três usinas genéricas em uma mesma bacia hidrográfica igualmente genérica, conforme Figura 36. A configuração das usinas nessa bacia foi aleatória, com o único intuito de demonstrar qualitativamente o modelo para usinas hidrelétricas utilizado no trabalho.

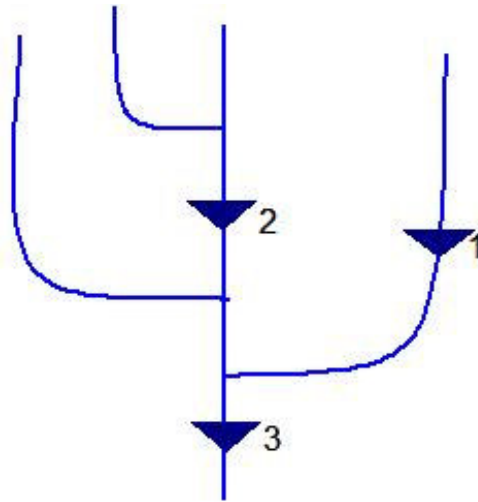


Figura 36: Diagrama esquemático de três usinas hidrelétricas em uma mesma bacia hidrográfica.

$$\begin{aligned}
V_1^t &= V_1^{t-1} + A_1^t - Q_1^t - S_1^t \\
V_2^t &= V_2^{t-1} + A_2^t - Q_2^t - S_2^t \\
V_3^t &= V_3^{t-1} + A_3^t - Q_3^t - S_3^t + (Q_2^t + S_2^t) + (Q_1^t + S_1^t) \\
P_1^t &= \rho_1 Q_1^t
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
P_2^t &= \rho_1 Q_2^t \\
P_3^t &= \rho_3 Q_3^t \\
S_1^t &< S_{1\max}^t \\
S_2^t &< S_{2\max}^t \\
S_3^t &< S_{3\max}^t \\
Q_{1\min}^t &< Q_1^t < Q_{1\max}^t \\
Q_{2\min}^t &< Q_2^t < Q_{2\max}^t \\
Q_{3\min}^t &< Q_3^t < Q_{3\max}^t \\
V_{1\min}^t &< V_1^t < V_{1\max}^t \\
V_{2\min}^t &< V_2^t < V_{2\max}^t \\
V_{3\min}^t &< V_3^t < V_{3\max}^t
\end{aligned} \tag{4.3}$$

A formulação descrita no sistema de equações (4.3) deve considerar o acoplamento entre a solução de longo e médio prazo com a resolução de curto prazo. Esse acoplamento se dá, por exemplo, introduzindo limites mínimos no volume dos reservatórios no final do período de análise, obtidos de estudos de horizontes mais longos.

Além da introdução de limites baseados em estudos de longo prazo, o modelo requer os dados de nível de reservatório inicial e aflúncias futuras durante o período estudado. Se o estudo é mensal com base diária, por exemplo, deve-se fornecer: o nível inicial de cada reservatório, o limite mínimo de cada reservatório no final do mês e as aflúncias de cada reservatório em todos os 30 dias do mês em estudo. Deve-se determinar, baseado em dados históricos de vazão nos rios a montante, a vazão incremental do reservatório em cada dia.

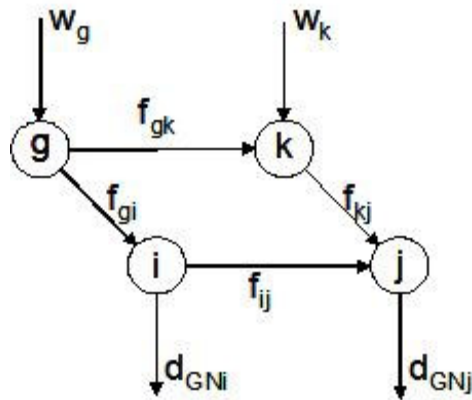
O problema do modelo de programação linear são as dimensões elevadas em aplicações reais, onde há muitas usinas e o período de estudo pode ser grande. No entanto, a intenção do trabalho é mostrar de forma simplificada um método de otimização em que se utilizem diversas fontes de geração, e para esse propósito o modelo linear atendeu satisfatoriamente os requisitos impostos.

#### **4.4 MODELO DA REDE DE GÁS NATURAL**

A rede de gás considerada será uma rede típica de gasodutos, onde se têm

pontos de injeção de gás, que podem ser poços de produção, terminais de GNL ou reservatórios quando estão injetando gás na rede em momentos de maior consumo; pontos de consumo de gás, que são os consumidores industriais e empresas de distribuição de gás natural; além das usinas termelétricas. Os gasodutos são representados por linhas que ligam esses nós.

A notação matemática usada será definida como o par  $(N, A)$ , onde  $N$  são os nós e  $A \subseteq N \times N$  é o gasoduto (arco) que conecta dois nós. A Figura 37 mostra simplificada os nós e arcos (WOLF, 2000).



Fonte: Wolf (2000)

Figura 37: Representação esquemática da rede

Na Figura 37 acima,  $w$  é a produção de gás associada àquele nó, por exemplo,  $w_g$  é a produção de gás natural no nó  $g$ .  $f$  é o fluxo que flui de um nó ao outro, isto significa que  $f_{gk}$  é o fluxo de gás fluindo do nó  $g$  para o nó  $k$ . Ainda referente à Figura 37,  $d_{GN}$  são as demandas de gás em cada nó.

Para os gasodutos (arcos), a modelagem prevê dois tipos: um arco passivo, que é um gasoduto normal, sem nenhum processamento, e um arco ativo, que é um gasoduto que necessita de compressores no meio dos terminais para atingir a pressão suficiente para o transporte e entrega de gás.

O nó de suprimento, o qual pode ser um poço de gás, um reservatório ou um terminal de regaseificação de GNL (Gás Natural Liquefeito), pode ter exigências contratuais de fornecimento. Dependendo da flexibilidade de contrato, o suprimento de gás natural pode ter uma faixa de valores previamente especificado, uma produção mínima ( $w_{min}$ ) e máxima ( $w_{max}$ ). Matematicamente:

$$w_{min} \leq w \leq w_{max}$$

Para os nós de demanda, o valor de consumo deverá sempre satisfazer a

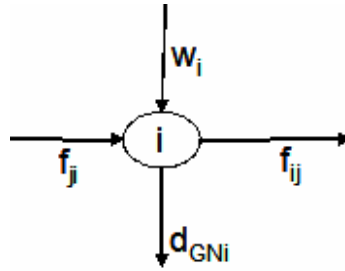
demanda  $d_{GN}$ .

No transporte de gás via gasodutos, existe um valor máximo na pressão de trabalho, que se refere a níveis seguros de pressão para a operação e em pontos de entrega dos consumidores. Adicionalmente, para cada nó do sistema, a demanda de gás deve ser satisfeita a uma determinada pressão mínima garantida às indústrias, companhias locais de distribuição e termelétricas. Matematicamente:

$$p_{\min} \leq p \leq p_{\max}$$

Além das restrições de limites operativos, tem-se a equação de conservação do fluxo no nó  $i$ , mostrada abaixo, garantindo o balanço de gás (Figura 38).

$$\sum_{j|(i,j) \in A} f_{ij} = \sum_{j|(j,i) \in A} f_{ji} + w_i - d_{GNi}$$



Fonte: (WOLF, 2000)

Figura 38: Diagrama esquemático para o nó  $i$

Nos dutos, existe uma relação entre o fluxo de gás transmitido e o diferencial de pressão entre os nós da extremidade. As equações a seguir mostram essa relação para dutos passivos e ativos, respectivamente (WOLF, 2000).

$$\begin{aligned} \text{sign}(f_{ij})f_{ij}^2 &= C_{ij}^2(p_i^2 - p_j^2), \forall (i, j) \in A_p \\ \text{sign}(f_{ij})f_{ij}^2 &\geq C_{ij}^2(p_i^2 - p_j^2), \forall (i, j) \in A_a \end{aligned} \quad (4.4)$$

Onde  $A_p$  é o conjunto de dutos passivos e  $A_a$  é o conjunto de dutos ativos e  $C_{ij}$  é uma constante que depende do comprimento, diâmetro e rugosidade absoluta do gasoduto e da composição do gás como mostrado abaixo.

$$\begin{aligned} C_{ij}^2 &= 96,074830 \cdot 10^{-15} \frac{D_{ij}^5}{\lambda_{ij} z T L_{ij} \delta} \\ e \\ \frac{1}{\lambda_{ij}} &= \left[ 2 \log \left( \frac{3,7 D_{ij}}{\varepsilon} \right) \right]^2 \end{aligned} \quad (4.5)$$

com

$L_{ij}$  – comprimento do duto [km];

$D_{ij}$  – diâmetro interior do duto [mm];

$T$  – temperatura do gás [K] = 281,15;

$\varepsilon$  – rugosidade absoluta do duto [mm] = 0,05;

$\delta$  - densidade relativa do gás [-] = 0,6106

$z$  – fator de compressibilidade do gás = 0,8

Pode-se reparar em (4.4), que para os dutos ativos, ou seja, que possuem compressores para aumentar sua capacidade de transporte, o fluxo pode ser maior do que o produto entre a constante  $C_{ij}$  e a diferença de pressão nos terminais. Isso se explica porque o compressor aumenta a capacidade de fluxo no duto, compensando a insuficiente diferença de pressão nos nós. Na prática, há um custo associado ao aumento da pressão, porém esse custo não será considerado.

Finalmente, recuperando e juntando as equações descritas anteriormente, considerando somente as equações de restrição, o modelo de gás torna-se:

$$\begin{aligned}
 \sum_{i|(i,j) \in A} f_{ij} &= \sum_{j|(j,i) \in A} f_{ji} + w_i - d_{GNi} \\
 \text{sign}(f_{ij}) f_{ij}^2 &= C_{ij}^2 (p_i^2 - p_j^2), \forall (i, j) \in A_p \\
 \text{sign}(f_{ij}) f_{ij}^2 &\geq C_{ij}^2 (p_i^2 - p_j^2), \forall (i, j) \in A_a \\
 p_{\min} &\leq p \leq p_{\max} \\
 w_{\min} &\leq w \leq w_{\max}
 \end{aligned} \tag{4.6}$$

Em Wolf (2000), o problema de otimização objetivava a minimização dos custos de produção de gás no sistema belga, considerando várias fontes de gás. No entanto, ao modelo proposto aqui, não interessa a produção de gás e sim a geração de energia elétrica. Portanto, somente serão necessárias as restrições da rede de gás natural, como demonstradas em (4.6).

#### 4.4.1 Solução Inicial

Para solucionar o sistema de equações mostrado em (4.6), deve-se considerar a não convexidade da relação fluxo-pressão na equação de fluxo de gás. A



proposta para contornar esse problema é a resolução prévia de um problema de otimização, resultando em um ponto inicial para o problema completo (WOLF, 2000).

A convergência de um programa não-linear pode depender muito de um bom ponto inicial, isso é especialmente verdade quando o problema é não convexo. O problema inicial é obtido dispensando as restrições de pressão nos dutos e os compressores no conjunto de dutos ativos, ou seja, eliminando as equações 2, 3 e 4 em (4.6).

$$\begin{aligned}
 \min \quad & \sum_{(i,j) \in A} \frac{|f_{ij}| f_{ij}^2}{3C_{ij}} \\
 \text{s.a.} \quad & \sum_{j|(i,j) \in A} f_{ij} = \sum_{j|(j,i) \in A} f_{ji} + w_i - d_{GNi} \\
 & w_{\min} \leq w \leq w_{\max}
 \end{aligned} \tag{4.7}$$

Como o problema agora é convexo nas variáveis de fluxo, sua solução é única. Além disso, pode-se mostrar que a função objetivo do problema (4.7) é uma aproximação da energia mecânica por unidade de tempo dissipada nos dutos. Essa demonstração está em Wolf (2003). A solução obtida será um bom ponto inicial para a solução do problema completo, já que esse ponto é uma otimização física da rede de dutos, minimizando as perdas energéticas.

Após a obtenção da solução inicial de fluxos ( $f_{ij}$ ) e produção ( $w_i$ ), incorporam-se novamente as restrições de pressão nos nós, além dos compressores nos dutos ativos, visando à solução ótima do problema completo.

## **4.5 MODELO DA REDE ELÉTRICA**

O modelo da rede elétrica baseia-se no fluxo de potência linearizado ou fluxo de potência DC. Pode-se fazer essa aproximação porque os sistemas de potência, em operação normal têm um perfil de tensão nos barramentos próximos a 1 pu, o que faz com que o fluxo de energia reativa nas linhas seja pequeno. Desta forma, o fluxo de potência nos ramos da rede é, praticamente constituído apenas pelo fluxo de potência ativa. Além disso, as perdas no sistema de transmissão são pequenas, permitindo a aplicação do modelo de fluxo de potência linearizado (MONTICELLI, 1993).

Na formulação do modelo, os módulos de tensão são considerados iguais a 1,0 pu e os transformadores com tap variável são considerados operando em sua

posição nominal. A título de simplificação, no presente trabalho não serão considerados transformadores defasadores, portanto esses elementos não serão tratados na formulação do modelo.

O fluxo de potência ativa em uma linha de transmissão ou em um transformador de tap fixo é dado pela seguinte expressão:

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j g_{ij} \cos \theta_{ij} - V_i V_j b_{ij} \text{sen} \theta_{ij}$$

onde,

$$g_{ij} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}; \quad (4.7)$$

$$b_{ij} = -\frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}$$

Sendo,

r – resistência do elemento;

x – reatância do elemento;

V – tensão do nó e  $\theta$  – ângulo da barra.

Desprezando as perdas na transmissão ( $r_{ij} = 0$ ) e considerando,

$$V_i = V_j \approx 1,0$$

$$\text{sen} \theta_{ij} \approx \theta_{ij} \quad (4.8)$$

$$b_{ij} \approx -\frac{1}{x_{ij}}$$

o fluxo de potência pode ser escrito como:

$$P_{ij} = \frac{\theta_{ij}}{x_{ij}} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (4.9)$$

onde  $\theta_i$  e  $\theta_j$  são os ângulos de tensão nas barras i e j em relação à tensão de uma barra da rede tomada como referência.

#### **4.5.1. Formulação Matricial**

No modelo de fluxo de potência DC, para uma rede elétrica, a potência em cada barra da rede é dada pela equação:

$$P_i = \sum_{j \in \Omega_i} \frac{\theta_{ij}}{x_{ij}} \quad (4.10)$$

sendo

$\Omega_i$  – conjunto de barras diretamente ligadas à barra  $i$ .

A equação (4.10) pode ser reescrita como:

$$P_i = \left( \sum_{j \in \Omega_i} \frac{1}{x_{ij}} \right) \theta_i + \sum_{j \in \Omega_i} \left( -\frac{1}{x_{ij}} \theta_j \right) \quad (4.11)$$

Assim, pode-se representar o modelo de fluxo de potência linearizado de uma forma matricial.

$$\underline{P} = [B]\underline{\Theta} \quad (4.12)$$

em que

$\underline{P}$  - vetor das injeções de potência em cada barra;

$\underline{\Theta}$  - vetor dos ângulos de fase das tensões em todas as barras do sistema

m relação à barra de referência;

$[B]$  - matriz cujos elementos são dados por:

$$B_{ij} = -\frac{1}{x_{ij}}; \quad (4.13)$$

$$B_{ii} = \sum_{j \in \Omega_i} \frac{1}{x_{ij}}$$

O sistema matricial de equações mostrado em (4.12) tem uma equação redundante devido à soma das injeções de potência em todas as barras ser nula, já que as perdas são desprezadas. Isto implica na singularidade da matriz  $B$ . Por outro lado, os ângulos de fase são grandezas relativas a uma barra de referência fixa. Para solucionar esses dois problemas, elimina-se uma das equações do sistema e adota-se a tensão da barra correspondente como a referência angular ( $\theta_i = 0$ ).

#### **4.5.2. Perdas no Modelo Linearizado**

As perdas no sistema de transmissão podem ser parcela importante da energia em um sistema de potência. A inclusão dessa parcela no estudo de fluxo de potência é importante para os estudos de despacho econômico, que é o objetivo do

trabalho. O modelo linearizado fornece uma solução aproximada das perdas do sistema de potência estudado. (MONTICELLI, 1983).

No modelo completo, as perdas são dados por:

$$P_{ij}^{perdas} = g_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \quad (4.14)$$

Assumindo as mesmas aproximações citadas em (4.8), exceto a nulidade da resistência, obtêm-se:

$$P_{ij}^{perdas} = g_{ij} \theta_{ij}^2 \quad (4.15)$$

A inclusão das perdas no modelo de fluxo de potência DC realiza-se adicionando cargas fictícias nas barras terminais das linhas correspondentes à metade das perdas das linhas conectadas entre as barras. Assim, o modelo torna-se:

$$\underline{P} - \underline{L} = B\Theta \quad (4.16)$$

onde  $\underline{L}$  é o vetor cujos componentes são dados por:

$$L_i = \sum_{j \in \Omega_i} \frac{1}{2} g_{ij} \theta_{ij}^2 \quad (4.17)$$

A solução desse sistema de equações exige um processo iterativo, pois os elementos de  $\underline{L}$  dependem do conhecimento do vetor de solução  $\Theta$ . Entretanto, na maioria das aplicações, inclusive no presente trabalho, utilizou-se o seguinte processo:

1. resolve-se o problema sem considerar as perdas;
2. utiliza-se esta solução para cálculo de  $\underline{L}$ ;
3. resolve-se o sistema completo.

Esse processo é suficiente, pois normalmente as iterações seguintes não modificam significativamente o vetor  $\underline{L}$ , sendo um erro mínimo, calcular somente uma iteração.

### **4.5.3. Fluxo de Potência Linearizado**

O fluxo de potência ótimo possui uma pequena diferença do fluxo de potência CC. Aqui se pretende otimizar as injeções de potência em cada barra da rede, levando-se em conta alguma função objetivo, como por exemplo, o custo de geração, e não somente calcular os fluxos e distribuições de potência nas linhas. Dessa forma,

o vetor  $\underline{P}$  da equação (4.12) é modificado diferenciando as injeções de potência em geradores, representados pelo vetor das potências geradas nas barras de geração ( $\underline{P}_G$ ), e consumidores, representados pelo vetor das potências das cargas ( $\underline{D}$ ).

$$\begin{aligned}\underline{P} &= B\underline{\Theta} \\ \underline{P} &= [\underline{P}_G \quad \underline{D}]\end{aligned}$$

O vetor das potências geradas ( $\underline{P}_G$ ) se torna variável e a equação (4.12) fica:

$$\underline{D} = [M_p \quad -B_{\text{mod}}] \begin{bmatrix} \underline{P}_G \\ \underline{\Theta} \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

onde

$$M_p^{ij} = \begin{bmatrix} 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & \vdots & 1 \\ \vdots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \vdots \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

$M_p$  tem dimensão  $N \times M$ , sendo  $N$  – número de barras da rede em estudo e  $M$  – número de barras de geração. A matriz tem valor 1 onde as linhas correspondem às barras de geração. Por exemplo, a coluna 1 corresponde a primeira barra de geração, e se existe uma geração na barra número 2, a matriz  $M_p$ , na coluna 1, será: 1 na linha 2 e 0 em todas as outras linhas.

Outra alteração em relação ao fluxo de potência DC é a inclusão da barra de referência na otimização da geração, já que ela é uma barra de geração. Essa inclusão é feita acrescentando-se uma linha à matriz  $B$ , tornando-a  $B_{\text{mod}}$ , como mostrado em (4.20). O ângulo da barra de referência continua sendo nulo, por isso a matriz ganha somente uma linha, continuando com o mesmo número de colunas.

$$B_{\text{mod}} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{x_{kj}} \\ B \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

$k$  – barra de referência

$j$  – outras barras que se ligam à barra de referência

Como exemplo, considere uma rede de três barras mostrada na Figura 39.

$$\underline{P}_G = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\underline{D} = \begin{bmatrix} 0 \\ D_2 \\ D_3 \end{bmatrix}$$

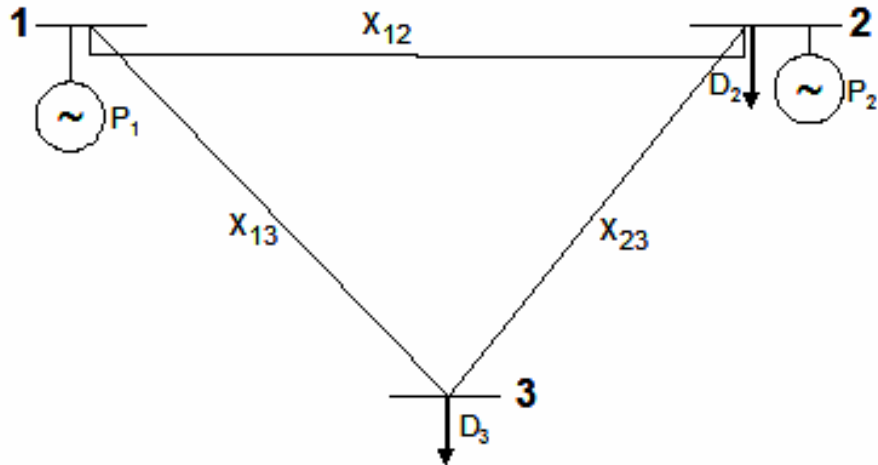


Figura 39: Exemplo de rede de três barras

$$B_{\text{mod}} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{x_{12}} & -\frac{1}{x_{13}} \\ \left(\frac{1}{x_{12}} + \frac{1}{x_{23}}\right) & -\frac{1}{x_{23}} \\ -\frac{1}{x_{23}} & \left(\frac{1}{x_{13}} + \frac{1}{x_{23}}\right) \end{bmatrix}$$

$$M_p = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Sendo assim, se a função objetivo for a minimização do custo de geração, então as equações, incluindo a (4.18) para essa rede, ficam:

$$\min \sum_{i=1}^2 c_i P_{Gi}$$

$$\begin{bmatrix} 0 \\ D_2 \\ D_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{1}{x_{12}} & \frac{1}{x_{13}} \\ 0 & 1 & -\left(\frac{1}{x_{12}} + \frac{1}{x_{23}}\right) & \frac{1}{x_{23}} \\ 0 & 0 & \frac{1}{x_{23}} & -\left(\frac{1}{x_{13}} + \frac{1}{x_{23}}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix}$$

onde  $c_i$  é o custo de geração nos nós em que existe usina geradora.

## 4.6 INTER-RELAÇÃO DOS MODELOS

O relacionamento entre os modelos explicitados acima é feito através de um modelo integrador (programa corpo), que recebe os dados do sistema hidrológico, da rede de gasodutos e da rede elétrica, além de dados de custo de geração termelétrica convencional, do gás natural para geração térmica e de déficit de energia elétrica.

O modelo completo realiza os cálculos em um período especificado, que nos casos estudados nesse trabalho foi de 3 dias e uma semana, discretizados em períodos menores, também previamente especificados, no caso, 1 (um) dia.

Os dados dos reservatórios das usinas hidrelétricas são: os volumes inicial, final, as aflúncias de cada reservatório em todos os dias do período, além dos limites operativos de volume do reservatório, vazão turbinada e vertida.

Para a rede de gasodutos, o programa pede os dados construtivos dos dutos, a demanda de gás natural em todos os dias do estudo para os nós da rede que não são termelétricas, ou seja, indústrias que utilizam o gás ou concessionárias distribuidoras, os limites operativos das pressões em cada nó e de produção diária nos nós em que há poços ou terminais de recebimento de GNL.

O programa também requer dados da rede elétrica, os quais são: a demanda elétrica nos nós da rede e os limites de potência nas linhas de transmissão e na geração elétrica nas usinas termelétricas convencionais.

Além disso, são necessários dados de característica das redes, como ligação entre as usinas hidrelétricas, entre os gasodutos e nós consumidores de gás natural e entre as barras da rede elétrica, bem como, a localização de cada usina geradora na rede elétrica, seja hidrelétrica, térmica a gás ou convencional. No caso de usina térmica a gás, deve-se fornecer também sua localização na rede de gasodutos, pois esta será uma consumidora de gás natural. Essas ligações, no caso da rede elétrica, têm impedâncias que também são fornecidas com dados de entrada do programa.

Os cálculos para solução do problema de otimização da geração são permeados pelas funções que relacionam o fluxo de gás natural e a geração elétrica nas usinas termelétricas a gás e a vazão turbinada na usina hidrelétrica e a potência elétrica por ela gerada. Essas funções são consideradas lineares, mostradas abaixo.

$$\begin{aligned} P_G^{uhe} &= f(Q) = k_{uhe} Q \\ P_G^{gn} &= f(f_{gn}) = k_{gn} f_{gn} \end{aligned} \quad (4.21)$$

onde,

$P_G^{uhe}$  - potência gerada na usina hidrelétrica;

$Q$  – vazão turbinada na usina hidrelétrica;

$k_{uhe}$  – fator de geração elétrica da usina hidrelétrica;

$P_G^{gn}$  - potência gerada na usina termelétrica a gás natural;

$f_{gn}$  – fluxo de gás para consumo da usina térmica a gás;

$k_{gn}$  – fator de geração elétrica da usina térmica a gás;

Geralmente os modelos para cálculo de despacho econômico utilizam polinômios de 2º grau para a função de geração em usinas hidrelétricas e térmicas. No entanto, em boa parte da faixa operativa, a curva se aproxima de uma reta, permitindo assim, a consideração feita neste trabalho (WOOD, 1996).

Finalmente, os dados são reunidos por 4 conjuntos principais: os dados da rede elétrica, da rede de gasodutos, das usinas hidrelétricas e seus reservatórios e de usinas termelétricas convencionais. O conjunto da rede elétrica tem uma inter-relação com o da rede de gás natural, cujos elementos de interação são as usinas termelétricas a gás. Os conjuntos de dados das usinas hidrelétricas e térmicas convencionais estão contidos no conjunto da rede elétrica e não têm inter-relação entre si. A esquematização dos conjuntos de dados é mostrada na Figura 40, onde E é o conjunto da rede elétrica, H o das hidrelétricas, C o das térmicas convencionais e G o conjunto correspondente à rede de gasodutos.

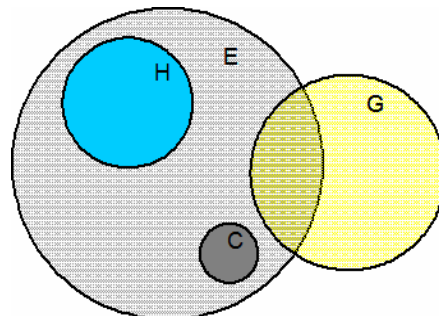


Figura 40: Conjuntos de dados dos modelos usados



Além disso, o modelo exige cálculos futuros, sendo fixado um período de estudo T, no caso, 3 e 7 dias, com discretização diária.

Desta forma, a modelagem completa do problema torna-se:

$$\min \sum_{t=1}^T \left( \sum_{i \in \Delta} c_{GNi} P_{GNi}^t + \sum_{j \in H} c_{UHEj} P_{UHEj}^t + \sum_{k \in C} c_{UTEk} P_{UTEk}^t + \sum_{h \in \Lambda} c_{def}^h P_{defh}^t \right)$$

*s.a.*

$$V_j^t = V_j^{t-1} + A_j^t - Q_j^t - S_j^t + \sum_{l \in \Omega_j} (Q_l^t + S_l^t)$$

$$P_{UHEj}^t = k_{uhe}^j Q_j^t$$

$$\sum_{x|(x,y) \in G} f_{GNxy}^t = \sum_{y|(x,y) \in G} f_{GNyx}^t + w_x^t - d_{GNx}^t$$

$$\text{sign}(f_{GNxy}^t) f_{GNxy}^t{}^2 = C_{xy}^2 (p_x^t{}^2 - p_y^t{}^2), \forall (x, y) \in A_p$$

$$\text{sign}(f_{GNxy}^t) f_{GNxy}^t{}^2 \geq C_{xy}^2 (p_x^t{}^2 - p_y^t{}^2), \forall (x, y) \in A_a$$

$$P_{GNi}^t = k_{gn}^i f_{UTEgNi}^t$$

$$P_{Gh} + \sum_{(h,p) \in E} \frac{\theta_{hp}^t}{x_{hp}} = D_h^t$$

$$V_{j \min}^t \leq V_j^t \leq V_{j \max}^t$$

$$Q_{j \min}^t \leq Q_j^t \leq Q_{j \max}^t$$

$$S_j^t \leq S_{j \max}^t$$

$$p_{x \min}^t \leq p_x^t \leq p_{x \max}^t$$

$$w_{x \min}^t \leq w_x^t \leq w_{x \max}^t$$

$$\frac{\theta_{hp}^t}{x_{hp}} \leq f_{hp \max}^t$$

$$P_{UTEk}^t \leq P_{UTEk \max}$$

Onde

T – período de estudo;

$\Delta$  – conjunto de nós onde existe uma usina térmica a gás natural na rede de gasodutos;

$c_{GN}$  – custo de geração da usina térmica a gás;

$P_{GN}$  – potência gerada na termelétrica a gás natural;

H – conjunto de usinas hidrelétricas;

$c_{UHE}$  – custo de geração da usina hidrelétrica;

$P_{UHE}$  – potência gerada na usina hidrelétrica;

C – conjunto de usinas termelétricas convencionais;

$c_{UTE}$  – custo de geração da usina termelétrica convencional;

$P_{UTE}$  – potência gerada na usina termelétrica convencional;  
 $\Lambda$  - conjunto barras da rede elétrica;  
 $c_{def}$  – custo do déficit de geração;  
 $P_{def}$  – potência não gerada, déficit de geração;  
 $G$  – conjunto de nós da rede de gasodutos;  
 $P_{Gh}$  = potência gerada na usina h, que pode ser hidrelétrica, termelétrica a gás ou termelétrica convencional;  
 $\theta_{hp}$  – diferença angular entre o barra h e a barra p;  
 $x_{hp}$  – reatância na linha de transmissão entre a barra h e a barra p;  
 $D_h$  – demanda elétrica na barra h;  
 $f_{t_{hpmax}}$  – fluxo de potência máximo na linha de transmissão entre a barra h e a barra p.

## **Capítulo 5**

### **RESULTADOS**

#### ***5.1 INTRODUÇÃO***

Esse capítulo mostra os resultados obtidos nos testes feitos com o modelo integrado mostrado no capítulo anterior. Primeiramente, estudou-se uma rede elétrica didática simples de 6 barras, sendo 3 gerações e 3 cargas, em uma análise de 3 dias. Após a confirmação da confiabilidade do modelo, passou-se às análises de uma rede que modela uma parte do sistema elétrico do Sul e Sudeste brasileiros, com 64 barras, com análise num período de 7 dias.

Todos os estudos foram feitos utilizando dados de reservatórios brasileiros, tirados do PMO (2007). Para a primeira análise (rede de 6 barras), utilizou-se a cascata do rio Tocantins, com as usinas de Serra da Mesa, Cana Brava e Lajeado. Na outra análise, uma parte da cascata do Rio Grande, com as usinas de Jaguará, Marimbondo e Água Vermelha, foi usada.

No caso da rede de gás natural, no estudo de 6 barras, fez-se uso da rede de gás natural da Bélgica (WOLF, 2000), com 20 nós, sendo 6 de produção, e 24 gasodutos. No estudo com a rede brasileira, utilizou-se uma rede de gás simplificada do Sudeste e Sul brasileiros, a qual fazem parte o Gasbol e os gasodutos operados pela Transpetro, quais sejam: Gasduc I e II, Gasbel, Gasvol, Gaspal, Gasan e Gasgar, que serão mais bem detalhados nas seções subseqüentes.

#### ***5.2 ESTUDO DE VALIDAÇÃO – REDE DE 6 BARRAS***

##### ***5.2.1 Descrição***

Como um estudo preliminar e com o intuito de teste e ajuste da modelagem realizada, foi feita uma análise de um período de 3 dias com discretização diária do

sistema de 6 barras mostrado na Figura 41, possuindo 3 barras de geração e 3 barras de carga. Diversos casos foram analisados para essa rede, considerando vários tipos de fonte para geração elétrica nas 3 barras geradoras.

Estipulou-se um custo de déficit de energia elétrica de 100.000 (\$/MWh médio).

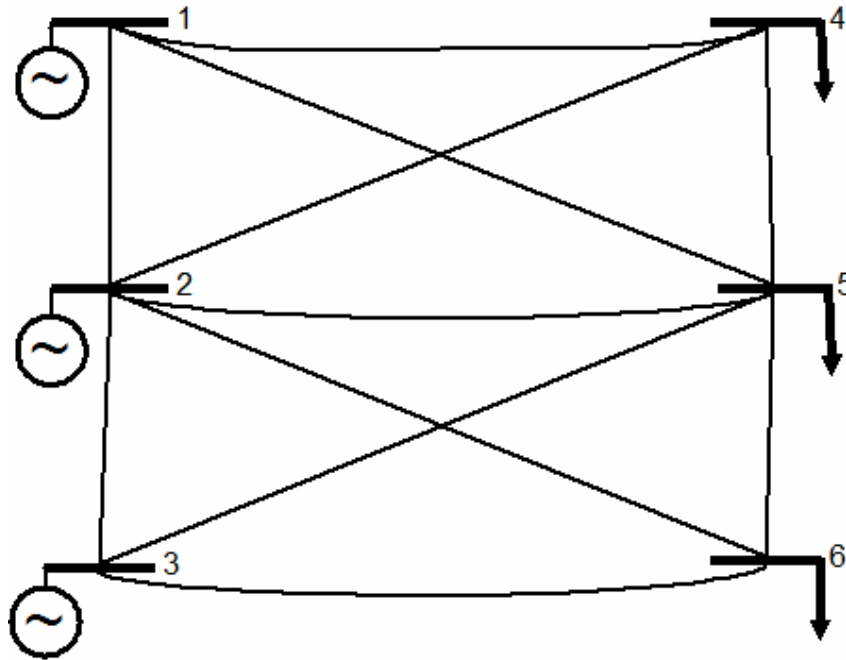


Figura 41: Rede de 6 barras

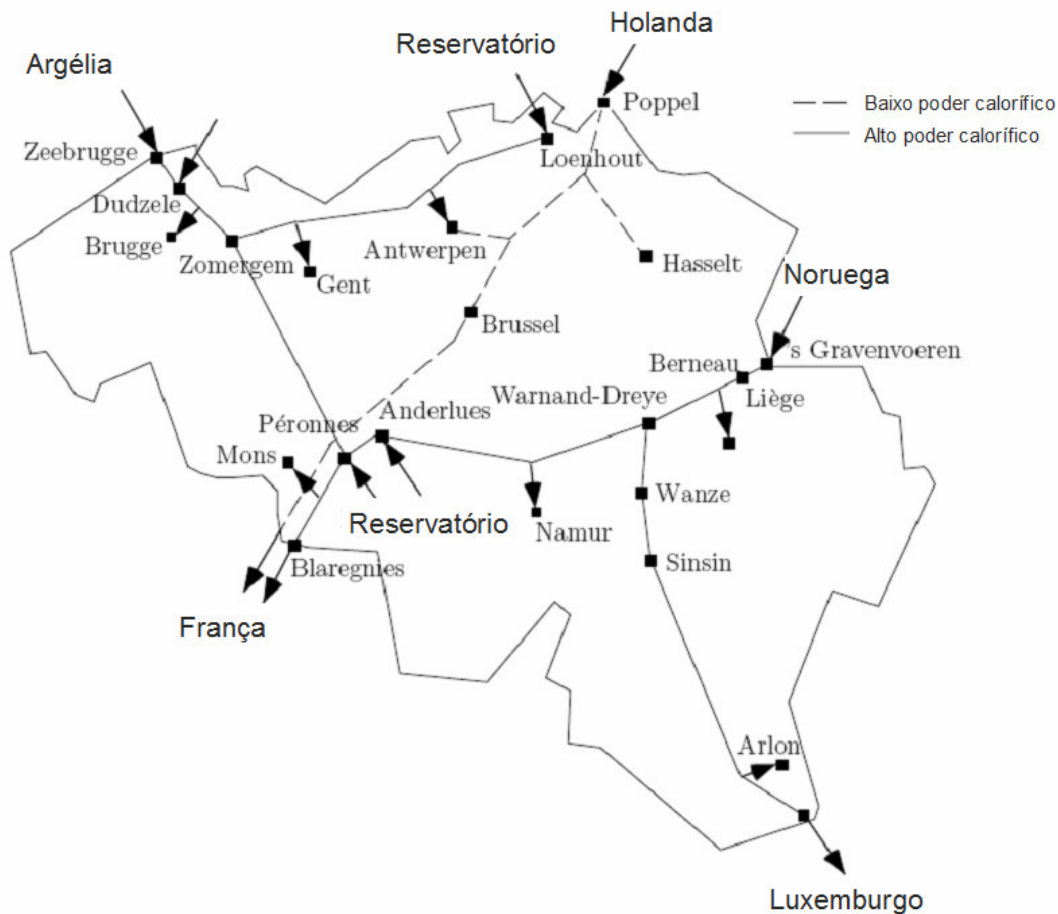
No Anexo 1, são mostrados os dados característicos das linhas de transmissão da rede estudada. Mostrar-se-ão os dados de barra nos itens de cada estudo, pois os tipos de fonte de energia das usinas geradoras serão diferentes em cada análise. A carga média diária de cada barra PQ foi estipulada constante durante o período estudado em 70 MWh médios para cada uma.

Além da rede elétrica, era necessária uma rede de gás natural para estudo da interação entre os modelos. Usou-se a rede de gás natural da Bélgica, mostrada em Wolf (2000), por conter todos os dados físicos da rede necessários ao estudo.

A Bélgica tem uma rede doméstica de gás natural e importa todo o gás consumido no país da Holanda, Argélia e Noruega. O gás argelino é fornecido por meio de GNL no terminal de Zeebrugge, já o que vem da Noruega, é transportado através de gasodutos que cruzam a Holanda e entram no território belga em s'Gravenvoeren.

No mapa da Figura 42, são mostrados os dois sistemas de gasodutos da Bélgica: um de alto poder calorífico (10.000 kcal/m<sup>3</sup>) e o de baixo poder calorífico

(8.000 kcal/m<sup>3</sup>), o qual tem todo seu fornecimento feito por gás vindo da Holanda. O sistema estudado aqui somente considerou o sistema de mais alto poder calorífico.



Fonte: Wolf (2000)

Figura 42: Mapa de gasodutos e nós da rede de gás natural da Bélgica

No Anexo 2, mostra-se a rede em maiores detalhes.

Os gasodutos são na sua maioria gasodutos passivos, ou seja, que não possuem compressores para aumento da capacidade de transmissão, exceto os dutos 10 e 11, da Tabela 36 do Anexo 2, entre Voeren e Berneau e o duto 22, entre Wanze e Sinsin, que possuem estação de compressão.

Para o completo teste dos modelos propostos no trabalho, fez-se uso de dados de usinas hidrelétricas brasileiras. Três usinas da cascata do Rio Tocantins foram adaptadas para a rede elétrica analisada aqui, as quais são Serra da Mesa, Cana Brava e Lajeado. A cascata do Rio Tocantins possui outras usinas hidrelétricas, porém o intuito era somente o teste do modelo proposto, usando a rede elétrica teórica de 6 barras, sendo 3 de geração. Assim, como a rede elétrica permite somente 3

usinas geradoras, e quando do teste onde todas as usinas geradoras são hidrelétricas, utilizaram-se as usinas citadas acima, obedecendo os dados reais de volume de reservatório, vazões turbinada e vertida e afluições em cada uma delas, além de considerar a ordem entre elas na cascata real (Figura 43).



Figura 43: Diagrama mostrando as usinas usadas no estudo para a rede de 6 barras

A produtividade de cada usina foi diminuída de um fator de 10 em relação à produtividade real para se atingir a ordem de grandeza da carga elétrica da rede analisada. Cada usina tem sua potência máxima sendo a sua respectiva produtividade multiplicada pela vazão máxima turbinada.

Programa Mensal de Operação (PMO) do ONS foi a fonte dos dados hidrológicos das usinas, que estão mostrados no Anexo 3 (PMO, 2007).

Analisaram-se vários casos para o sistema de 6 barras, combinando as usinas hidrelétricas citadas anteriormente com usinas térmicas a gás natural abastecidas através de gasodutos da rede belga e usinas térmicas de outra fonte qualquer nas 3 barras de geração. O que se chama aqui de usina termelétrica de outra fonte nada mais é que uma injeção de potência em uma barra de geração, como atualmente são tratadas as usinas termelétricas nos estudos de planejamento feitos pelo ONS.

Nos itens abaixo, serão mostrados os resultados de alguns casos analisados, considerando a potência base do estudo de 100 MVA.

### **5.2.2 Caso 1: Todas usinas termelétricas (3 UTE's)**

A Tabela 1 mostra os dados das barras da rede para o caso 1. O custo de geração de cada usina mostrado, evidentemente é um valor fictício, que é útil apenas

à análises qualitativas dos resultados. Estipulou-se custos de 1,00 (R\$/MWh), que pode ser convertido em 24,00 (R\$/MWh médios), para cada usina. Na Tabela 2, são expostos o resultado do despacho de cada usina analisada e, na Figura 44, ilustra-se a distribuição do fluxo de potência nas linhas da rede, evidenciando, em vermelho, quando a restrição de carregamento máximo na linha foi atingida. Cabe ressaltar que o estudo foi realizado para 3 dias com discretização diária, gerando, portanto 3 distribuições de fluxo de potência nas linhas da rede, porém, como a carga foi mantida constante durante os três dias analisados e a geração também se manteve a mesma em cada usina durante o estudo, a distribuição de fluxo de potência é a mesma em todos os três instantes. Sendo assim, ilustrou-se somente uma vez essa distribuição.

Tabela 1: Dados de barra – caso 1

Nº	Tipo da Barra	P <sub>L</sub> (MW)	P <sub>Gmin</sub> (MW)	P <sub>Gmáx</sub> (MW)	Tipo da Geração	Custo (R\$/MW)
1	Vθ	0	0	200	UTE	24,0
2	PV	0	0	150	UTE	24,0
3	PV	0	0	180	UTE	24,0
4	PQ	70	-	-	-	-
5	PQ	70	-	-	-	-
6	PQ	70	-	-	-	-

Tabela 2: Potência em cada barra de carga e perdas – caso 1

Tempo (dia)	P <sub>1</sub> (MW)	P <sub>2</sub> (MW)	P <sub>3</sub> (MW)	Perdas (MW)
1	76,331	70,207	66,827	3,364
2	76,331	70,207	66,827	3,364
3	76,331	70,207	66,827	3,364

Nesse caso, o custo global de operação do sistema foi de R\$ 15.362,20.

Os resultados mostram que o sistema converge para um ponto de mínimas perdas na rede, obedecendo às restrições de transmissão em cada linha. Isso acontece porque os custos de geração das usinas são iguais, levando o modelo a minimizar as perdas, pois sua ocorrência significa maior geração e conseqüentemente, maior custo para o sistema.

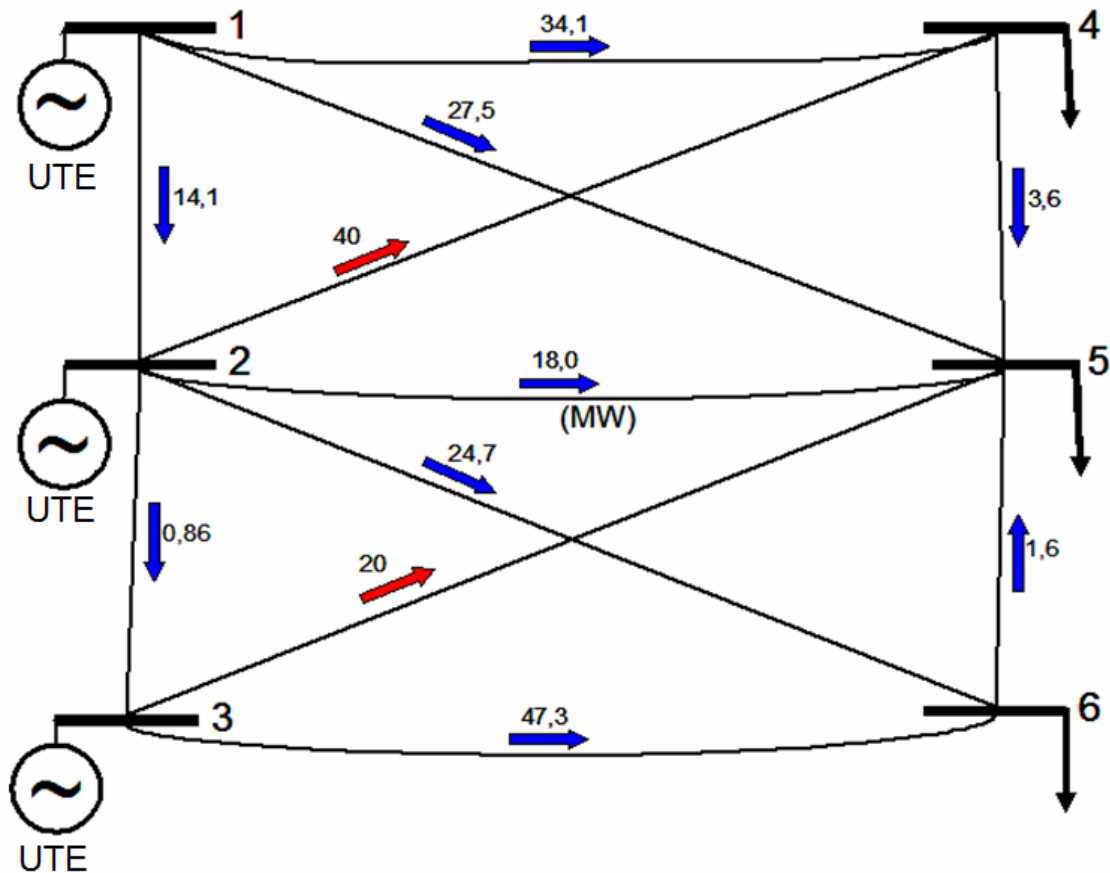


Figura 44: Distribuição de fluxo de potência nas linhas – caso 1

### 5.2.3 Caso 2: Todas Usinas Hidrelétricas (3 UHE's)

As usinas hidrelétricas foram analisadas como estão na realidade, ou seja, no mesmo rio, em cascata. Os dados de cada usina estão mostrados no anexo 3. Para o modelo proposto, a vazão afluyente de cada usina, ou seja, a vazão incremental originária de rios que deságuam no trecho entre uma usina e outra e o acréscimo devido chuvas no período, deve ser fixada como um dado do problema. A Tabela 3 mostra esses dados. A Tabela 4 e Tabela 5 mostram, respectivamente, os dados das barras da rede e os resultados de potência gerada em cada barra juntamente com as perdas no sistema de transmissão. Como no caso anterior, o custo de geração de cada usina é fictício.



Tabela 3: Afluências de cada usina em cada dia do estudo

Tempo (dia)	Serra da Mesa (m³/s)	Cana Brava (m³/s)	Lajeado (m³/s)
1	216	31	173
2	199	28	163
3	190	27	159

Tabela 4: Dados de barra – caso 2

Nº	Nome da UHE	Tipo da Barra	P <sub>L</sub> (MW)	P <sub>Gmin</sub> (MW)	P <sub>Gmáx</sub> (MW)	Tipo da Geração	Custo (R\$/MW)
1	Serra da Mesa	V0	0	0	127,57	UHE	0
2	Cana Brava	PV	0	0	45,01	UHE	0
3	Lajeado	PV	0	0	90,32	UHE	0
4	-	PQ	70	-	-	-	-
5	-	PQ	70	-	-	-	-
6	-	PQ	70	-	-	-	-

Tabela 5: Potência em cada barra de carga e perdas – caso 2

Tempo (dia)	P <sub>1</sub> (MW)	P <sub>2</sub> (MW)	P <sub>3</sub> (MW)	Perdas (MW)
1	112,216	45,007	57,018	4,242
2	112,216	45,007	57,018	4,242
3	112,216	45,007	57,018	4,242

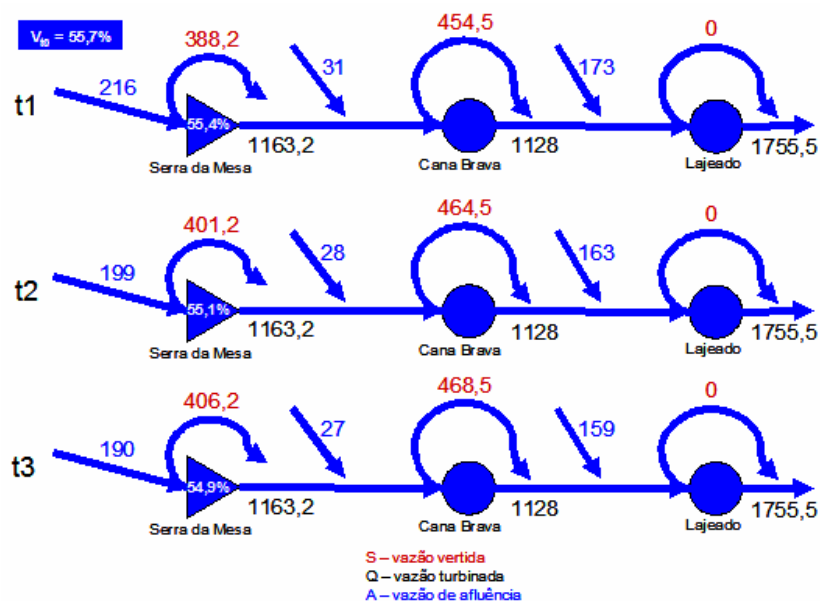


Figura 45: Resultado das usinas em [m3/s]

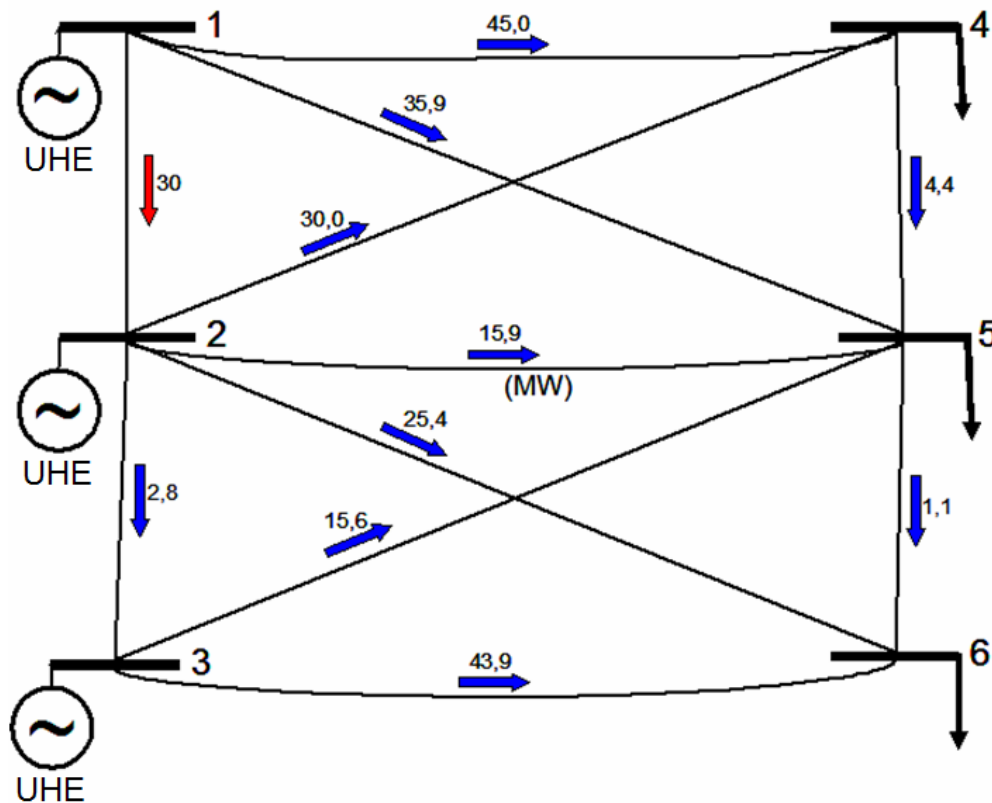


Figura 46: Distribuição de fluxo de potência nas linhas – caso 2

O custo global de operação do sistema, neste caso, é nulo, pois todas as usinas foram consideradas de custo zero e não houve déficit.

No presente caso, apesar de os custos de geração também serem iguais, como no caso anterior, existem restrições hidrológicas, além de diferenças nos rendimentos das usinas, no que se refere a  $MWh/m^3$  de água turbinada. Essas diferenças em relação ao caso anterior ocasionaram um maior despacho da usina de Serra da Mesa (usina 1) que possui um melhor rendimento além de ter maior capacidade de geração. Além disso, as perdas na rede de transmissão são maiores do que no caso anterior (Tabela 5 comparando com

Tabela 2), já que podemos considerar o caso anterior como o caso onde as perdas são mínimas. Aqui, as restrições nas usinas hidrelétricas e na rede de transmissão delimitam uma região para a solução ótima.

Analisando um pouco as usinas hidrelétricas, nota-se que há vertimento em Serra da Mesa e Cana Brava (usina 2), mesmo a primeira não estando na sua máxima capacidade ( $Q_{max} = 1322$ ). Pode-se perceber que os vertimentos nas duas usinas somente acontecem para que a usina de Lajeado (usina 3) consiga gerar o suficiente para atendimento à demanda, já que Serra da Mesa é limitada pelo fluxo máximo na

linha 1-2, como mostrado na Figura 46, e a usina de Cana Brava atinge sua máxima vazão turbinada, conseqüentemente sua máxima capacidade de geração.

Além disso, a Figura 45 mostra que, mesmo com a grande vazão turbinada e vertida, o reservatório da usina de Serra da Mesa não atingiu o volume final designado na Tabela 37, do Anexo 3 (53,9%), ficando com 54,9%. É importante lembrar que as metas de reservatório não são metas fixas e sim valores mínimos no último período de análise. Assim, como no caso estudado, os reservatórios podem chegar ao final com níveis acima do estipulado pela meta.

### 5.2.4 Caso 3: Todas Usinas Termelétricas a gás (3 UTE's a GN)

Neste caso, todas as usinas geradoras são usinas termelétricas a gás natural, cujos dados são mostrados na Tabela 6, e são dispostas na rede de gás conforme a Figura 48. A potência gerada nas usinas termelétricas a gás natural é linearmente proporcional ao fluxo fornecido no nó onde a usina está localizada na rede de gás. Os rendimentos de cada UTE ( $\rho$ ), dados em MW/milhões de m<sup>3</sup> de gás, estão mostrados na Tabela 6, juntamente com os dados de tipo de geração, o nó em que cada usina está ligada na rede de gás usada no estudo, além do custo de geração, que será considerado o mesmo para todas elas.

Tabela 6: Dados de barra – caso 3

Nº	Tipo da Barra	P <sub>L</sub> (MW)	P <sub>Gmin</sub> (MW)	P <sub>Gmáx</sub> (MW)	Tipo da Geração	Nó da rede de GN onde a UTE está instalada	Custo (R\$/MW)
1	Vθ	0	0	200	UTE GN [ $\rho = 50$ ]*	10 (Liège)	24
2	PV	0	0	150	UTE GN [ $\rho = 30$ ]*	15 (Mons)	24
3	PV	0	0	120	UTE GN [ $\rho = 40$ ]*	6 (Antwerpen)	24
4	PQ	70	-	-	-	-	-
5	PQ	70	-	-	-	-	-
6	PQ	70	-	-	-	-	-

\* - unidade: [MWmedio/10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>]

A demanda de gás para outros consumidores está mostrada na Tabela 7. Essa demanda se refere ao uso do gás natural em indústrias, comércio, residências, hospitais, veículos, isto é, todos os clientes de gás natural exceto às usinas termelétricas. Essa demanda também foi considerada constante durante o estudo.

Tabela 7: Demanda de gás para outros clientes que não termelétricas

Nó da Rede de Gasodutos	Nome	Demanda (milhões de m3/dia)
3	Brugge	3,918
6	Antwerpen	2,034 (máxima p/ UTE = 3)
7	Gent	5,256
10	Liège	6,365 (máxima p/ UTE = 4)
12	Namur	2,120
15	Mons	6,848 (máxima p/ UTE = 5)
16	Blaregnies	15,616
19	Arlon	0,222
20	Pétange	1,919

Os resultados para esse caso estão mostrados nas tabelas e gráficos a seguir.

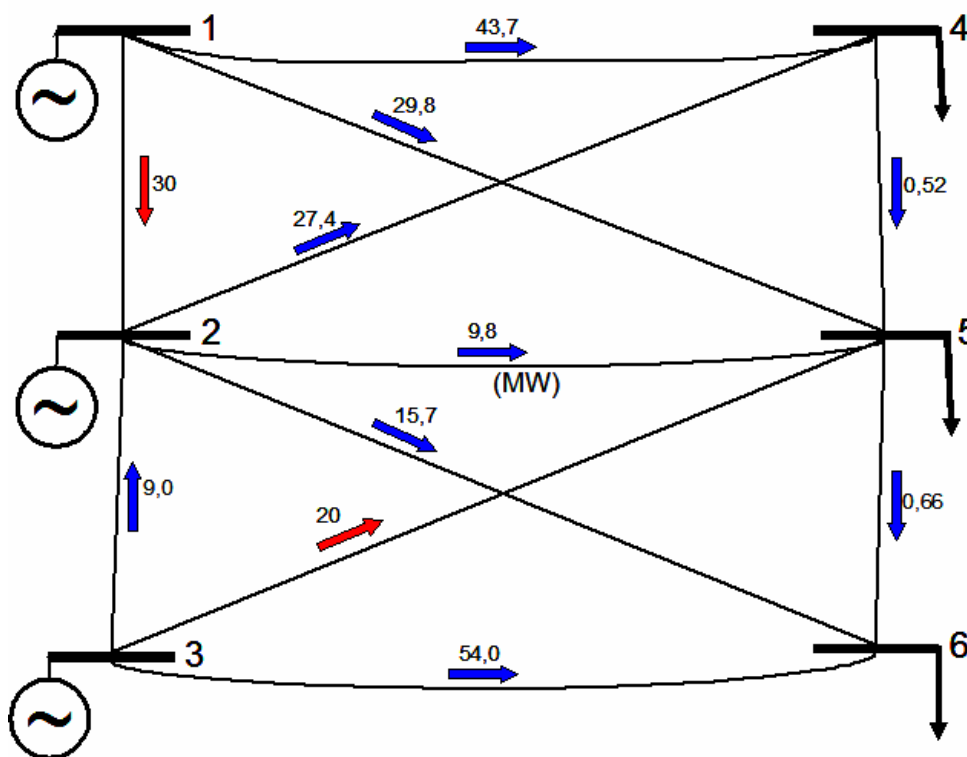


Figura 47: Distribuição de fluxo de potência nas linhas – caso 3

A Tabela 8 mostra os fluxos gás necessários para a geração de cada usina termelétrica. Pode-se verificar que o fluxo para a usina 2 é menor do que o das outras usinas. Isso acontece porque a usina 2 está localizada na rede de gás distante dos nós de maior produção, fato que impede a entrega de gás no sistema de gasodutos, e impede uma geração maior. Essa limitação de geração na usina 2, juntamente com as restrições de transmissão nas linhas 1-2 e 3-5, ilustrados na Figura 47, fazem com que a demanda elétrica não seja atendida plenamente. A Tabela 9 indica as potências geradas em cada usina, além das perdas nas linhas de transmissão e o déficit de energia elétrica, que acontece na barra 5 de carga.

As Tabela 10 e Tabela 12 mostram os fluxos em cada gasoduto e as pressões em cada nó da rede de gás, respectivamente. Já a Tabela 11 indica um limite de produção de gás da rede, pois analisando os dados, percebe-se que em todos os dias de estudo, todos os nós produtores produziram o máximo possível para atender à demanda de gás das termelétricas, e apesar disso, não foi suficiente para o atendimento pleno, causando déficit no sistema elétrico. A Figura 48 indica a distribuição média diária de fluxo de gás durante o período.

Tabela 8: Fluxo de gás natural para a usina termelétrica – caso 3

Tempo (dia)	Fluxo (milhões de m <sup>3</sup> )		
	UTE 1 (barra1)	UTE 2 (barra 2)	UTE 3 (barra3)
1	2,094	0,488	2,087
2	2,094	0,488	2,087
3	2,094	0,488	2,087

Tabela 9: Potência em cada barra de carga, perdas e déficit – caso 3

Tempo (dia)	P <sub>1</sub> (MW)	P <sub>2</sub> (MW)	P <sub>3</sub> (MW)	Perdas (MW)	Déficit
1	104,696	14,627	83,461	3,865	11,082
2	104,696	14,627	83,461	3,865	11,082
3	104,696	14,627	83,461	3,865	11,082

Tabela 10: Fluxos em cada gasoduto da rede de gás para os três dias – caso 3

Número do gasoduto	Dia 1 [milhões de m <sup>3</sup> ]	Dia 2 [milhões de m <sup>3</sup> ]	Dia 3 [milhões de m <sup>3</sup> ]
1	5,797	5,797	5,797
2	5,797	5,797	5,797
3	9,997	9,997	9,997
4	9,997	9,997	9,997
5	16,076	16,076	16,076

6	4,8	4,8	4,8
7	0,67948	0,67948	0,67948
8	-4,5765	-4,5765	-4,5765
9	11,4995	11,4995	11,4995
10	11,006	11,006	11,006
11	11,006	11,006	11,006
12	19,6182	19,6182	19,6182
13	2,3938	2,3938	2,3938
14	12,0792	12,0792	12,0792
15	1,4739	1,4739	1,4739
16	11,4121	11,4121	11,4121
17	9,2921	9,2921	9,2921
18	10,4921	10,4921	10,4921
19	22,9516	22,9516	22,9516
20	15,616	15,616	15,616
21	2,141	2,141	2,141
22	2,141	2,141	2,141
23	2,141	2,141	2,141
24	1,919	1,919	1,919

Tabela 11: Produção de gás natural nos nós de produção – caso 3

Nó da rede de gás	Dia 1 [milhões de m <sup>3</sup> ]	Dia 2 [milhões de m <sup>3</sup> ]	Dia 3 [milhões de m <sup>3</sup> ]
1	11,594	11,594	11,594
2	8,4	8,4	8,4
5	4,8	4,8	4,8
8	22,012	22,012	22,012
13	1,2	1,2	1,2
14	0,96	0,96	0,96

Tabela 12: Pressão nos nós da rede de gás – caso 3

Nó da rede de gás	Dia 1 [bars]	Dia 2 [bars]	Dia 3 [bars]
1	64,9193	64,9193	64,9193
2	64,8907	64,8907	64,8907
3	64,7632	64,7632	64,7632
4	63,3172	63,3172	63,3172
5	64,4174	64,4174	64,4174
6	62,6082	62,6082	62,6082

7	62,5834	62,5834	62,5834
8	66,2	66,2	66,2
9	66,2	66,2	66,2
10	64,5777	64,5777	64,5777
11	63,7945	63,7945	63,7945
12	62,6017	62,6017	62,6017
13	61,8367	61,8367	61,8367
14	61,7139	61,7139	61,7139
15	60,5262	60,5262	60,5262
16	59,1218	59,1218	59,1218
17	63,0923	63,0923	63,0923
18	62,1511	62,1545	62,1549
19	34,2261	34,2323	34,2331
20	32,2343	32,2409	32,2418

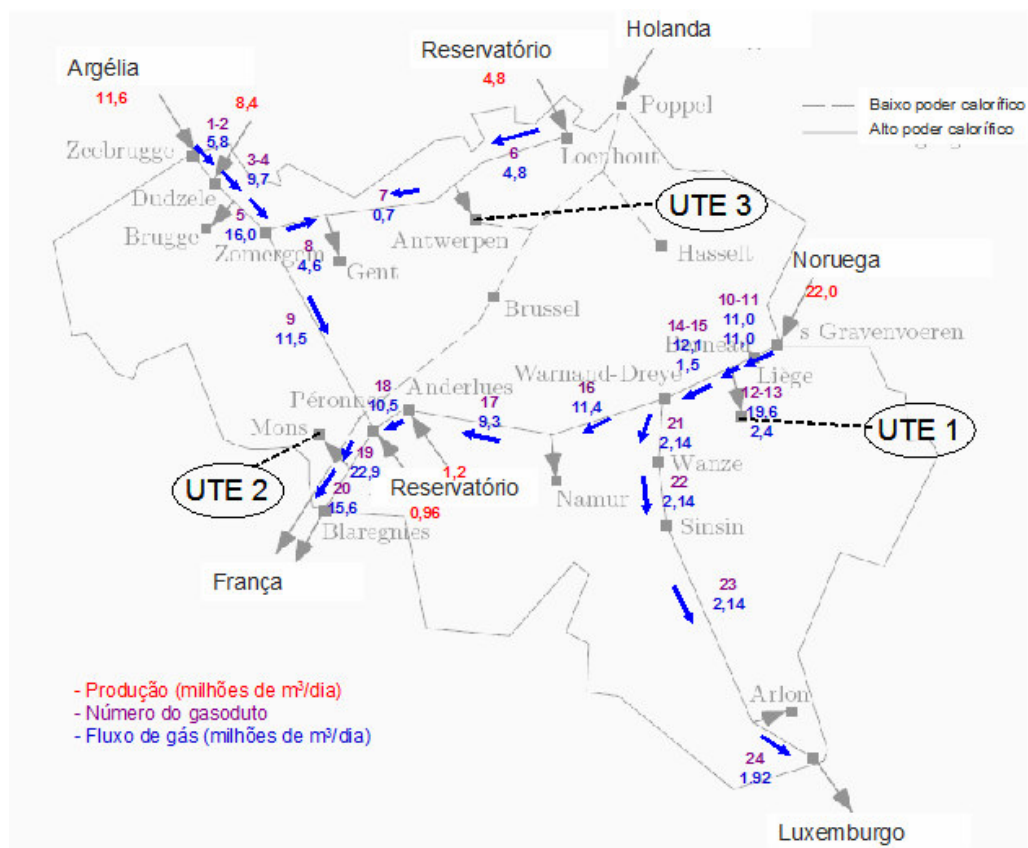


Figura 48: Ilustração da distribuição dos fluxos de gás – caso 3

### 5.2.5 Caso 4: Uma usina hidrelétrica, uma termelétrica a gás natural e uma termelétrica de outra fonte

Nesse caso, analisaram-se três usinas de três fontes diferentes. A usina hidrelétrica é a usina de Serra da Mesa, com os mesmos dados usados anteriormente, inclusive de afluências, e presente novamente na barra 1 da rede elétrica. A usina térmica a gás está na barra 3 da rede elétrica e no nó 6 da rede de gasodutos (Antwerpen).

A potência gerada na usina termelétrica a gás natural é linearmente proporcional ao fluxo fornecido no nó onde a usina está localizada na rede de gás. No caso da usina em questão essa constante de proporcionalidade está informada na Tabela 13 na unidade de MW por milhões de m<sup>3</sup> de gás natural. Novamente os custos de cada usina são fictícios, porém em uma ordem econômica coerente. Apesar de a proporcionalidade entre custos não ser conforme é na realidade, a ordem econômica do mais barato até o mais caro é verdadeira.

Tabela 13: Dados de barra – caso 4

Nº	Tipo da Barra	P <sub>L</sub> (MW)	P <sub>Gmin</sub> (MW)	P <sub>Gmáx</sub> (MW)	Tipo da Geração	Custo (R\$/MW)
1	Vθ	0	0	127,57	UHE	0
2	PV	0	0	100	UTE	240
3	PV	0	0	150	UTE GN [ρ = 40]*	24
4	PQ	70	-	-	-	-
5	PQ	70	-	-	-	-
6	PQ	70	-	-	-	-

\* unidade: [MWmedio/10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>]

A demanda de gás natural de indústrias e outros consumidores, exceto usinas termelétricas, é a mesma do caso 3, cujos valores estão mostrados na Tabela 7.

Nas tabelas e gráficos a seguir, mostram-se os resultados obtidos no estudo do caso 4, cujo custo global de operação do sistema foi de R\$ 26.319,95.

Respectivamente, as Tabela 14 e Tabela 15 mostram o fluxo de gás natural que atende à usina termelétrica da barra 3 e o despacho de geração em cada usina da rede juntamente com as perdas no sistema de transmissão.

Novamente nota-se, na Figura 49, que o volume do reservatório no final do período estudado não atinge o valor mínimo estipulado de 53,9%. O volume ainda é



maior do que no caso anterior, pois no presente caso, a usina de Serra da Mesa não necessitou verter, pois, diferentemente do caso anterior, a usina está isolada, ou seja, não faz parte da cascata de um rio. Sendo assim, sua operação não afeta nenhuma outra usina, não sendo necessário o vertimento para possibilitar a geração de usinas à jusante, como no caso anterior, tornando o vertimento um desperdício de energia.

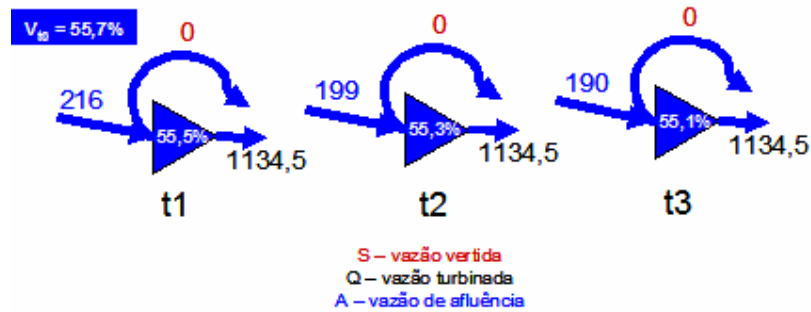


Figura 49: Resultados para a UHE Serra da Mesa – caso 4

Tabela 14: Fluxo de gás natural para a usina termelétrica – caso 4

Tempo (dia)	Fluxo (milhões de m <sup>3</sup> )
1	1,8922
2	1,8922
3	1,8922

Tabela 15: Potência em cada barra de carga e perdas – caso 4

Tempo (dia)	P <sub>1</sub> (MW)	P <sub>2</sub> (MW)	P <sub>3</sub> (MW)	Perdas (MW)
1	109,441	28,987	75,690	4,118
2	109,441	28,987	75,690	4,118
3	109,441	28,987	75,690	4,118

As Tabela 16, Tabela 17 e Tabela 18 mostram, respectivamente, os fluxos de gás natural nos gasodutos, a produção de gás nos nós onde há poço de produção, reservatório ou terminais de GNL e a pressão em cada nó da rede de gás.

Uma mudança importante frente aos casos anteriores é que a usina 3 passa a ser uma usina termelétrica a gás natural. Como o preço do gás foi considerado mais baixo do que o preço do combustível para a usina 2, uma termelétrica convencional movida a carvão ou óleo combustível, seu despacho (usina 2) foi menor do que no caso anterior. As restrições da rede de gás não foram atingidas, sendo o fluxo de gás natural para a usina 3 suficiente para a quantidade demandada, a qual é limitada pela rede elétrica, na linha 3-5, mostrada na Figura 50. Todas as restrições de máximo

fluxo nas linhas de transmissão atingidas, a qual é, além da 3-5 mencionada, a linha 1-2, justificam os despachos das usinas hidrelétrica e térmica a gás, apesar de elas ainda poderem gerar mais do ponto de vista energético.

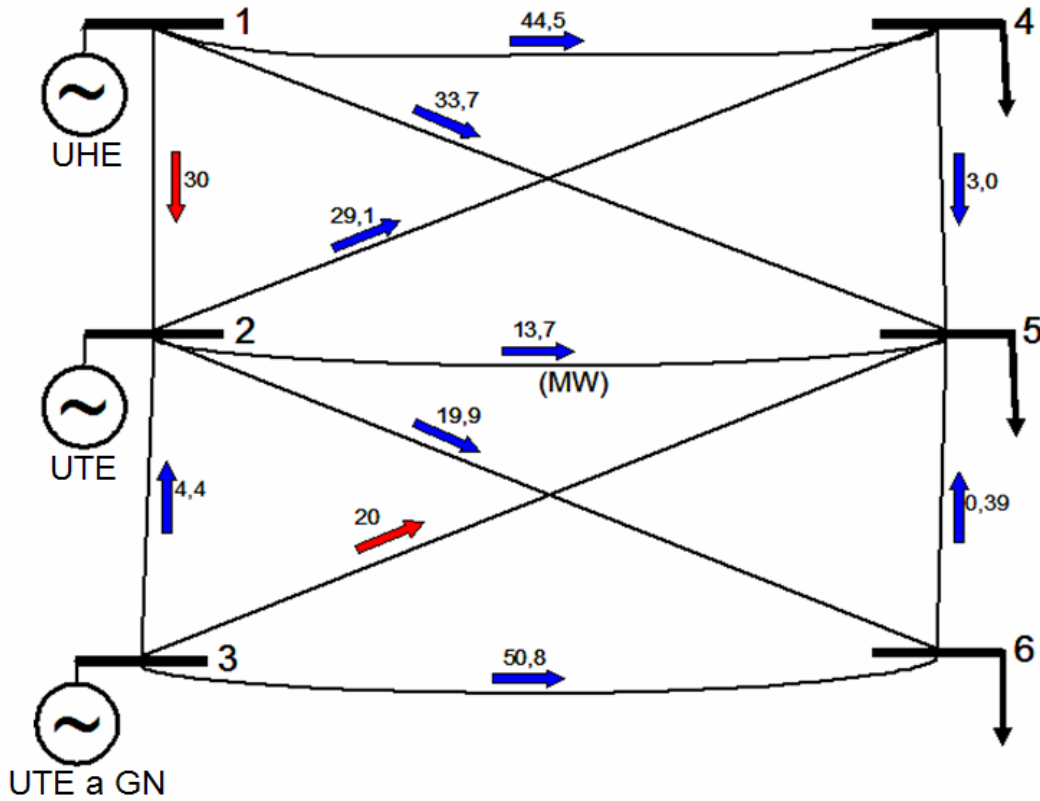


Figura 50: Distribuição de fluxo de potência nas linhas – caso 4

Tabela 16: Fluxos em cada gasoduto da rede de gás para os três dias – caso 4

Número do gasoduto	Dia 1 [milhões de m <sup>3</sup> ]	Dia 2 [milhões de m <sup>3</sup> ]	Dia 3 [milhões de m <sup>3</sup> ]
1	5,797	5,795	5,797
2	5,797	5,795	5,797
3	9,997	8,624	9,997
4	9,997	8,624	9,997
5	16,076	13,329	16,076
6	4,778	4,771	4,433
7	0,852	0,845	0,507
8	-4,404	-4,411	-4,749
9	11,672	8,918	11,327
10	18,247	17,731	18,294

11	2,301	4,281	2,066
12	18,313	19,618	18,146
13	2,235	2,394	2,214
14	12,641	13,945	12,473
15	1,542	1,702	1,522
16	12,042	13,506	11,854
17	9,922	11,386	9,734
18	9,922	12,586	10,177
19	22,464	22,464	22,464
20	15,616	15,616	15,616
21	2,141	2,141	2,141
22	2,141	2,141	2,141
23	2,141	2,141	2,141
24	1,919	1,919	1,919

Tabela 17: Produção de gás natural nos nós de produção – caso 4

Nó da rede de gás	Dia 1 [milhões de m <sup>3</sup> ]	Dia 2 [milhões de m <sup>3</sup> ]	Dia 3 [milhões de m <sup>3</sup> ]
1	11,594	11,591	11,594
2	8,400	5,657	8,400
5	4,778	4,771	4,433
8	20,548	22,012	20,360
13	0,000	1,200	0,443
14	0,870	0,960	0,960

Tabela 18: Pressão nos nós da rede de gás – caso 4

Nó da rede de gás	Dia 1 [bars]	Dia 2 [bars]	Dia 3 [bars]
1	64,866	62,644	64,871
2	64,838	62,614	64,843
3	64,710	62,516	64,715
4	63,263	61,489	63,268
5	64,415	62,665	64,040
6	62,622	60,827	62,491
7	62,583	60,787	62,477
8	66,193	66,161	66,186
9	66,186	66,200	66,170
10	64,775	64,578	64,784
11	63,919	63,532	63,951

12	62,592	61,847	62,666
13	61,719	60,681	61,827
14	61,609	60,501	61,712
15	60,470	59,340	60,574
16	59,064	57,907	59,171
17	63,218	62,827	63,251
18	62,482	62,482	62,481
19	34,824	34,824	34,822
20	32,868	32,868	32,866

### 5.2.6 Caso 5: Duas usinas hidrelétricas, uma termelétrica a gás natural

Nesse caso, analisaram-se três usinas, sendo duas hidrelétricas e uma térmica a gás natural. As usinas hidrelétricas são as usinas de Serra da Mesa e Cana Brava, com os mesmos dados usados anteriormente, inclusive os de afluências, localizadas nas barras 1 e 2 da rede elétrica, conforme o caso 2. A usina térmica a gás está na barra 3 da rede elétrica e no nó 6 da rede de gasodutos (Antwerpen), da mesma forma que no caso 4. Os dados da rede são mostrados na Tabela 19.

A rede de gás é a mesma rede usada nos casos anteriores, com os mesmos dados de demanda mostrados na Tabela 7.

Tabela 19: Dados de barra – caso 5

Nº	Tipo da Barra	P <sub>L</sub> (MW)	P <sub>Gmin</sub> (MW)	P <sub>Gmáx</sub> (MW)	Tipo da Geração	Custo (R\$/MW)
1	Vθ	0	0	127,57	UHE	0
2	PV	0	0	45,01	UHE	0
3	PV	0	0	150	UTE GN [ρ = 40]*	24
4	PQ	70	-	-	-	-
5	PQ	70	-	-	-	-
6	PQ	70	-	-	-	-

Os resultados obtidos no estudo do caso 5 estão expostos a seguir, com as Tabela 20 e Tabela 21 mostrando, respectivamente, os resultados de fluxo de gás para a termelétrica a gás natural e a geração em cada usina nos dias de estudo.

O custo global de operação do sistema foi de R\$ 4.536,41.

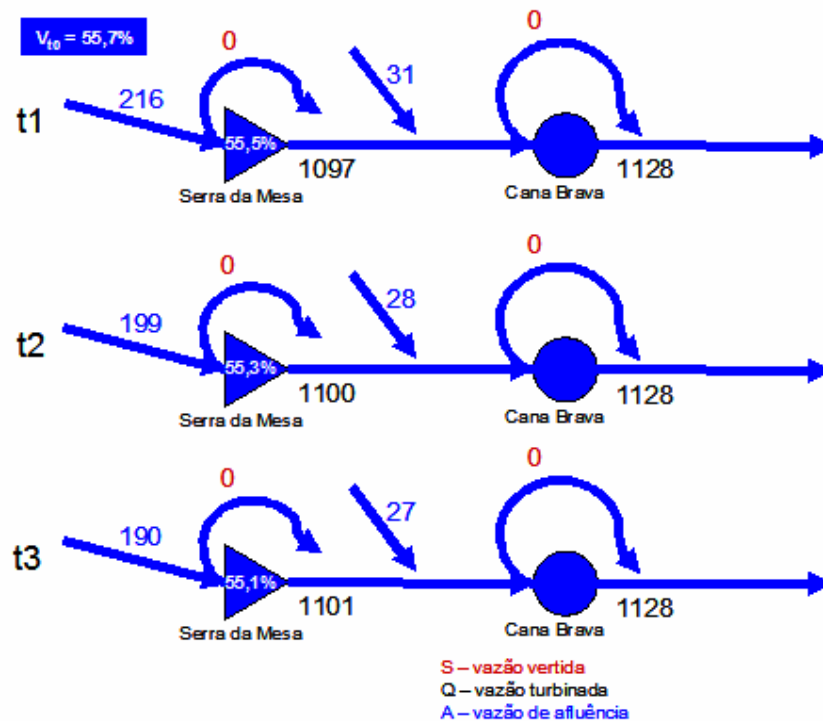


Figura 51: Resultados para as usinas hidrelétricas – caso 5

Tabela 20: Fluxo de gás natural para a usina termelétrica – caso 5

Tempo (dia)	Fluxo (milhões de m <sup>3</sup> )
1	1,5806
2	1,5736
3	1,5713

Tabela 21: Potência em cada barra de carga e perdas – caso 5

Tempo (dia)	P <sub>1</sub> (MW)	P <sub>2</sub> (MW)	P <sub>3</sub> (MW)	Perdas (MW)
1	105,828	45,007	63,223	4,058
2	106,117	45,007	62,944	4,068
3	106,213	45,007	62,851	4,071

Nota-se, na Tabela 21, que o nível de perdas no sistema de transmissão é menor do que no caso 3, pois houve uma melhor distribuição do fluxo de potência nas linhas neste caso, devido à geração máxima permitida na usina de Cana Brava (45 MW médios). A UHE de Serra da Mesa utiliza parte da energia armazenada em seu reservatório, porém sem atingir o limite, que é de 53,9% no último dia de estudo. Mesmo com um despacho hidrelétrico maior, não há vertimento nas usinas, já que não

existe nenhuma usina a jusante que necessite de vazão maior para turbinamento, como no caso 2.

A usina térmica a gás gera menos do que no caso 3 porque ela é agora a usina de mais alto custo de operação. Aliás, ela somente gera em torno de 63 MW médios, devido a limitações hidrológicas na usina de Cana Brava, o que torna necessário o despacho da usina térmica para atender o balanço elétrico na rede.

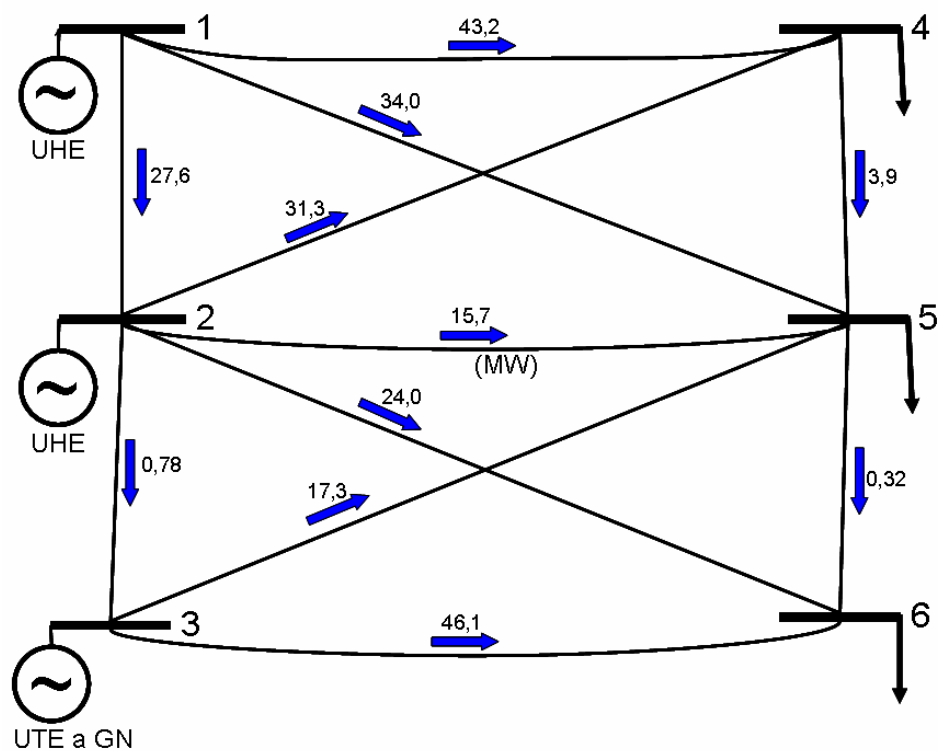


Figura 52: Distribuição de fluxo de potência nas linhas – caso 5

Pode-se ver também, na Figura 52, que os limites das linhas de transmissão não são atingidos neste caso, pois a maior geração em Cana Brava permitiu um maior equilíbrio de fluxo nas linhas da rede. Não houve limitação na rede de gasodutos, e os dados de fluxo e produção de gás, e os níveis de pressão estão mostrados nas Tabela 22, Tabela 23 e Tabela 24, respectivamente.

Tabela 22: Fluxos em cada gasoduto da rede de gás para os três dias – caso 5

Número do gasoduto	Dia 1 [milhões de m <sup>3</sup> ]	Dia 2 [milhões de m <sup>3</sup> ]	Dia 3 [milhões de m <sup>3</sup> ]
1	5,797	5,721	5,796
2	5,797	5,721	5,796
3	9,997	9,532	9,996

4	9,997	9,532	9,996
5	16,076	15,145	16,073
6	4,800	3,416	4,795
7	1,185	-0,192	1,190
8	-4,071	-5,448	-4,066
9	12,005	9,697	12,007
10	18,114	18,129	18,530
11	2,230	3,104	1,838
12	18,132	18,924	18,153
13	2,212	2,309	2,215
14	12,459	13,251	12,480
15	1,520	1,617	1,523
16	11,838	12,727	11,862
17	9,718	10,607	9,742
18	9,718	11,807	9,742
19	22,464	22,464	22,464
20	15,616	15,616	15,616
21	2,141	2,141	2,141
22	2,141	2,141	2,141
23	2,141	2,141	2,141
24	1,919	1,919	1,919

Tabela 23: Produção de gás natural nos nós de produção – caso 5

Nó da rede de gás	Dia 1 [milhões de m <sup>3</sup> ]	Dia 2 [milhões de m <sup>3</sup> ]	Dia 3 [milhões de m <sup>3</sup> ]
1	11,594	11,443	11,591
2	8,400	7,620	8,400
5	4,800	3,416	4,795
8	20,344	21,233	20,368
13	0,000	1,200	0,000
14	0,741	0,960	0,715

Tabela 24: Pressão nos nós da rede de gás – caso 5

Nó da rede de gás	Dia 1 [bars]	Dia 2 [bars]	Dia 3 [bars]
1	65,077	63,709	65,066
2	65,049	63,681	65,038
3	64,922	63,563	64,911
4	63,479	62,256	63,469

5	64,775	62,137	64,763
6	62,976	61,194	62,967
7	62,901	61,196	62,892
8	66,192	66,200	66,175
9	66,172	66,200	66,176
10	64,788	64,692	64,789
11	63,957	63,750	63,955
12	62,676	62,262	62,669
13	61,840	61,258	61,829
14	61,734	61,101	61,723
15	60,598	59,952	60,586
16	59,195	58,534	59,183
17	63,257	63,047	63,255
18	62,856	62,849	62,854
19	35,490	35,477	35,487
20	33,573	33,560	33,570

### **5.2.7 Análise dos resultados para a rede de 6 barras**

A Tabela 25 mostra as potências médias diárias despachadas em cada usina do sistema estudado. Percebe-se que no primeiro caso, como somente havia restrição da rede elétrica e os custos de geração eram iguais, os despachos se equilibraram entre as três usinas, limitando-se apenas pela restrição da rede: máximo fluxo de potência nas linhas 2-4 e 3-5. Nos outros casos, têm-se restrições energéticas das usinas, como no caso 2, em que limites de vazão turbinada são atingidos limitando a geração em algumas usinas, e o caso 3, em que limites de produção de gás natural são atingidos, impedindo o atendimento pleno às usinas termelétricas, causando déficit de energia elétrica. Já no caso 4, minimiza-se a geração na usina 2 por ela ser a usina de mais alto custo de geração. O que não acontece no caso 5, pois a usina de mais alto custo de geração é a usina 3, o que permitiria uma maior geração na usina 2, porém, o limite de máxima vazão turbinada foi atingido, justificando um despacho de geração abaixo do esperado.

As termelétricas a gás natural, quando concorrem com usinas hidrelétricas (casos 4 e 5), não geram em sua capacidade plena, devido ao despacho prioritário dessas últimas, as quais têm um custo de geração menor.



Tabela 25: Resumo do despacho de geração nos casos estudados (MW)

Número da barra	Caso 1: 3 UTE's	Caso 2: 3 UHE's	Caso 3: 3 UTE's a GN	Caso 4: Híbrido	Caso 5: 2 UHE's e 1 UTE a GN
1	76,33	112,22	104,70	109,44 (UHE)	106,12 (UHE)
2	70,21	45,01	14,63	28,99 (UTE)	45,01 (UHE)
3	66,83	57,02	83,46	75,69 (UTE GN)	62,95 (UTE GN)
Perdas	3,36	4,24	3,86	4,12	4,06
Déficit	-	-	11,08	-	-

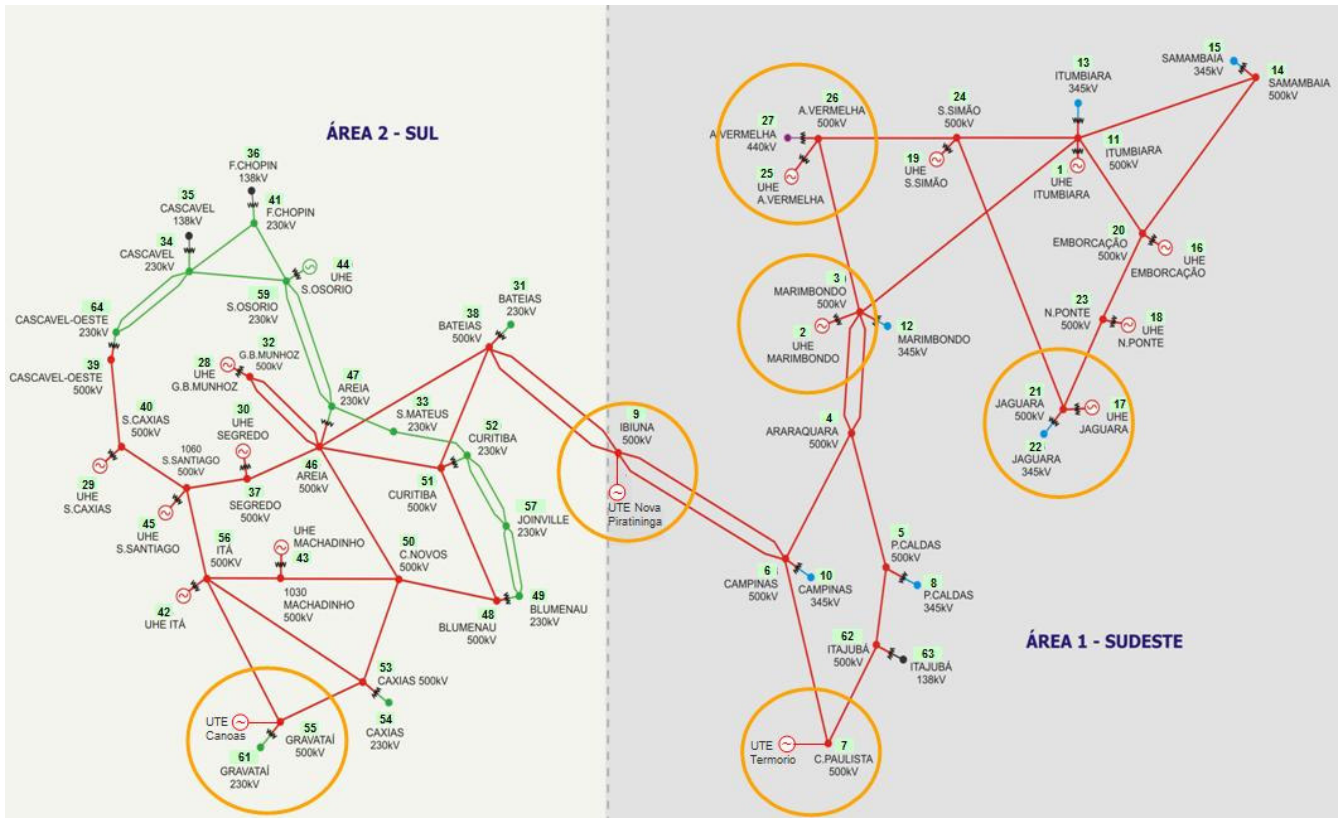
Finalmente, constataram-se, nos caso 2 e 4, limitações na rede elétrica que impediram que usinas de baixo custo, cuja capacidade ainda permitia um despacho maior, gerarem uma maior quantidade de energia. Embora, no caso 3, os limites máximos de fluxo de potência em algumas linhas de transmissão também tenham sido atingidos, o que determinou o déficit de energia foi a falta de gás natural para geração nas usinas térmicas.

### **5.3 ESTUDO DE CASO: MODELAGEM SIMPLIFICADA DE UMA PARTE DO SISTEMA BRASILEIRO**

Neste item do trabalho, objetivou-se uma análise aproximada do sistema elétrico e de gás natural brasileiros em um período de 7 dias. Estudos de demanda elétrica padrão e de um cenário com aumento de 10% na demanda foram analisados. Além disso, para cada um dos cenários citados acima, analisaram-se duas situações das usinas hidrelétricas: uma no período úmido, em março, final da estação chuvosa, e uma no período seco, em setembro, final da estação seca.

A rede elétrica utilizada foi baseada no trabalho de Alves (2007), onde se propôs uma série de sistemas elétricos teste tirados do sistema interligado nacional (SIN) para estudos em modelos computacionais. Acrescentaram-se à rede, três usinas térmicas a gás alocadas nas barras mais próximas, existentes no modelo, às barras onde fisicamente a usina está ligada. Por exemplo, a UTE Termorio, que está fisicamente ligada à subestação de São José, no sistema usado, está ligada à barra de Cachoeira Paulista, que é a barra existente no sistema, mais próxima da barra de São José. A Figura 53 mostra o sistema de 65 barras utilizado, destacando as usinas

que foram usadas no estudo de planejamento da operação, e no Anexo 4 estão os dados das barras e das linhas.

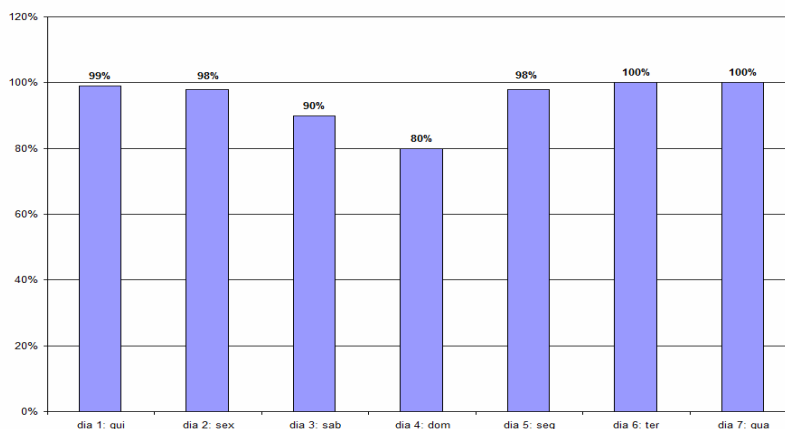


Fonte: Alves (2007)

Figura 53: Diagrama da rede de 65 barras

A demanda elétrica também foi tirada do trabalho de Alves (2007), sendo feito um ajuste baseado em dados semanais típicos do SIN (ONS, 2007). A Figura 54 mostra as porcentagens usadas relativas a carga base (indicada na Tabela 40, anexo 4) para a demanda nas barras de carga da rede. A carga base total do sistema é de 10.238 MW médios.

Objetivando concentrar as análises no despacho de usinas hidrelétricas e térmicas a gás natural, optou-se por relacionar as outras usinas da rede como uma injeção de potência fixa e considerar a barra como PQ de carga negativa, totalizando assim, 7.350 MW de geração não considerados na otimização do despacho. Assim, a otimização considera 2.888 MW para a carga padrão, com apenas 7 usinas geradoras, sendo 3 hidrelétricas, 3 térmicas a gás e 1 térmica de outra fonte de energia, que é a barra referência do modelo. Limitou-se a geração dessa barra de referência a fim de não influenciar na otimização do despacho.



Fonte: Dados extraídos de ONS (2007)

Figura 54: Porcentagem da carga padrão em cada dia

No cenário com 10% de aumento da carga, a injeção fixa de potência nessas barras (PQ com carga negativa) não foi alterada, de modo que o aumento de 10% na carga total, resultou numa demanda de 11.261 MW, gerando um aumento de mais de 35% na carga que deve ser suprida pelas usinas do modelo de otimização, que é de 3.911 MW.

Os custos das usinas geradoras foram adaptados com base nos últimos leilões de energia existente realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), 4º e 5º leilões (CCEE, 2005 e CCEE, 2006). Os preços foram arredondados para 100,00 R\$/MWh (2400 R\$/MWh médios, pois o estudo é diário) para as usinas hidrelétricas, 110,00 R\$/MWh (2640 R\$/MWh médios) para as usinas térmicas a gás e 2800 R\$/MWh médios para usinas térmicas convencionais. Além disso, o custo do déficit de energia elétrica foi estipulado, da mesma forma que no caso anterior, em 100.000,00 R\$/MWh médio.

A rede de gasodutos utilizada neste estudo é a rede simplificada de gasodutos do Sudeste e Sul do Brasil, mostrada anteriormente na Figura 20. A Figura 55 mostra os gasodutos e os terminais utilizados no estudo, destacando os terminais que possuem uma usina termelétrica que foi usada no estudo de despacho econômico. No total são 24 terminais (nós) e 25 dutos, incluindo o gasoduto Gascar (REPLAN-Taubaté-Japeri), que foi adaptado utilizando o terminal de São José dos Campos, ao invés do de Taubaté. O ramal que passa por Mato Grosso do Sul e chega a São Paulo, ramificando em Campinas para a Região Sul faz parte do Gasbol e os outros gasodutos, que atravessam o Rio de Janeiro, ramificando até Belo Horizonte e cortando também o Vale do Paraíba até Santos, são gasodutos operados pela Transpetro.

No Anexo 5, estão as características da rede com o Gasbol e os gasodutos da Transpetro e os dados da demanda industrial de gás natural, que foram tirados dos dados de fornecimento de setembro de 2007 da Transpetro (TRANSPETRO-3, 2007) e da TBG (GASBOL-2, 2007).

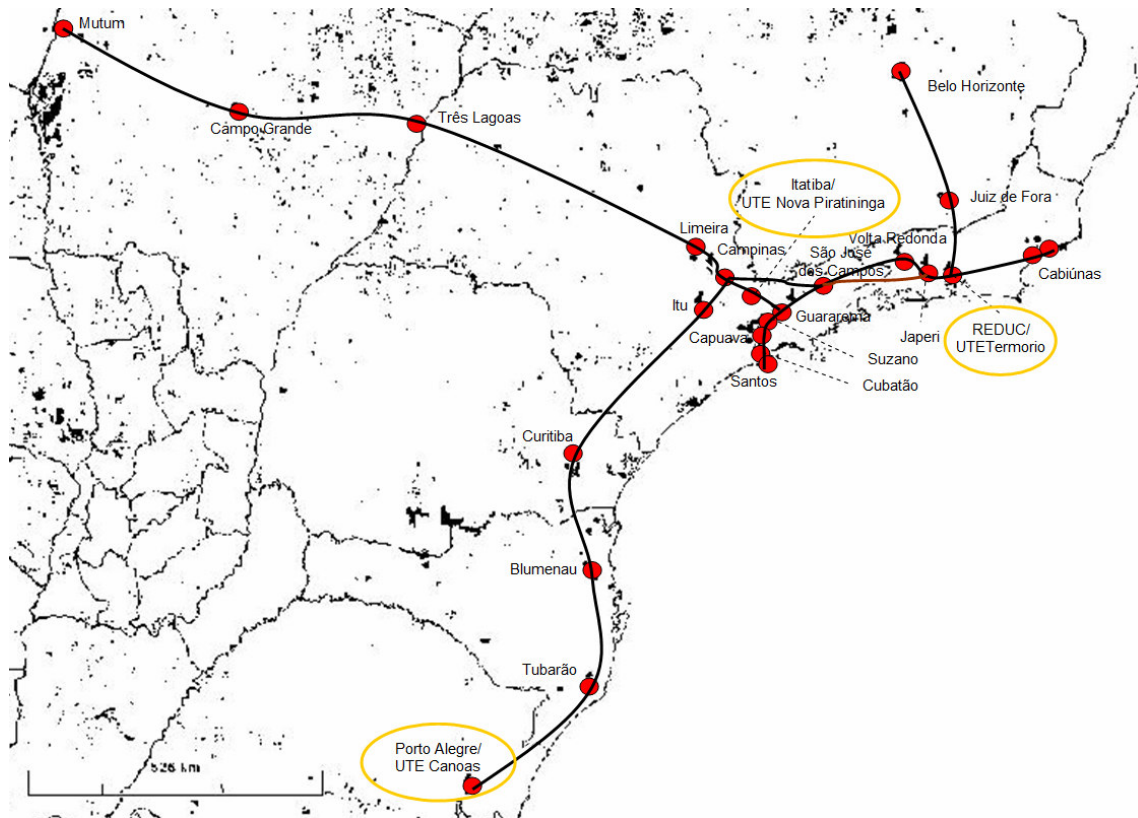


Figura 55: Gasodutos do Sudeste e Sul do Brasil

No caso das usinas hidrelétricas, optou-se pela utilização das usinas do Rio Grande, pois algumas delas fazem parte do sistema elétrico mostrado acima e usado no estudo. A Figura 56 mostra um esquema da posição relativa das usinas no rio. No anexo 3, mostram-se os dados das usinas.

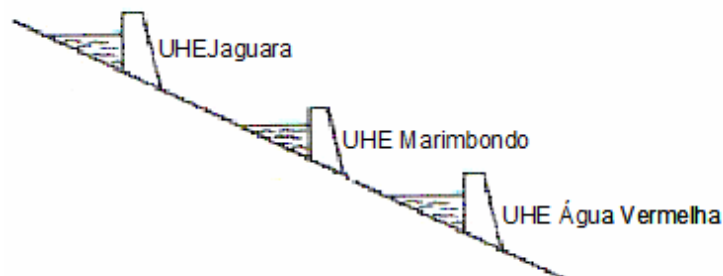


Figura 56: Três usinas da cascata do Rio Grande usadas no estudo

### 5.3.1 Cenário 1: Demanda elétrica padrão, período úmido

Nesse cenário, a demanda elétrica é a demanda padrão de 10.238 MW, detalhada por barra na Tabela 40 do Anexo 4, e os dados hidrológicos dos reservatórios das usinas hidrelétricas são os dados do PMO de março de 2007, tirados do ONS (PMO, 2007). Os resultados para as usinas hidrelétricas estão na Tabela 26.

Tabela 26: Resultados para usinas hidrelétricas para os 7 dias – caso 1

UHE		Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
Jaguara	A (m <sup>3</sup> /s)	897	920	960	880	890	860	920
	V (%)	-	-	-	-	-	-	-
	Q (m <sup>3</sup> /s)	897	920	960	880	890	860	920
	S (m <sup>3</sup> /s)	0	0	0	0	0	0	0
Marimbondo	A (m <sup>3</sup> /s)	1300	1320	1370	1290	1250	1310	1250
	V (%)	88,29	88,11	89,53	93,09	92,14	91,57	91,5
	Q (m <sup>3</sup> /s)	2445,3	2348,6	1467,8	0,0	2718,4	2521,8	2210,5
	S (m <sup>3</sup> /s)	0	0	0	0	0	0	0
Água Vermelha	A (m <sup>3</sup> /s)	430	380	320	370	400	390	320
	V (%)	100	100	100	98,76	100	99,76	99
	Q (m <sup>3</sup> /s)	2875,3	2728,6	1787,8	1112,4	2376,0	3056,0	2984,6
	S (m <sup>3</sup> /s)	0	0	0	0	0	0	0

O despacho entre as usinas, as perdas no sistema de transmissão e a carga total do sistema estão indicados na Tabela 27.

Tabela 27: Despacho entre as usinas da rede – caso 1

No	Usina	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
17	UHE Jaguará	362,7	372,0	388,1	355,8	359,8	347,7	372,0
2	UHE Marimbondo	1140,2	1095,2	684,4	0,0	1267,6	1175,9	1030,8
25	UHE Água Vermelha	1313,4	1246,4	816,7	508,1	1085,4	1396,0	1363,3
7	UTE Termório	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	153,6
9	UTE Piratininga	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
55	UTE Canoas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	G.B.Munhoz (considerada UTE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total UHE		2816,3	2713,6	1889,2	863,9	2712,8	2919,6	2766,1
Total UTE		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	153,6
Perdas		31,1	30,7	25,4	23,8	30,0	32,0	32,1
Carga Total (Demanda + Perdas)		2816,3	2713,6	1889,2	863,9	2712,8	2919,6	2919,7

O custo de operação do sistema no período analisado foi de R\$ 40.441.042,00.

O resultado do despacho entre as usinas está ilustrado na Figura 57 abaixo, indicando também a carga total e as perdas nas linhas de transmissão do sistema ao longo da semana.

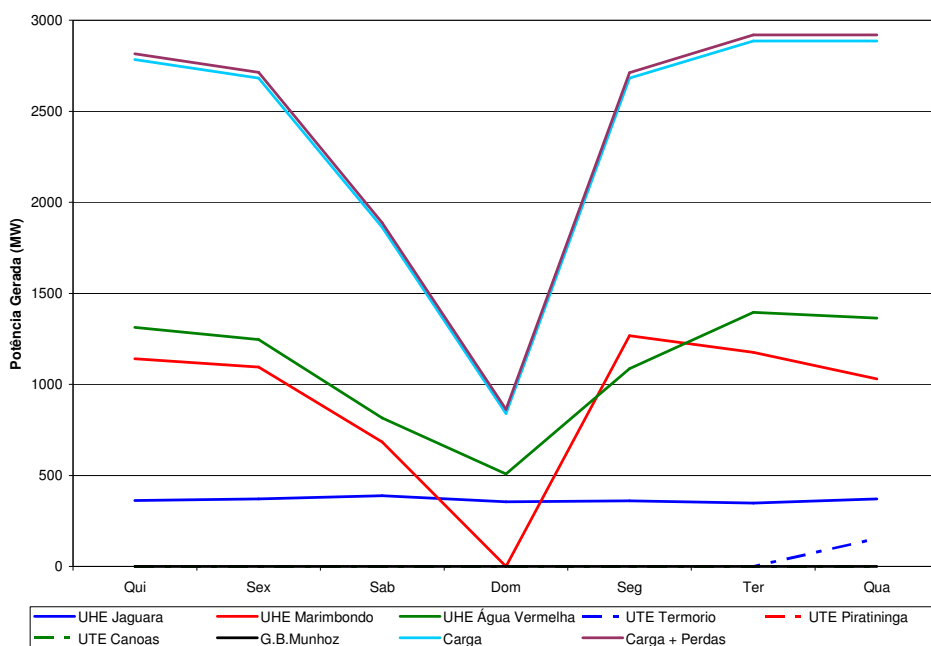


Figura 57: Distribuição da geração de cada usina ao longo da semana – caso 1

Neste cenário, todas as cargas foram atendidas pelas usinas, não houve déficit de energia. A distribuição do fluxo de potência nas linhas de transmissão da rede durante os dias da semana de estudo está mostrada no Anexo 6, Tabela 44.

Como esperado, a usina de Jaguara, que é uma usina a fio d'água e a primeira da cascata, possui um comportamento mais estável, pois turbinha toda sua vazão afluente. As outras duas usinas, que possuem reservatório, acompanham a oscilação de demanda, principalmente no final de semana, quando há uma diminuição significativa da carga, causa até de despacho nulo na usina de Marimbondo no domingo.

Houve necessidade de geração em apenas uma usina termelétrica, UTE Termorio, no último dia do estágio, porque os reservatórios das usinas hidrelétricas atingiram os limites estabelecidos pelo estudo sem que as usinas fossem capazes de atender a demanda completamente.

A rede de gás não ofereceu limitações, sendo os resultados de fluxo de gás nos gasodutos e de pressão nos nós da rede mostrados nas Tabela 48 e Tabela 49 no Anexo 7. A título de exemplo, um mapa da distribuição média dos fluxos na rede de gasodutos considerando somente a carga que não atende as termelétricas, ou seja, somente a demanda industrial e comercial de gás natural, é apresentado na Figura 58. Tem-se uma idéia da direção típica dos fluxos de gás na rede brasileira.

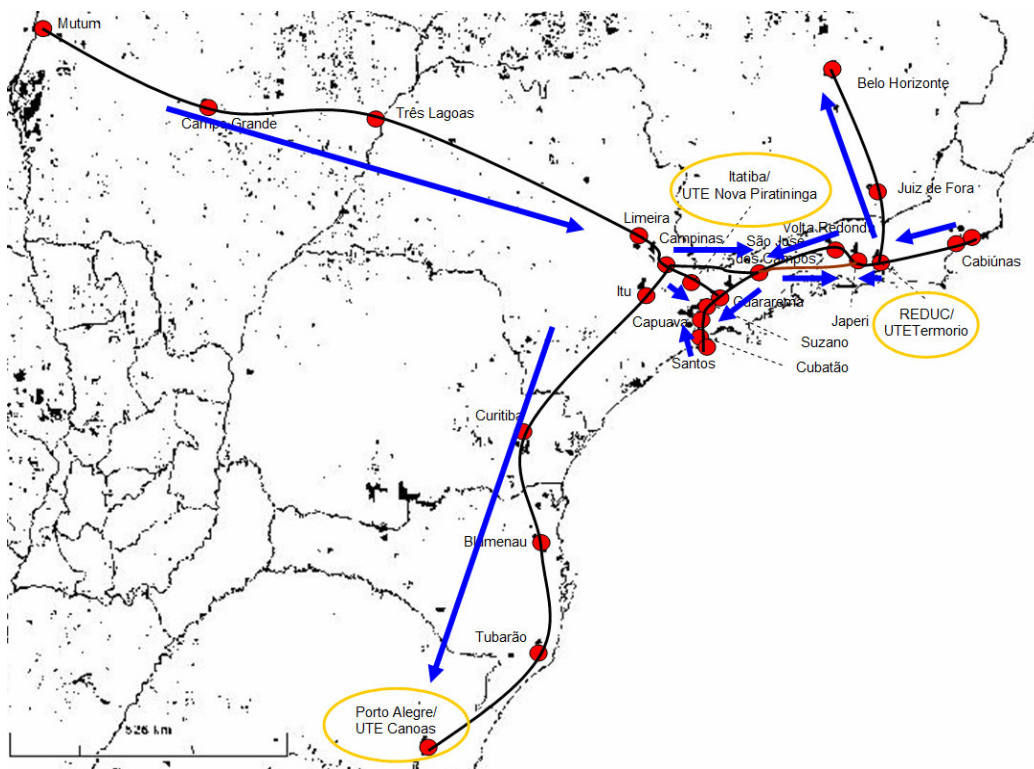


Figura 58: Distribuição média de fluxo na rede de gás – dia típico sem termelétricas

### 5.3.2 Cenário 2: Demanda elétrica padrão, período seco

Nesse cenário, a demanda elétrica continua sendo a demanda padrão da Tabela 40 do Anexo 4. A alteração para o cenário anterior são os dados hidrológicos dos reservatórios das usinas hidrelétricas, os quais neste caso, são os dados do PMO de setembro de 2007 [PMO]. Os resultados estão nas Tabela 28, Tabela 29 e Figura 59.

Tabela 28: Resultados das usinas hidrelétricas para os 7 dias – caso 2

UHE		Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
Jaguara	A (m³/s)	770	820	860	880	790	860	820
	V (%)	-	-	-	-	-	-	-
	Q (m³/s)	770	820	860	880	790	860	820
	S (m³/s)	0	0	0	0	0	0	0
Marimbondo	A (m³/s)	500	520	570	490	530	510	550
	V (%)	46,58	48,61	50,44	52,69	51,34	49,45	47,50
	Q (m³/s)	2378,5	106,0	315,1	0,0	2140,2	2521,8	2556,4
	S (m³/s)	0	0	0	0	0	0	0
Água Vermelha	A (m³/s)	230	180	220	170	200	190	210
	V (%)	44,37	39,74	35,53	33,96	32,76	32,18	31,70
	Q (m³/s)	3056,0	3056,0	3056,0	1112,4	3056,0	3056,0	3056,0
	S (m³/s)	2020,4	0	0	0	0	0	0

Tabela 29: Despacho entre as usinas da rede – caso 2

Nº	Usina	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
17	UHE Jaguara	311,3	331,5	347,7	355,8	319,4	347,7	331,5
2	UHE Marimbondo	1109,1	49,4	146,9	0,0	998,0	1175,9	1192,0
25	UHE Água Vermelha	1396,0	1396,0	1396,0	508,1	1396,0	1396,0	1396,0
7	UTE Termorio	0,0	930,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	UTE Piratininga	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
55	UTE Canoas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	G.B.Munhoz (considerada UTE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total UHE		2816,4	1776,9	1890,6	863,9	2713,4	2919,6	2919,5
Total UTE		0,0	930,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0



Perdas	31,1	24,8	26,8	23,8	30,5	32,0	31,9
Carga Total (Demanda + Perdas)	2816,4	2707,6	1890,6	863,9	2713,4	2919,6	2919,5

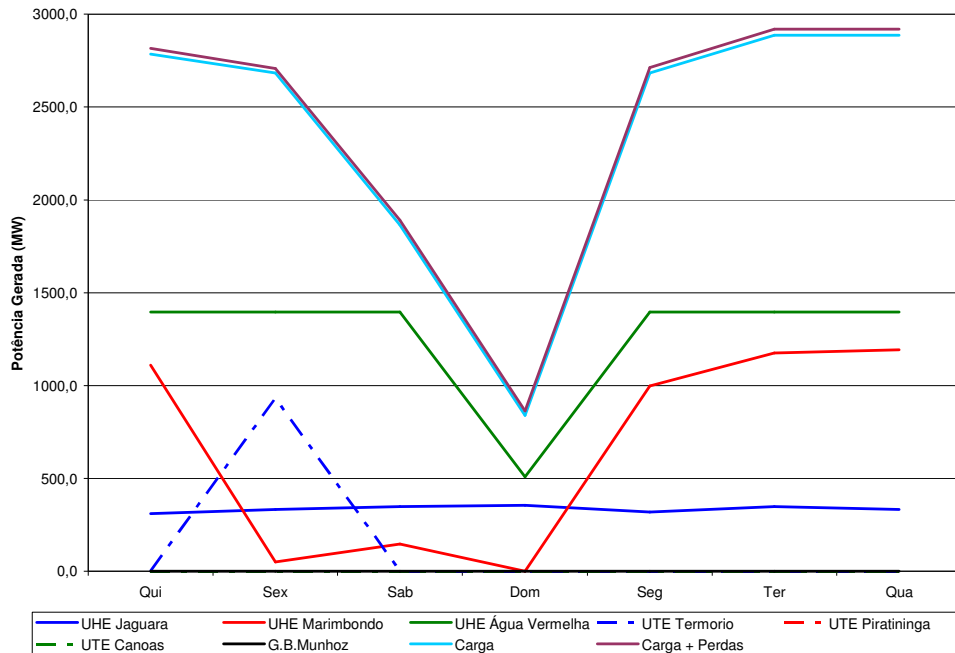


Figura 59: Distribuição da geração de cada usina ao longo da semana – caso 2

O custo de operação do sistema no período analisado foi de R\$ 40.617.856,00. Um pouco maior do que o caso anterior, já que tivemos uma maior geração de termelétricas.

Na verdade, a UTE Termório somente despachou um dia, como no caso anterior, porém com uma potência bem maior, complementando a não geração da UHE Marimbondo. Nota-se, pela Figura 59, que a usina de Marimbondo gera bem menos do que no caso anterior e bem menos também que a usina de Água Vermelha. Isso se dá porque a afluência no seu reservatório é bem menor no período seco, além da restrição do seu reservatório ( $V_0 = 48,4\%$  e  $V_{final} = 47,5\%$ , Tabela 38 do Anexo 3) ser mais severa do que a usina de Água Vermelha ( $V_0 = 48,5\%$  e  $V_{final} = 31,7\%$ ). Isso explica também o vertimento em Água Vermelha no primeiro dia de análise. Todos os dias, exceto domingo, essa usina gera o máximo de sua capacidade, diminuindo o nível de seu reservatório. No domingo, somente Água Vermelha e Jaguará, cuja vazão turbinada é a sua vazão afluente, geram. Sendo assim, pode-se ver que mesmo que não houvesse vertimento na quinta, esta energia não seria usada para turbinamento,

pois a usina operou no máximo, seja de sua própria capacidade, seja da capacidade do sistema.

A distribuição de fluxo de potência nas linhas de transmissão está mostrado no Anexo 6, Tabela 45. Os fluxos nos gasodutos e pressão nos nós da rede de gás natural são mostrados nas Tabela 50 e Tabela 51, Anexo 7. É bom atentar (Tabela 51 do Anexo 7) para a diminuição significativa de pressão no terminal a qual está ligada a UTE Termorio na rede de gás. A pressão passou de 58 bars aproximadamente para 37 bars para conseguir transportar mais de 4,5 milhões de m<sup>3</sup> de gás nesse dia, que é o necessário para a geração dos 930 MW médios. Outro fato relevante é que no gasoduto REDUC-Japeri e Volta Redonda-S.J.Campos, onde normalmente o gás flui em direção a Japeri e para S.J.Campos, respectivamente, na sexta, houve uma inversão de fluxo levando gás para a REDUC em um e Volta Redonda no outro, em uma nova distribuição de fluxos visando atender à demanda de gás natural da Termorio. A Figura 60 mostra qualitativamente como ficou a distribuição de fluxo nesse dia.

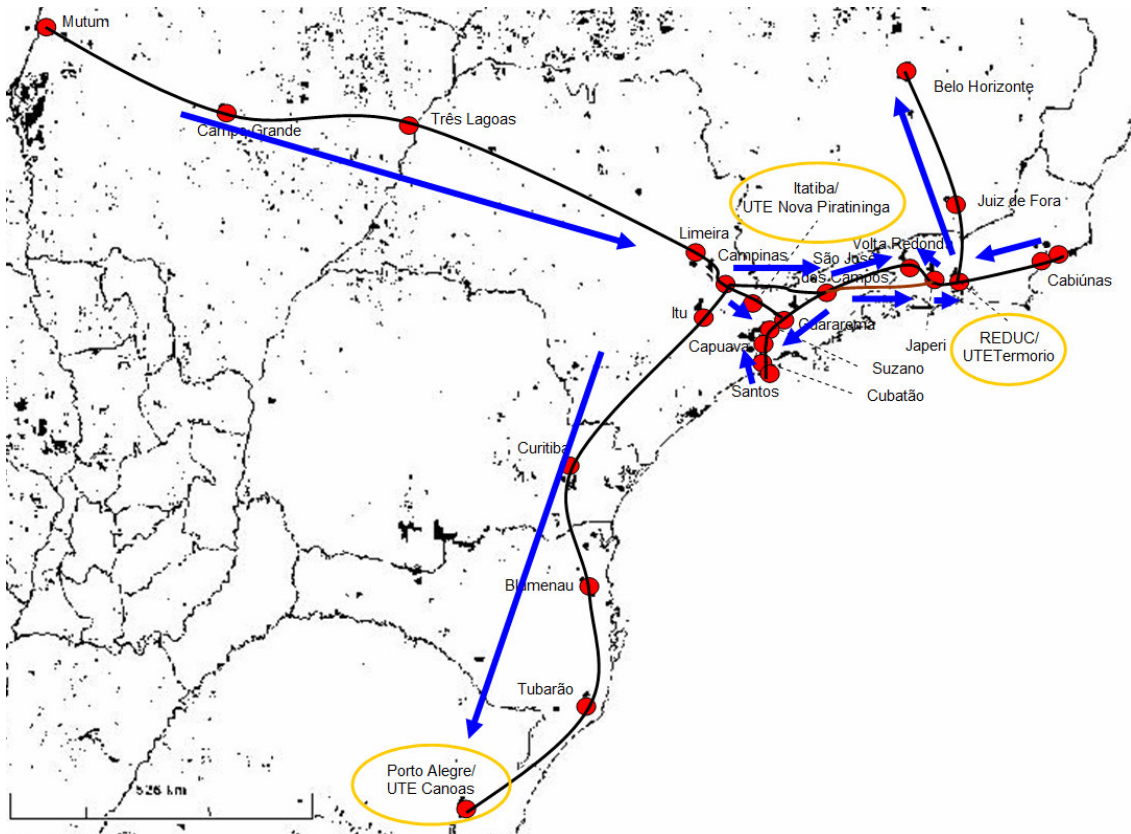


Figura 60: Distribuição de fluxo de gás natural na sexta – caso 2

### 5.3.3 Cenário 3: Demanda elétrica 10% maior, período úmido

Nesse cenário, a demanda elétrica é 10% maior do que a demanda padrão, tornando-se 11.261 MW, cuja distribuição por barra está mostrada na Tabela 40 do Anexo 4. Como dito anteriormente, o aumento de 10% na demanda não foi acompanhado com o aumento na geração das barras geradoras fixas (barras PQ com injeção de potência). Assim, a carga vista pelas usinas a serem otimizadas aumentou pouco mais de 35%, ficando em torno de 3900 MW. Os dados das usinas hidrelétricas são novamente os dados do PMO de março de 2007 [PMO]. Os resultados estão mostrados nas Tabela 30 e Tabela 31.

Tabela 30: Resultados das usinas hidrelétricas para os 7 dias – caso 3

UHE		Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
Jaguara	A (m <sup>3</sup> /s)	897	920	960	880	890	860	920
	V (%)	-	-	-	-	-	-	-
	Q (m <sup>3</sup> /s)	897	920	960	880	890	860	920
	S (m <sup>3</sup> /s)	0	0	0	0	0	0	0
Marimbondo	A (m <sup>3</sup> /s)	1300	1320	1370	1290	1250	1310	1250
	V (%)	88,00	87,90	89,55	93,12	92,43	91,77	91,50
	Q (m <sup>3</sup> /s)	2626,00	2296,23	1325,50	0,00	2559,86	2575,28	2329,49
	S (m <sup>3</sup> /s)	0	0	0	0	0	0	0
Água Vermelha	A (m <sup>3</sup> /s)	430	380	320	370	400	390	320
	V (%)	100	100	100	100	99,85	99,70	99,00
	Q (m <sup>3</sup> /s)	3056,00	2676,23	1645,50	370,00	3050,90	3056,00	3056,00
	S (m <sup>3</sup> /s)	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 31: Despacho entre as usinas da rede – caso 3

N°	Usina	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
17	UHE Jaguara	362,7	372,0	388,1	355,8	359,8	347,7	372,0
2	UHE Marimbondo	1224,5	1070,7	618,1	0,0	1193,7	1200,9	1086,2
25	UHE Água Vermelha	1396,0	1222,5	751,7	169,0	1393,7	1396,0	1396,0
7	UTE Termorio	409,4	1050,0	1050,0	1050,0	770,8	998,2	1050,0
9	UTE Piratininga	400,0	0,0	0,0	104,3	0,0	0,0	0,0
55	UTE Canoas	37,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,5
28	G.B.Munhoz (considerada UTE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Total UHE	2983,1	2665,2	1757,9	524,8	2947,1	2944,5	2854,2
Total UTE	846,9	1050,0	1050,0	1154,3	770,8	998,2	1087,5
Perdas	31,3	29,1	22,7	20,0	31,8	31,4	30,3
Carga Total (Demanda + Perdas)	3830,0	3715,2	2807,9	1679,1	3718,0	3942,7	3941,7

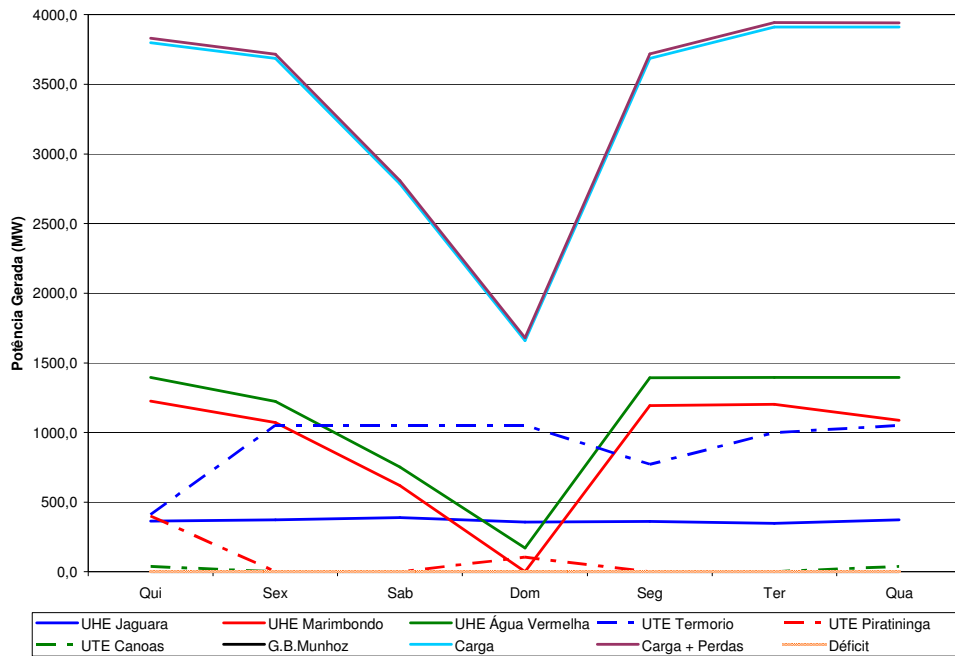


Figura 61: Distribuição da geração de cada usina ao longo da semana – caso 3

Neste caso, o custo de operação do sistema no período analisado foi de R\$ 78.574.942,00. O custo aumenta obviamente porque houve aumento da carga em 10%, e por isso teve-se que recorrer a uma maior quantidade de energia gerada de térmicas, cujo custo de geração é maior.

Observa-se que as duas usinas hidrelétricas a reservatório da cascata obedecem a um despacho proporcionalmente semelhante, gerando bastante nos dias úteis e preservando seus reservatórios durante o final de semana. Essa forma de coordenação das duas usinas é parecido com o caso 1, mostrado na Figura 57, o qual analisa também o período úmido, com dados de março. Essa comparação com o caso 1 revela também uma semelhança na quantidade de geração hidrelétrica total, indicando que as usinas hidrelétricas estão operando no máximo de suas capacidades energéticas, o que é um objetivo da otimização, pois as usinas hidrelétricas são as usinas de menor custo de operação, sendo, portanto despachadas o máximo possível.

Já as usinas térmicas têm um papel mais importante nesse cenário, principalmente a UTE Termorio, que gera durante todo o tempo, variando somente a quantidade de energia entregue ao sistema, mostrando uma certa complementaridade com as hidrelétricas a reservatório, pois, no período de final de semana, em que elas estão gerando pouco, a Termorio despacha o máximo de sua capacidade.

O despacho da UTE Termorio durante todo o período se justifica por 3 motivos principais: primeiramente, a Termorio está localizada, no sistema elétrico estudado aqui, numa barra que possui uma carga elevada (Cachoeira Paulista: 1320 MW, neste caso); segundo, a Termorio tem uma localização na rede gás próxima a uma fonte de produção de gás, no caso Cabiúnas, facilitando a entrega de gás para geração; além disso, dentre as usinas termelétricas analisadas, ela é a mais eficiente no que diz respeito a MW gerados por m<sup>3</sup> de gás consumido. Sendo assim, é de se esperar que, na maior parte das vezes, a UTE Termorio seja despachada sempre que uma térmica a gás natural precise gerar.

Na rede de gás, destaca-se o nível de pressão no terminal da Reduc/Termorio, que chega no domingo próximo ao limite mínimo de 20 bars (Tabela 53 no Anexo 7) para o transporte de 5,25 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural para a Termorio e mais de 770 mil m<sup>3</sup> para a UTE Piratininga. Além disso, a distribuição qualitativa de fluxo na rede de gasodutos é a mesma mostrada na Figura 60, exceto no gasoduto Reduc-Japeri, que tem o sentido de fluxo dependente do consumo de gás pela Termorio e Piratininga. No geral, quando a UTE Termorio demanda uma quantidade relativamente grande de gás e a UTE Piratininga necessita de pouco gás, o gasoduto tem seu fluxo normal invertido, enviando gás para a Reduc, caso contrário, o sentido é da Reduc para Japeri.

Os resultados para a distribuição de fluxo de potência nas linhas, fluxo de gás nos gasodutos e pressão nos terminais da rede de gás estão, respectivamente, nas Tabela 46 no Anexo 6, Tabela 52 e Tabela 53 no Anexo 7.

#### **5.3.4 Cenário 4: Demanda elétrica 10% maior, período seco**

Nesse cenário, a demanda elétrica é a mesma do item anterior com as mesmas considerações. Os dados das usinas hidrelétricas são os dados do PMO de setembro de 2007 [PMO]. Os resultados estão mostrados nas Tabela 32, Tabela 33 e Figura 62.

Tabela 32: Resultados das usinas hidrelétricas para os 7 dias – caso 4

UHE		Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
Jaguara	A (m³/s)	770	820	860	880	790	860	820
	V (%)	-	-	-	-	-	-	-
	Q (m³/s)	770	820	860	880	790	860	820
	S (m³/s)	0	0	0	0	0	0	0
Marimbondo	A (m³/s)	500	520	570	490	530	510	550
	V (%)	45,24	45,22	47,57	49,82	49,73	49,01	47,50
	Q (m³/s)	3191,0	1352,4	0,0	0,0	1378,3	1804,5	2291,8
	S (m³/s)	0	0	0	0	0	0	0
Água Vermelha	A (m³/s)	230	180	220	170	200	190	210
	V (%)	48,74	46,19	41,45	36,87	34,40	32,63	31,70
	Q (m³/s)	3056,0	3056,0	3056,0	2910,1	3056,0	3056,0	3056,0
	S (m³/s)	222,66	0	0	0	0	0	0

Tabela 33: Despacho entre as usinas da rede – caso 4

Nº	Usina	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
17	UHE Jaguara	311,3	331,5	347,7	355,8	319,4	347,7	331,5
2	UHE Marimbondo	1488,0	630,6	0,0	0,0	642,7	841,4	1068,7
25	UHE Água Vermelha	1396,0	1396,0	1396,0	1329,3	1396,0	1396,0	1396,0
7	UTE Termorio	291,4	1050,0	1050,0	0,0	1050,0	1050,0	1050,0
9	UTE Piratininga	307,8	304,6	15,3	0,0	304,6	304,6	96,0
55	UTE Canoas	37,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	G.B.Munhoz (considerada UTE)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total UHE		3195,3	2358,1	1743,7	1685,1	2358,1	2585,1	2796,2
Total UTE		636,6	1354,6	1065,3	0,0	1354,6	1354,6	1146,0
Perdas		33,2	26,5	23,8	26,0	26,5	28,3	30,8
Carga Total (Demanda + Perdas)		3798,7	3686,1	2785,2	1659,1	3686,1	3911,4	3911,4

O custo de operação do sistema no período foi de R\$ 78.464.258,00. O custo total é menor que no caso anterior porque se utiliza uma menor quantidade de térmicas, apesar do que se poderia esperar. Isso se justifica pela grande reserva de energia da usina de Água Vermelha disponível para o período.

Observa-se neste cenário estudado que a usina hidrelétrica de Água Vermelha gera todo o tempo quase que na sua capacidade máxima. Isso se dá pela

reserva de potência que essa usina tem devido à diminuição do nível de seu reservatório ao longo dos dias analisados. A comparação com o caso 2, da seção 5.3.2 se mostra interessante, pois naquele cenário, a UHE Água Vermelha verteu uma média de 2020 m<sup>3</sup>/s (Tabela 28) no primeiro dia do estudo. Agora, repete-se o vertimento (Tabela 32), porém em um volume muito menor. Pode-se notar que a diferença entre a vazão média vertida no primeiro dia, nos caso 2 e 4, é justamente o acréscimo de vazão turbinada no domingo. Isso fortalece a conclusão de que a usina de Água Vermelha, nestes dois cenários de período seco, somente não gera mais por limitação de vazão máxima turbinada (3056 m<sup>3</sup>/s) ou por limitação do sistema.

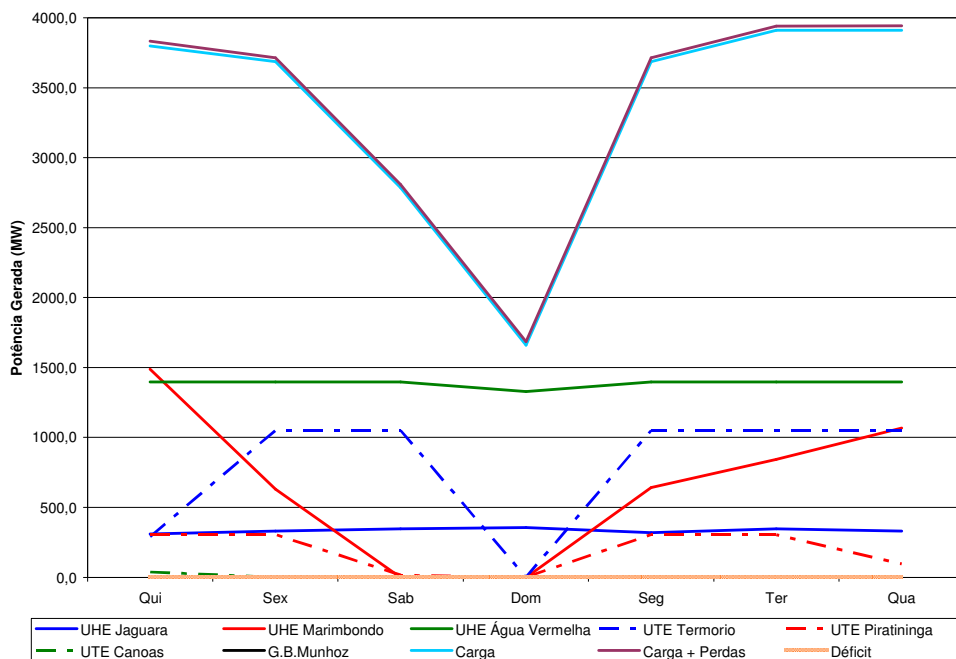


Figura 62: Distribuição da geração de cada usina ao longo da semana – caso 4

Diferentemente do caso anterior (caso 3), as usinas térmicas não despacharam no domingo porque a UHE Água Vermelha, como dito anteriormente, possui uma reserva de energia grande para ser utilizada no período, satisfazendo, juntamente com a UHE Jaguará a demanda elétrica do sistema neste dia.

Outra importante análise comparativa com o caso 2 é o despacho da UHE Marimbondo. Uma semelhança no seu despacho pode ser vista ao longo do período estudado comparando os dois cenários. O que se pode observar é que nos dois casos a usina opera o máximo possível de sua reserva energética e da sua energia afluenta. Justamente por essa limitação energética da UHE Marimbondo, a UTE de Piratininga

tem um maior despacho de geração, juntamente com a UTE Termorio, que já está em seu limite máximo de geração na sexta, segunda e terça.

Uma análise mais detalhada na rede de gás revela uma limitação no fornecimento de gás natural para as termelétricas. Na Figura 63, mostra-se a produção de gás natural nas três fontes existentes. Pode-se notar que na sexta, segunda e terça as duas principais fontes de gás, Bolívia e Cabiúnas, atingem o máximo de sua produção, e apesar de Santos ainda possuir gás, a rede de gasodutos limita o atendimento à demanda requerida. Conseqüentemente, nesses três dias a UTE Piratininga teve sua geração limitada em torno de 305 MW, por conta da limitação de gás natural.

Apesar dessa limitação, não há déficit nem na rede elétrica, por conta de outras usinas que conseguem atender a demanda, nem na rede de gás, porque o modelo desenvolvido neste trabalho não analisa déficit no sistema de gás. O sistema de fornecimento e transporte de gás natural é para o modelo somente uma restrição na otimização do sistema elétrico. Considera-se que o sistema atende a demanda industrial e comercial, isto é, a demanda de gás que não seja para usinas termelétricas, e existe uma reserva para ser usada no fornecimento para as usinas térmicas. O que se deseja é uma análise de limitações de fornecimento de gás às termelétricas, não só de produção, mas também de transporte. E caso não seja possível a entrega de gás à térmica, o modelo poderá resultar déficit no sistema elétrico.

Outro fato que corrobora a conclusão de limitação no fornecimento de gás natural é a pressão de pouco mais de 20 bars no nó 15, que é o terminal da Reduc / UTETermorio, nos dias mencionados acima (Tabela 55 do Anexo 7).

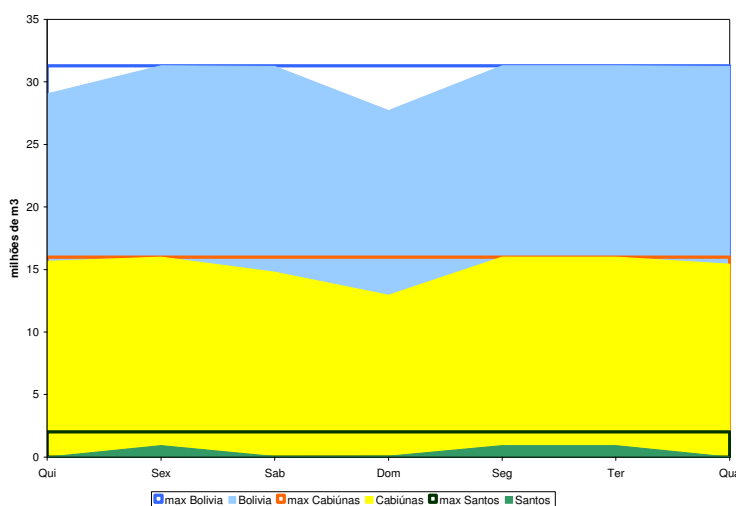


Figura 63: Produção de Gás Natural no período estudado



A distribuição de fluxo de potência nas linhas de transmissão está mostrado no Anexo 6, Tabela 47. Os resultados para a rede de gasodutos estão nas Tabela 54 e Tabela 55, no Anexo 7.

### **5.3.5 Análise dos resultados**

Os estudos dos vários cenários possibilitaram uma visão clara da necessidade das usinas termelétricas no modelo, já que com o aumento de demanda, as usinas térmicas geraram mais. Além disso, os dados de limite de reservatórios foram respeitados com um mínimo de vertimento, indicando que as usinas hidrelétricas já estavam sendo utilizadas ao máximo.

A Figura 64 mostra a potência média gerada por cada usina em cada cenário estudado. Um dado interessante mostrado na figura é a complementaridade entre as usinas hidrelétricas a reservatórios, quais sejam: UHE Marimbondo e UHE Água Vermelha. Pode-se notar que nos cenários de período úmido, a geração média de cada uma é próxima uma da outra, no entanto, no período seco, elas se distanciam, sendo que Água Vermelha aumenta sua geração enquanto Marimbondo diminui. Isso, como mencionado anteriormente, se deve a maior reserva de energia presente na UHE Água Vermelha e limitações de reservatório e de afluências na UHE Marimbondo.

Pode-se perceber que há um aumento gradual no despacho de usinas termelétricas, já que nos períodos secos geralmente despacham-se mais térmicas para preservar os reservatórios das usinas hidrelétricas e nos dois últimos cenários houve um aumento de 10% da carga da rede elétrica. A exceção é o último cenário, onde a usina de Água Vermelha é despachada bastante, usando sua reserva de energia armazenada em seu reservatório.

Nas Figura 65 e Figura 66, é mostrado o total de geração para cada tipo de usina do sistema em cada dia nos diversos cenários. Observa-se que o total gerado por usinas hidrelétricas, no geral, com exceção de alguns dias, não se altera nos vários casos estudados. Já o montante das usinas termelétricas varia bastante, principalmente nos cenários de aumento de 10% da demanda. Esses dados mostram que o modelo objetivou a maximização da geração hidrelétrica, por ser de menor custo, em detrimento da termelétrica.

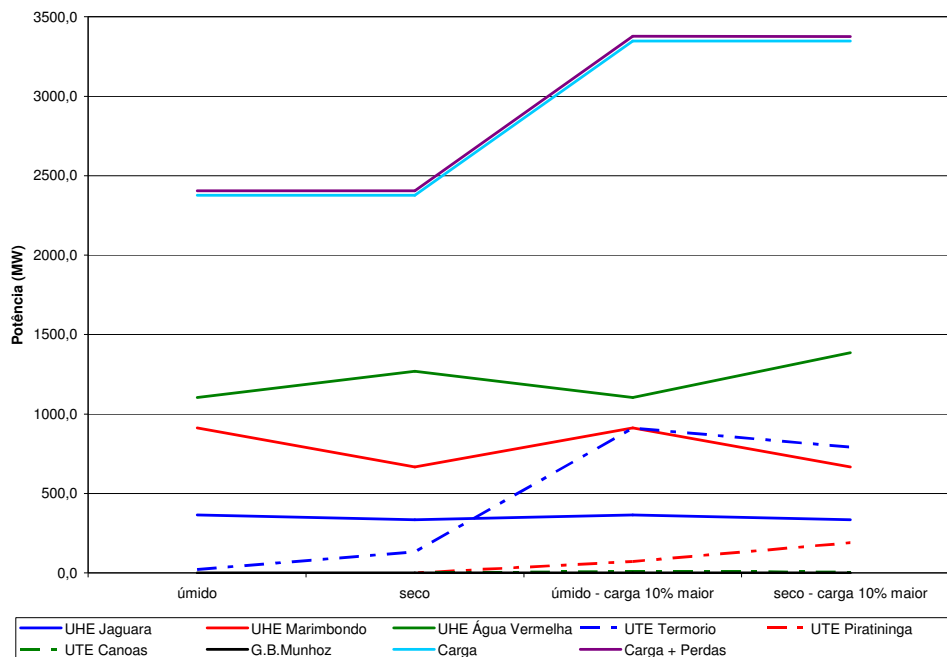


Figura 64: Potência média despachada por cada usina nos cenários estudados

Por esse motivo, nos dois primeiros cenários, quase não há geração térmica. Nos casos de aumento da carga em 10%, a geração hidrelétrica quase não se altera porque as usinas já se encontravam coordenadas próximo a sua máxima capacidade, não havendo mais espaço para aumento da potência gerada, tanto que, como mostra a Figura 67, no aumento de carga de 10%, que na verdade foi um aumento de 35% visto pelas usinas, conforme mencionado na seção 5.3.3, a porcentagem de geração de usinas termelétricas passou de menos de 7%, para aproximadamente 30%. Esse aumento na geração das termelétricas provocou um acréscimo médio na demanda de gás natural de mais de 5 milhões de  $m^3$  por dia, passando de uma carga média de cerca de 40,7 milhões de  $m^3$ /dia para aproximadamente 46 milhões de  $m^3$ /dia.

Certamente, houve um impacto na rede de gasodutos, evidenciado pela limitação no atendimento à demanda de gás natural para a UTE Piratininga em alguns dias no caso 4. Isso reforça a necessidade de um estudo conjunto entre a rede elétrica e rede de gás. A Figura 68 mostra o aumento da produção de gás natural para atender ao aumento da demanda gerado pela geração elétrica nas usinas térmicas a gás. Pôde-se concluir que não só a produção de gás é restrição no atendimento à demanda, mas também a rede de gasodutos para transporte do gás da fonte produtora até aos consumidores, especialmente as termelétricas.

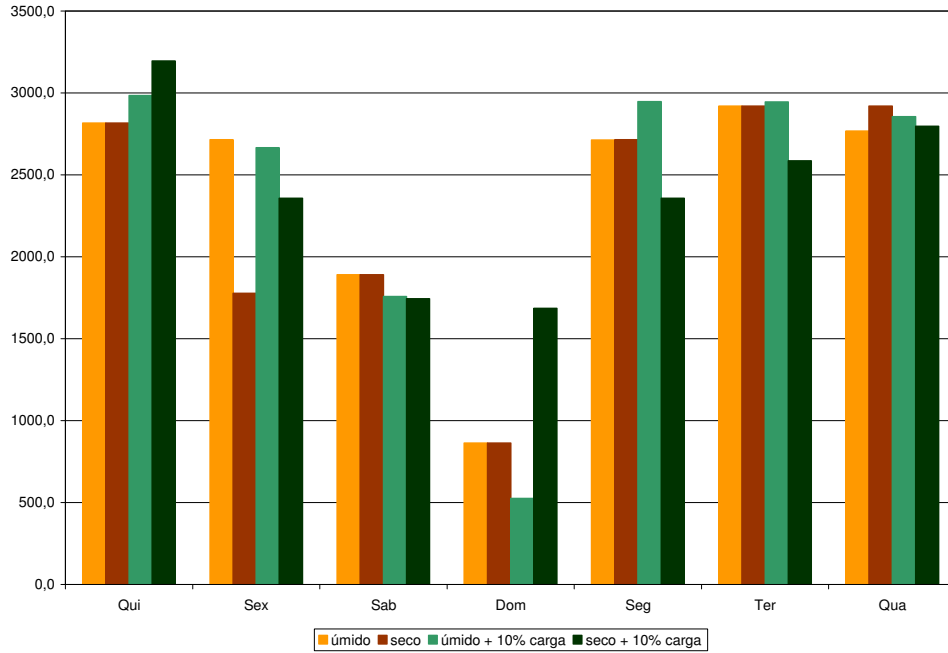


Figura 65: Potência gerada por usinas hidrelétricas durante os cenários estudados

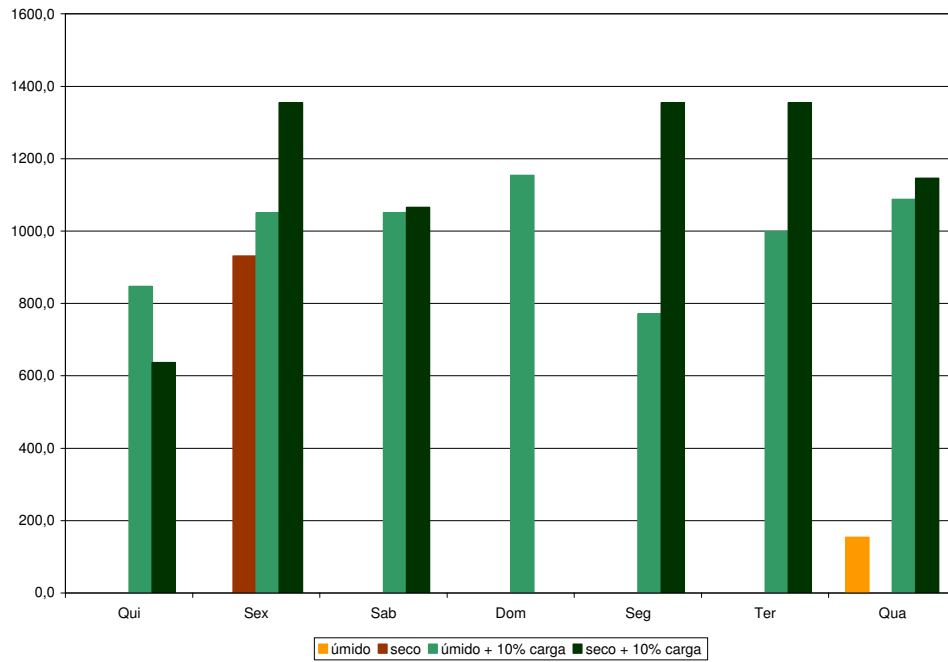


Figura 66: Potência gerada por usinas termelétricas a gás durante os cenários estudados

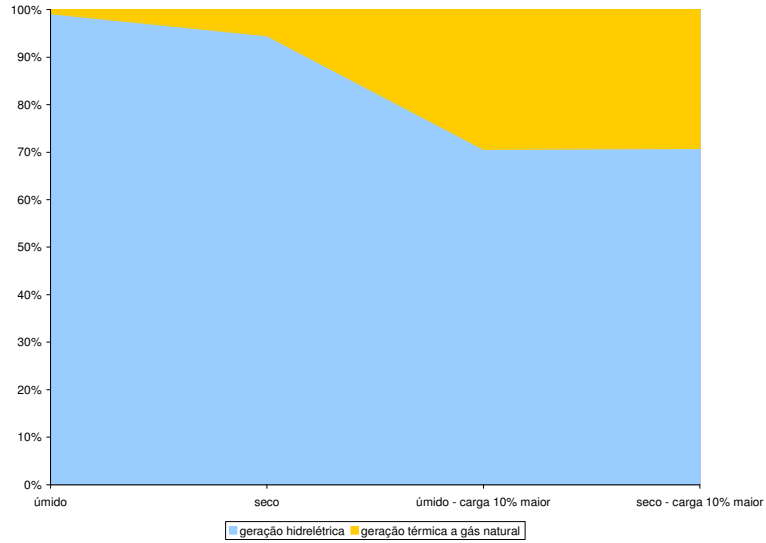


Figura 67: Porcentagem de geração hidrelétrica e termelétrica a gás nos diversos cenários

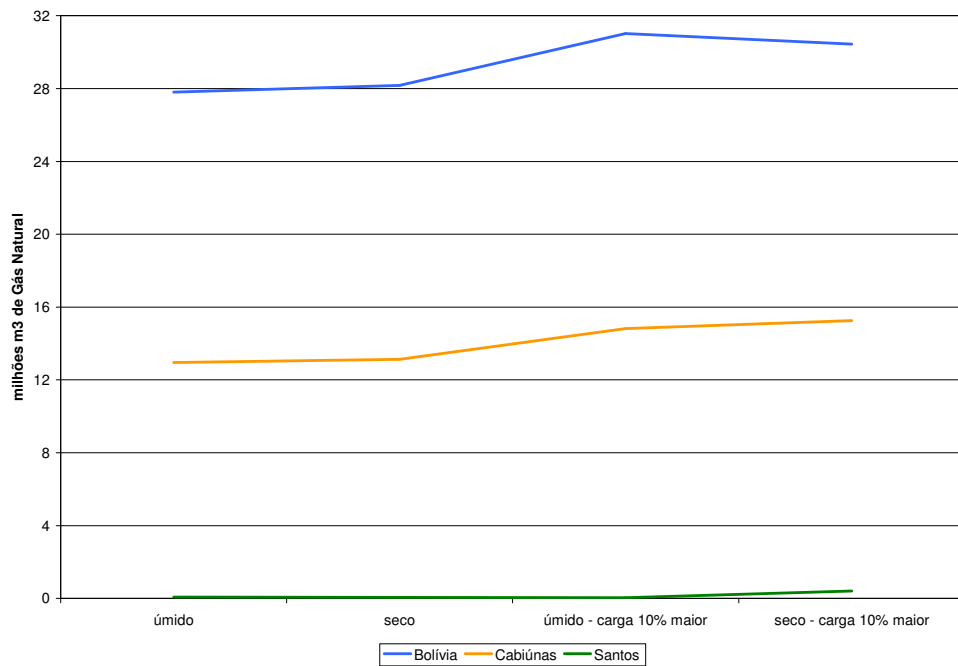


Figura 68: Média diária da produção de gás natural em cada cenário estudado

## Capítulo 6

### CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo mostrar a necessidade de se considerar o sistema de produção e transporte de gás natural no planejamento da operação do sistema elétrico. Evidenciou-se a cada vez maior correlação entre os dois sistemas, já que nos últimos anos houve, no Brasil, um grande aumento no uso do gás natural, especialmente em usinas termelétricas.

O trabalho desenvolveu modelos para os sistemas elétrico e de gás natural, levando-se em conta as restrições energéticas das usinas hidrelétricas com sua hidrologia integrada, além das restrições do sistema de gasodutos e da rede de transmissão. Com isso, o estudo de otimização econômica torna-se mais completo associando o aspecto energético das usinas térmicas a gás a um modelo eletro-energético das usinas hidrelétricas e rede de transmissão.

Através do modelo desenvolvido aqui, foram feitos diversos estudos em dois modelos de rede elétrica e de gás. Primeiramente, utilizou-se uma rede simples de 6 barras associada a um sistema de gás retirada de Wolf (2000). Posteriormente foi analisado um modelo simplificado do sistema elétrico do Sudeste e Sul brasileiros, com 64 barras, em conjunto com um modelo também simplificado do sistema de gasodutos do Brasil.

Obtiveram-se bons resultados do ponto de vista qualitativo, possibilitando uma análise mais completa do sistema eletro-energético. Foi possível tratar, em um só modelo, as principais fontes energéticas para geração de energia elétrica do sistema brasileiro, evidenciando inclusive, algumas restrições para o atendimento à demanda elétrica e também de gás. Os resultados permitiram uma análise bastante completa, considerando que, nos diversos casos estudados, houve restrições em toda a cadeia energética, desde as limitações hidrológicas e de volume de reservatórios até as limitações de transporte e produção de gás, além das restrições da rede de transmissão.

Verificou-se, em alguns casos, que os limites de geração hidrelétrica foram atingidos, necessitando-se do despacho de usinas térmicas a gás, que por sua vez também tiveram seus limites alcançados em certos momentos, devido à limitação na rede de gasodutos. Em nenhum desses momentos de limitação houve déficit de

energia, pois o modelo de otimização chegou a uma solução satisfazendo o balanço de energia.

Essas análises possibilitaram um melhor entendimento das alternativas de operação do sistema eletro-energético e de seus problemas e limitações. Essa identificação e entendimento das restrições nas usinas hidrelétricas, na rede de transmissão, na produção de gás natural e no transporte através de gasodutos, permite melhores estratégias no planejamento da operação do sistema.

Quantitativamente o trabalho mostrou uma otimização do sistema onde se acrescentava 10% de carga, e a análise possibilitou concluir que desse acréscimo, quase a totalidade foi suprida por usinas térmicas, o que aumentou o consumo de gás em aproximadamente 15% e diminuiu, e em alguns casos até eliminou, as folgas nas restrições da rede de gasodutos. Todavia, no cenário de demanda elétrica padrão, o balanço elétrico é satisfeito quase o tempo todo por usinas hidrelétricas, necessitando de um despacho termelétrico pequeno. Isso mostra a adequação do modelo, já que se prioriza o despacho das usinas hidrelétricas, cujos custos de geração são menores, em detrimento às térmicas.

Finalmente, é importante mencionar que o modelo apresentado aqui permite e sugere trabalhos futuros, como:

- Modelo dinâmico estocástico: As vazões afluentes futuras aos aproveitamentos hidrelétricos são aleatórias. Por isso, utilizam-se dados estatísticos para previsão de afluências hidrológicas dos reservatórios. No presente trabalho, a fim de simplificar o modelo completo, as afluências para o período de interesse foram determinadas, ou seja, assumiu-se que esses dados já eram conhecidos previamente. No entanto, um trabalho possível seria, ao invés do uso de um modelo determinístico, implementar um modelo estocástico para as usinas hidrelétricas, considerando assim as incertezas meteorológicas, através de valores probabilísticos de vazões futuras;
- Modelo completo para a rede elétrica: Também a título de simplificação, o modelo linearizado da rede elétrica foi usado. Entretanto, pode-se manter a modelagem completa do sistema de potência, considerando todos os elementos do sistema de potência, como transformadores defasadores, compensadores, além de considerar o fluxo de potência reativa, tornando o modelo elétrico mais completo;
- Linearização do modelo de gás: A fim de tratar o sistema de produção e transporte de forma mais completa, utilizou-se um modelo que contém uma não-linearidade. Porém, uma possibilidade é linearizar as equações, eliminando a parte não-linear do modelo, tornando-o assim, um sistema linear. Isso proporciona uma vantagem computacional, já que, os cálculos para sistemas lineares são menos onerosos computacionalmente do que para sistemas não lineares;

- Outro método para resolução: O presente trabalho utiliza como método de resolução do sistema, a Programação Quadrática Seqüencial através de uma função do Matlab. Uma alternativa é o uso de um outro método, como por exemplo, o Método dos Pontos Interiores, o qual pode trazer maior rapidez ao processo de cálculo. Pode-se também, considerando a modelagem linear, usar um método de programação linear, como o Método Simplex;

- “Unit Commitment”: O Unit Commitment (UC) detalha o despacho econômico através da determinação da melhor programação da geração, considerando as restrições operativas dinâmicas das máquinas. Sendo uma análise de curto prazo, a programação da geração indica o status de cada máquina (ligada, desligada, potência gerada, etc). O “Unit Commitment” objetiva determinar a operação de menor custo sujeito às restrições operativas de cada máquina das unidades geradoras ao longo do período estudado. Essas restrições podem ser incorporadas no modelo proposto nesse trabalho, tornando-o mais detalhado e mais fiel à realidade;

- Dinâmica dos fluidos: Negligenciaram-se, no presente trabalho, efeitos dinâmicos para o gás natural e para a água nos rios e reservatórios estudados. No entanto, os efeitos de escoamento podem ser incorporados ao modelo, efeitos que, para períodos menores de análise, como horas ou minutos, podem ser importantes. Por exemplo, no caso de um aumento da vazão em um rio afluente de um determinado reservatório em um período (hora, minuto) pode levar um tempo para ser sentido pelo reservatório, devido ao tempo de escoamento, ou ainda, o caso de reservatórios de gás natural, cujo tempo e pressão durante o processo de enchimento e esvaziamento podem ser essenciais na solução do sistema.

De qualquer forma, o trabalho aqui apresentado atingiu seu objetivo de demonstrar os benefícios de uma análise eletro-energética completa para o planejamento da operação do sistema elétrico. Revelaram-se, nas análises, as restrições de todos os sistemas energéticos para geração elétrica, especialmente do sistema de gás, o qual não é ainda tratado no planejamento da operação. Desta forma, conclui-se que há necessidade de se planejar o sistema elétrico, conjugando as principais fontes de energia usadas na geração, tornando assim o estudo de planejamento mais completo, confiável, o que o deixa mais próximo do sistema real.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL, 2004, *Resolução Normativa n° 109, 26/10/2004: institui a convenção de comercialização de energia elétrica*. Brasília, DF, Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL, 2005, *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 2. ed. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ANEEL, 2007, *Banco de Informações de Geração*. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>>. Acesso em: 10 jul. 2007.
- ALVES, W., 2007, *Proposição de Sistemas Teste para Análise Computacional de Sistemas de Potência*. 2007. Dissertação de M.Sc., Faculdade de Engenharia, Universidade Federal Fluminense, Niterói.
- BBC, 2006, "Ukraine gas row hits EU supplies", *BBC News*, Sunday, 01 January 2006, 18:06 GMT. Disponível em: <<http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/4573572.stm>>. Acesso em: 30 set 2006.
- BEZERRA, B., KELMAN, R., BARROSO, L. A., et al, 2006, "Integrated Electricity-Gas Operations Planning in Hydrothermal Systems" In: *X SEPOPE -: Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, SP-145, Florianópolis, Maio.
- BRITISH PETROLEUM, 2006, *Quantifying Energy: BP statistical review of world energy June 2006*. London: British Petroleum. Disponível em: <[www.bp.com/statisticalreview](http://www.bp.com/statisticalreview)>.
- CBEE, 2007, Energia Eólica, *Centro Brasileiro de Energia Eólica*. Disponível em:<[http://www.eolica.org.br/index\\_por.html](http://www.eolica.org.br/index_por.html)>. Acesso em: 10 out. 2007.
- CCEE, 2005, "Resultado Completo do 4° Leilão de Energia Existente", *Câmara de*



- Comercialização de Energia Elétrica*. Planilhas disponíveis em: <[http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\\_virtual/Leiloes/Energia\\_Existente/4\\_Leilao\\_Resultado Completo.xls](http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/Energia_Existente/4_Leilao_Resultado_Completo.xls)>. Acesso em: 10 out. 2007.
- CCEE, 2006, “Resultado Completo do 5º Leilão de Energia Existente”, *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. Planilhas disponíveis em: <[http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca\\_virtual/Leiloes/Energia\\_Existente/5\\_Leilao\\_Resultado Completo.xls](http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/Energia_Existente/5_Leilao_Resultado_Completo.xls)>. Acesso em: 10 out. 2007.
- DANTAS, L. D., 2006, “GNL – Descrição do Sistema”, *Gasnet – O site do gás natural*. Disponível em: < [http://www.gasnet.com.br/novo\\_gnl\\_descricao.asp](http://www.gasnet.com.br/novo_gnl_descricao.asp)>. Acesso em: 10 jun. 2007.
- DESSEM, 2002, *Modelo Dessem: Resumo metodológico*. Relatório Técnico CEPEL. Rio de Janeiro.
- ELETROBRÁS, 2007, *Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica* (PROINFA). Eletrobás: Centrais Elétricas Brasileiras S.A: Disponível em: <<http://www.eletronbras.com.br/elb/portal/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>>. Acesso em: 10 jul. 2007.
- EPE, 2006, *Balanço Energético Nacional 2006* (ano base 2005). Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro. Disponível em: <[www.ben.epe.gov.br](http://www.ben.epe.gov.br)>.
- ENERGIA EUROPA, 2007, *Comunicação da comissão ao conselho e ao Parlamento Europeu: Uma política energética para a Europa*. Comissão das Comunidades Europeias. Bruxelas. Disponível em: < <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:PT:PDF> >
- FALCÃO, D. M., 2005, *Análise Técnico-Econômica de Sistemas de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: Coppe-Poli / UFRJ.
- FORTUNATO, L. A., ARARIPE NETO, T., ALBUQUERQUE, J. C. et al., 1990, *Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica*. Niterói: EDUFF.

- GASBOL-1, 2007, “Informações Técnicas”. *Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil*. Disponível em: <[http://www.tbg.com.br/portaITBGWeb/tbg.portal?\\_nfpb=true&\\_pageLabel=pgInformacoesTecnicas](http://www.tbg.com.br/portaITBGWeb/tbg.portal?_nfpb=true&_pageLabel=pgInformacoesTecnicas)>. Acesso em: dez. 2007.
- GASBOL-2, 2007, “Quantidades Programadas e Realizadas de Gás”. *Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil*. Disponível em: <[http://www.tbg.com.br/site/media/Programacao\\_x\\_Realizacao\\_Set\\_2007.pdf](http://www.tbg.com.br/site/media/Programacao_x_Realizacao_Set_2007.pdf)>. Acesso em: 10 out. 2007.
- GOLDBERG, D., 1983, *Computer-aided gas pipeline operation using genetic algorithms and rule learning*. Dissertation, University of Michigan.
- IEA, 2006, *Key world energy statistics 2006*. International Energy Agency. Disponível em: <[www.iea.org/statistics](http://www.iea.org/statistics)>
- LORA, E.; NASCIMENTO, M. (coord.), 2004, *Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação*. Rio de Janeiro: Interciência, v.1.
- MACEIRA, M., TERRY, L., DINIZ, A., et al., 2000, “Despacho de Geração Horário com Representação Detalhada de Restrições Hidráulicas” In: *VII SEPOPE -: Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Curitiba, Maio.
- MACEIRA, M., TERRY, L., COSTA, F., et al., 2002, “Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System” In: *14<sup>th</sup> PSCC -Power System Computer Conference*, Seville, June.
- MELO, O., 2006, *Despacho integrado da geração termelétrica e da produção e transmissão de gás natural*. Tese de D.Sc., Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade de Campinas, Campinas.
- MBRE, 2007, *Mercado Brasileiro de Reduções de Emissões*. BM&F e Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Disponível em:<<http://www.bvrj.com.br/mbre/>>. Acesso em: 4 maio 2007.
- MME, 2002, *Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia (PROINFA)*.

Ministério de Minas e Energia Disponível em:<[http://www.mme.gov.br/programs\\_display.do?prg=5](http://www.mme.gov.br/programs_display.do?prg=5)>. Acesso em: 15 maio 2007.

MONTICELLI, A., 1983, *Fluxo de potência em redes de energia elétrica*. São Paulo: Edgard Blücher.

NILSSON, O., SJELVGREN, D., 1996, "A Planning Model with Mixed Integer Representation of Hydro and Thermal Plants" In: *4<sup>th</sup> International Conference on Power System Control and Management*, Conference Publication n° 421, pp. 280-285, London, April.

OHISHI, T.; SOARES, S.; CARVALHO, M., 1991 "A Short Term Hydrothermal Scheduling Approach for Dominantly Hydro Systems" *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 6, n 2, pp. 637-643.

O'NEILL, R. P., WILLIARD, M., WILKINS, B., et al, 1979, "A Mathematical Programming Model for Allocation of Natural Gas", *Operation Research*, v. 27, n. 5, pp. 857-873.

ONS-1, 2002, *Procedimentos de rede: módulo 1 - Introdução Geral*. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em <[www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)>

ONS-2, 2002, *Procedimentos de rede: módulo 6 – Planejamento da Operação Elétrica*. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em <[www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)>

ONS-1, 2003, *Procedimentos de rede: módulo 7 – Planejamento da Operação Energética*. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em <[www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)>

ONS-2, 2003, *Procedimentos de rede: módulo 8 – Programação da Operação Eletroenergética*. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em <[www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)>

ONS, 2007, *Boletim Diário da Operação – Carga de Energia*. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/resultados\\_operacao/boletim\\_diario/index.htm](http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_diario/index.htm)>. Acesso

em: 14 out. 2007.

PMO, 2007, *Programa Mensal de Operação. Eletroenergética para o Mês de Março, Julho e Setembro de 2007*: dados DECOMP. Programa Mensal de Operação. ONS. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/home/>>. Acesso em: 10 dez. 2007.

PROTOCOLO KYOTO, 1997, *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*. Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.html>>. Acesso em: 14 maio 2007.

RIBEIRO, F., 2003, *Inventário de ciclo de vida da geração hidrelétrica no Brasil – usina de Itaipu: primeira aproximação*. Dissertação de M.Sc., Universidade de São Paulo, São Paulo.

SHAHIDEHPOUR, M.; FU, Y.; WIEDMAN, T., 2005, “Impact of natural gas infrastructure on electric power systems” *Proceedings of the IEEE*, v. 93, n. 5, pp. 1042-1056.

SKUGGE, G.; BUBENKO, J. A.; SJELVGREN, D., 1994, “Optimal seasonal scheduling of natural gas unit in a hydro-thermal power system” *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9. n. 2, pp. 848-854.

SOARES, S.; OHISHI, T., 1995, “Hydro-dominated short term hydrothermal scheduling via hybrid simulation-optimization approach: a case study” *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v. 142, n. 6, pp. 569-575.

TRANSPETRO-1, 2007, Petrobrás Transporte S.A. Disponível em: <<http://www.transpetro.com.br/portugues/empresa/gasnatural/gasnatural.shtml>>. Acesso em: 12 dez. 2007.

TRANSPETRO-2, 2007. *Instalações de transporte, características físicas: malha sudeste*. Petrobrás Transporte S.A. Planilha atualizada em 01/08/2007. Disponível em: <[http://www.transpetro.com.br/portugues/negocios/dutosTerminais/files/instalacoes\\_transporte\\_SE\\_01.pdf](http://www.transpetro.com.br/portugues/negocios/dutosTerminais/files/instalacoes_transporte_SE_01.pdf)>. Acesso em: 10 out. 2007.

TRANSPETRO-3, 2007, *Volume Programado Malha Sudeste*, Petrobrás Transporte

S.A. Disponível em:  
<[http://www.transpetro.com.br/portugues/negocios/dutosTerminais/files/h\\_Prog\\_SE\\_2007\\_SET.pdf](http://www.transpetro.com.br/portugues/negocios/dutosTerminais/files/h_Prog_SE_2007_SET.pdf)>. Acesso em: 12 dez. 2007.

UNSIHUAY, C., MARANGON-LIMA, ZAMBRONI DE SOUZA, A. C., 2007 “Short-term operation planning of integrated hydrothermal and natural gas systems” *IEEE PES PowerTech Conference*, Switzerland, July.

VENKATARAMANAN, G., BASU, U., LINDEN, P., et al, 2000, “Smoother and More Economic Operation of Gas Pipelines” *IEEE Transaction on Industry Application*, v. 36, n. 5, pp. 1430-1434.

WOLF, D., 2003, *Mathematical properties of formulations of the gas transmission problem*. Gremars: Université de Lille. Disponível em: <<http://gremars.univ-lille3.fr/~dewolf/>> Acessado em 10 mar. 2007.

WOLF, D., SMEERS, Y., 2000, “The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm” *Management Sciences*, vol. 46, n. 11, pp. 1454-1465.

WOOD, A. J.; WOOLLENBERG, B. F., 1996, *Power generation, operation and control*. 2. ed., New York: John Wiley & Sons.

## **ANEXOS**

## **Anexo 1: Dados da Rede Teste de 6 Barras**

Tabela 34: Dados das linhas de transmissão da rede de 6 barras

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>r (pu)</b>	<b>x (pu)</b>	<b>b (pu)</b>	<b>MW max</b>
1	2	0,10	0,20	0,02	30
1	4	0,05	0,20	0,02	50
1	5	0,08	0,30	0,03	40
2	3	0,05	0,25	0,03	20
2	4	0,05	0,10	0,01	40
2	5	0,10	0,30	0,02	20
2	6	0,07	0,20	0,025	30
3	5	0,12	0,26	0,025	20
3	6	0,02	0,10	0,01	60
4	5	0,20	0,40	0,04	20
5	6	0,10	0,30	0,03	20

## Anexo 2: Dados da Rede de Gasodutos da Bélgica

Tabela 35: Dados dos nós da rede de gás natural belga

Nós	nome	Produção mínima (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)	Produção máxima (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /dia)	Pressão mínima (bars)	Pressão máxima (bars)
1	Zeebrugge	8,87	11,594	0	77
2	Dudzele	0	8,4	0	77
3	Brugge	-inf	-3,918	30	80
4	Zomergem	0	0	0	80
5	Loenhout	0	4,8	0	77
6	Antwerpen	-inf	-4,034	30	80
7	Gent	-inf	-5,256	30	80
8	Voeren	20,344	22,012	50	66,2
9	Berneau	0	0	0	66,2
10	Liège	-inf	-6,365	30	66,2
11	Warnand	0	0	0	66,2
12	Namur	-inf	-2,12	0	66,2
13	Anderlues	0	1,2	0	66,2
14	Péronnes	0	0,96	0	66,2
15	Mons	-inf	-6,848	0	66,2
16	Blaregnies	-inf	-15,616	50	66,2
17	Wanze	0	0	0	66,2
18	Sinsin	0	0	0	63
19	Arlon	-inf	-0,222	0	66,2
20	Pétange	-inf	-1,919	25	66,2

Tabela 36: Gasodutos da rede de gás natural belga

Numero	de	para	Diâmetro (mm)	Comprimento (km)
1	Zeebrugge	Dudzele	890,0	4,0
2	Zeebrugge	Dudzele	890,0	4,0
3	Dudzele	Brugge	890,0	6,0
4	Dudzele	Brugge	890,0	6,0
5	Brugge	Zomergem	890,0	26,0
6	Loenhout	Antwerpen	590,1	43,0
7	Antwerpen	Gent	590,1	29,0
8	Gent	Zomergem	590,1	19,0
9	Zomergem	Péronnes	890,0	55,0
10	Voeren	Berneau	890,0	5,0
11	Voeren	Berneau	395,5	5,0
12	Berneau	Liège	890,0	20,0
13	Berneau	Liège	395,5	20,0
14	Liège	Warnand	890,0	25,0
15	Liège	Warnand	395,5	25,0
16	Warnand	Namur	890,0	42,0
17	Namur	Anderlues	890,0	40,0
18	Anderlues	Péronnes	890,0	5,0
19	Péronnes	Mons	890,0	10,0
20	Mons	Blaregnies	890,0	25,0
21	Warnand	Wanze	395,5	10,5
22	Wanze	Sinsin	315,5	26,0
23	Sinsin	Arlon	315,5	98,0
24	Arlon	Pétange	315,5	6,0



### Anexo 3: Dados de Usinas

Tabela 37: Dados das Usinas do Rio Tocantins usadas nas simulações

Nº	Nome	V <sub>min</sub> (hm <sup>3</sup> )	V <sub>max</sub> (hm <sup>3</sup> )	V <sub>0</sub> (% vol útil)	V <sub>final</sub> (% vol útil)	Q <sub>min</sub> (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>max</sub> (m <sup>3</sup> /s)	ρ (MJ/m <sup>3</sup> )
1	Serra da Mesa	11150	54400	55,7	53,9	0	1322	0,0965
2	Cana Brava	2300	2300	-	-	0	1128	0,0399
3	Lajeado	4940	4940	-	-	0	2779	0,0325

Tabela 38: Dados das Usinas do Rio Grande usadas nas simulações

Nº	Nome	V <sub>min</sub> (hm <sup>3</sup> )	V <sub>max</sub> (hm <sup>3</sup> )	V <sub>0</sub> (% vol útil)		V <sub>final</sub> (% vol útil)		Q <sub>min</sub> (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>max</sub> (m <sup>3</sup> /s)	ρ (MJ/m <sup>3</sup> )
				Úmido	Seco	Úmido	Seco			
1	Jaguara	450	450	-	-	-	-	0	1049	0,4043
2	Marimbondo	890	6150	88,7	48,4	91,5	47,5	0	3191	0,4663
3	Água Vermelha	5856	11025	100	48,5	99	31,7	0	3056	0,4568

Tabela 39: Dados das Usinas Termelétricas a Gás Natural

No	Nome	P <sub>max</sub> (MW)	Fluxo máximo (milhões m <sup>3</sup> /dia)	ρ (MW/milhões m <sup>3</sup> GN)
1	Termorio	1050	5,25	200
2	Piratininga	400	2,96	135
3	Canoas	165	1,1	150

## Anexo 4: Dados da rede elétrica de 65 barras

Tabela 40: Dados de barra – Brasil 65 barras

Nº	Nome da Barra	Tipo da Barra	P <sub>L</sub> (MW)	P <sub>Gmin</sub> (MW)	P <sub>Gmáx</sub> (MW)	Tipo da Geração	Custo (R\$/MW)
1	Itumbiara	PQ	-800	-	-	-	0
2	Marimbondo	PV	0	-	-	UHE	2400
3	Marimbondo 500	PQ	0	-	-	-	0
4	Araraquara 500	PQ	0	-	-	-	0
5	Poços 500	PQ	0	-	-	-	0
6	Campinas 500	PQ	0	-	-	-	0
7	C.Paulista 500 / UTE Termorio	PV	1200	0	1050	UTE GN	2640
8	Poços 345	PQ	105	-	-	-	0
9	Ibiúna 500 / UTE Piratinga	PV	200	0	400	UTE GN	2640
10	Campinas 345	PQ	440	-	-	-	0
11	Itumbiara 500	PQ	0	-	-	-	0
12	Marimbondo 345	PQ	75	-	-	-	0
13	Itumbiara 345	PQ	454	-	-	-	0
14	Samambaia 500	PQ	0	-	-	-	0
15	Samambaia 345	PQ	1000	-	-	-	0
16	Emborcação	PQ	-700	-	-	-	0
17	UHE Jaguará	PV	0	0	420	UHE	2400
18	N.Ponte	PQ	-350	-	-	-	0
19	S.Simão	PQ	-200	-	-	-	0
20	Emborcação500	PQ	0	-	-	-	0
21	Jaguara 500	PQ	0	-	-	-	0
22	Jaguara 345	PQ	214	-	-	-	0
23	N.Ponte 500	PQ	0	-	-	-	0
24	S.Simão 500	PQ	0	-	-	-	0
25	A.Vermelha	PV	0	0	1400	UHE	2400
26	A.Vermelha 500	PQ	0	-	-	-	0
27	A.Vermelha 440	PQ	750	-	-	-	0
28	G.B.Munhoz	Vθ	0	0	100	UTE outras	2800
29	S.Caxias	PQ	-1150	-	-	-	0
30	S.Segredo	PQ	-1200	-	-	-	0
31	Bateias 230	PQ	735.4	-	-	-	0
32	G.B.Munhoz 500	PQ	0	-	-	-	0
33	S.Mateus 230	PQ	13.4	-	-	-	0
34	Cascavel 230	PQ	0	-	-	-	0
35	Cascavel 138	PQ	159	-	-	-	0
36	F.Chopim 138	PQ	94	-	-	-	0
37	Segredo 500	PQ	0	-	-	-	0
38	Bateias 500	PQ	0	-	-	-	0
39	Cascavel-Oeste 500	PQ	0	-	-	-	0
40	S.Caxias 500	PQ	0	-	-	-	0
41	F.Chopim 230	PQ	0	-	-	-	0
42	Itá	PQ	-700	-	-	-	0
43	Machadinho	PQ	-600	-	-	-	0
44	S.Osório	PQ	-700	-	-	-	0
45	S.Santiago	PQ	-950	-	-	-	0
46	Areia 500	PQ	0	-	-	-	0
47	Areia 230	PQ	237	-	-	-	0
48	Blumenau 500	PQ	0	-	-	-	0
49	Blumenau 230	PQ	1149.5	-	-	-	0
50	C.Novos 500	PQ	0	-	-	-	0
51	Curitiba 500	PQ	0	-	-	-	0
52	Curitiba 230	PQ	844.7	-	-	-	0
53	Caxias 500	PQ	0	-	-	-	0
54	Caxias 230	PQ	755.6	-	-	-	0
55	Gravataí 500 / UTE Canoas	PV	0	0	165	UTE GN	2640
56	Itá 500	PQ	0	-	-	-	0
57	Joinville 230	PQ	70	-	-	-	0
58	Machadinhov500	PQ	0	-	-	-	0
59	S.Osório 230	PQ	0	-	-	-	0

60	S.Santiago 500	PQ	0	-	-	-	0
61	Gravataí 230	PQ	1228	-	-	-	0
62	Itajubá 500	PQ	0	-	-	-	0
63	Itajubá 138	PQ	110	-	-	-	0
64	Cascavel 230	PQ	403	-	-	-	0

Tabela 41: Dados de linha – Brasil 65 barras

De	Para	r (pu)	x (pu)	b (pu)	MW max
1	11	0	0,00667	0	2400
2	3	0	0,01264	0	1520
3	4	0,00172	0,0272	0	1650
3	4	0,00171	0,027	0	1665
3	11	0,00209	0,02935	0	1732
3	12	0	0,02357	0	560
3	26	0,00153	0,024	0	1665
4	5	0,00156	0,0246	0	1665
4	6	0,00152	0,0239	0	1665
5	8	0	0,02403	0	560
5	62	0,0011	0,01911	0	1665
6	7	0,00196	0,031	0	1665
6	9	0,00105	0,01619	0	1665
6	9	0,00105	0,01619	0	1665
6	10	0	0,02419	0	560
7	62	0,0005	0,0082	0	1665
9	38	0,00308	0,03958	0	1299
9	38	0,00308	0,03958	0	1299
11	13	0	0,0172	0	560
11	13	0	0,0172	0	560
11	24	0,00147	0,0232	0	1665
11	14	0,0028	0,03993	0	2598
11	20	0,0012	0,01937	0	1948
14	20	0,0027	0,03873	0	2598
14	15	0	0,01113	0	1050
14	15	0	0,001	0	1050
16	20	0	0,01357	0	1200
17	21	0	0,02632	0	500
18	23	0	0,01937	0	537
19	24	0	0,01057	0	1740
20	23	0,00082	0,01256	0	2078
21	22	0	0,0216	0	400
21	22	0	0,0216	0	400
21	23	0,001	0,01519	0	2251
21	24	0,0028	0,0484	0	2205
24	26	0,00093	0,01376	0	2205
25	26	0	0,01025	0	1500
26	27	0	0,0142	0	750
28	32	0	0,0168	0	1676
29	40	0	0,0102	0	1344
30	37	0	0,0105	0	1260
31	38	0,00032	0,01146	0	600
31	38	0,00031	0,01651	0	600
32	46	0,0001	0,01241	0	2182
32	46	0,0001	0,01261	0	2182
33	47	0,02444	0,12652	0	359
33	52	0,0221	0,11475	0	319
34	35	0	0,0664	0	150
34	35	0	0,0629	0	150
34	35	0	0,067	0	150
34	41	0,0113	0,06991	0	189
34	59	0,0122	0,0769	0	189
34	64	0,0022	0,01091	0	319
34	64	0,0017	0,01032	0	356
36	41	0	0,0636	0	150
37	46	0,00052	0,00655	0	2273
37	60	0,00056	0,00698	0	2182
38	46	0,002	0,02553	0	2110

38	51	0,0005	0,0044	0	2110
39	40	0,0005	0,0073	0	1637
39	64	0	0,0127	0	600
40	60	0,00076	0,01171	0	2370
41	59	0,0015	0,00891	0	324
42	56	0	0,01158	0	1625
43	58	0	0,02065	0	1254
44	59	0,00024	0,01702	0	788
45	60	0	0,01515	0	1402
46	47	0,00031	0,01207	0	672
46	50	0,00162	0,02048	0	2110
46	51	0,002	0,0269	0	2182
47	59	0,03045	0,15738	0	319
47	59	0,03041	0,15718	0	319
48	49	0,00031	0,0115	0	672
48	49	0,00032	0,01163	0	672
48	49	0	0,01277	0	672
48	50	0,00256	0,02922	0	2037
48	51	0,00127	0,01603	0	1266
49	57	0,01271	0,06562	0	306
49	57	0,01283	0,06564	0	306
50	53	0,00188	0,02346	0	1688
50	58	0,00047	0,00597	0	2182
51	52	0,00032	0,01163	0	672
51	52	0,00031	0,01166	0	672
52	57	0,01892	0,09776	0	319
52	57	0,01895	0,09704	0	319
53	54	0,0002	0,01211	0	672
53	54	0,0002	0,01233	0	672
53	55	0,00073	0,09164	0	1688
53	56	0,00164	0,03034	0	2182
55	56	0,00282	0,03852	0	1688
55	61	0,0003	0,01219	0	672
55	61	0,00039	0,01138	0	672
55	61	0,00036	0,01217	0	672
56	58	0,00073	0,00921	0	2182
56	60	0,00172	0,02173	0	2110
62	63	0	0,052	0	300

## Anexo 5: Dados da rede de gasodutos do Sul e Sudeste do Brasil

Tabela 42: Dados dos nós da rede de gasodutos

número	nome	mínima produção ou demanda (milhões de Nm <sup>3</sup> )	máxima produção ou demanda (milhões de Nm <sup>3</sup> )	pressão mínima (bar)	pressão máxima (bar)	demanda industrial (milhões de Nm <sup>3</sup> )
1	Mutum	0,00	31,30	20,00	101,97	0,000
2	Campo Grande	-inf	0,00	20,00	101,97	0,035
3	Três Lagoas	-inf	0,00	20,00	101,97	1,000
4	Limeira	-inf	0,00	20,00	101,97	3,140
5	REPLAN (Campinas)	-inf	0,00	20,00	101,97	2,030
6	Itatiba (UTE Piratininga)	-inf	0,00	20,00	76,48	2,500
7	Guararema	-inf	0,00	20,00	76,48	0,800
8	Itu	-inf	0,00	20,00	101,97	2,100
9	REPAR (Curitiba)	-inf	0,00	20,00	101,97	3,400
10	Blumenau	-inf	0,00	20,00	76,48	0,820
11	Tubarão	-inf	0,00	20,00	76,48	0,910
12	REFAP (Porto Alegre / UTE Canoas)	-inf	0,00	20,00	76,48	1,200
13	Cabiúnas	0,00	16,00	20,00	101,97	0,000
14	Macaé	-inf	0,00	20,00	101,97	3,200
15	REDUC (UTE Termorio)	-inf	0,00	20,00	101,97	5,100
16	Juiz de Fora	-inf	0,00	20,00	66,28	0,300
17	REGAP (Belo Horizonte)	-inf	0,00	20,00	66,28	1,600
18	Japeri (Rio de Janeiro)	-inf	0,00	20,00	66,28	1,600
19	Volta Redonda	-inf	0,00	20,00	66,28	2,060
20	REVAP (São José dos Campos)	-inf	0,00	20,00	66,28	1,680
21	Suzano	-inf	0,00	20,00	66,28	2,800
22	RECAP (Capuava)	-inf	0,00	20,00	66,28	3,230
23	RPBC (Cubatão)	-inf	0,00	20,00	56,08	1,200
24	Santos	0,00	2,00	20,00	56,08	0,000

Tabela 43: Dados dos dutos

nó partida	nó chegada	de	para	diâmetro (mm)	comprimento (km)	possui estação de compressão
1	2	Mutum	Campo Grande	812,8	394,6	Sim
2	3	Campo Grande	Três Lagoas	812,8	314,1	Sim
3	4	Três Lagoas	Limeira	812,8	505	Sim
4	5	Limeira	REPLAN	812,8	42,4	Não
5	6	REPLAN	Itatiba	609,6	44	Não
6	7	Itatiba	Guararema	609,6	109	Não
5	8	REPLAN	Itu	609,6	62,6	Não
8	9	Itu	Curitiba	609,6	381,6	Não
9	10	Curitiba	Blumenau	508	227,4	Sim
10	11	Blumenau	Tubarão	457,2	133	Sim
11	12	Tubarão	Porto Alegre	406,4	295,4	Não
13	14	Cabiúnas	Macaé	508	13	Não
14	15	Macaé	REDUC	508	170	Não
15	16	REDUC	Juiz de Fora	406,4	138	Sim
16	17	Juiz de Fora	Belo Horizonte	406,4	221	Sim
15	18	REDUC	Japeri	457,2	41,9	Sim
18	19	Japeri	Volta Redonda	457,2	53,1	Não
19	20	Volta Redonda	S.J. Campos	558,8	222,3	Sim
20	7	S.J. Campos	Guararema	558,8	34	Não
7	21	Guararema	Suzano	558,8	35	Não
21	22	Suzano	Capuava	558,8	26,4	Não
22	23	Capuava	RPBC	304,8	42	Sim
23	24	RPBC	Santos	406,4	27	Não

13	15	Cabiúnas	REDUC	406,4	183	Não
5	20	REPLAN	S.J. Campos	711,2	190	Não
20	18	S.J. Campos	Japeri	711,2	255	Não

## Anexo 6: Resultados da Distribuição dos Fluxos de Potência nas Linhas de Transmissão

Tabela 44: Fluxo de Potência nas Linhas de Transmissão – caso 1, referente ao item 5.3.1

Linhas		P <sub>max</sub> (MW)	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
de	para								
1	11	2400	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0
2	3	1520	1140,2	1095,2	684,4	0,0	1267,6	1175,9	1030,8
3	4	1650	1191,8	1153,0	842,8	456,6	1153,0	1230,7	1154,2
3	4	1665	1200,6	1161,5	849,0	460,0	1161,5	1239,8	1162,7
3	11	1732	-569,8	-568,8	-558,9	-581,1	-517,1	-572,0	-576,3
3	12	560	74,3	73,5	67,5	60,0	73,5	75,0	75,0
3	26	1665	-759,8	-727,2	-517,5	-396,3	-606,1	-801,0	-788,3
4	5	1665	976,8	954,9	780,0	562,1	954,9	998,6	919,7
4	6	1665	1411,1	1355,3	909,4	353,8	1355,3	1467,0	1392,3
5	8	560	104,0	102,9	94,5	84,0	102,9	105,0	105,0
5	62	1665	871,7	850,9	684,8	477,7	850,9	892,4	813,5
6	7	1665	426,1	433,8	494,9	570,8	433,8	418,5	343,8
6	9	1665	273,8	244,4	8,9	-284,7	244,4	303,3	303,3
6	9	1665	273,8	244,4	8,9	-284,7	244,4	303,3	303,3
6	10	560	435,6	431,2	396,0	352,0	431,2	440,0	440,0
7	62	1665	-762,2	-742,5	-585,5	-389,6	-742,5	-781,9	-702,9
9	38	1299	174,8	146,3	-81,1	-365,0	146,3	203,2	203,2
9	38	1299	174,8	146,3	-81,1	-365,0	146,3	203,2	203,2
11	13	560	224,7	222,5	204,3	181,6	222,5	227,0	227,0
11	13	560	224,7	222,5	204,3	181,6	222,5	227,0	227,0
11	24	1665	-177,4	-160,9	-51,4	35,5	-124,6	-197,3	-190,5
11	14	2598	383,0	376,9	332,8	280,6	380,0	389,6	387,4
11	20	1948	-425,5	-430,4	-449,4	-461,0	-417,9	-418,9	-427,8
14	20	2598	-607,7	-603,8	-567,8	-519,9	-600,7	-611,2	-613,3
14	15	1350	81,6	80,8	74,2	66,0	80,8	82,4	82,4
14	15	1350	908,4	899,2	825,8	734,0	899,2	917,6	917,6
16	20	1200	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0
17	21	500	362,7	372,0	388,1	355,8	359,8	347,7	372,0
18	23	537	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0
19	24	1740	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
20	23	2078	-333,9	-334,9	-317,8	-281,4	-319,3	-330,7	-341,8
21	22	400	105,9	104,9	96,3	85,6	104,9	107,0	107,0
21	22	400	105,9	104,9	96,3	85,6	104,9	107,0	107,0
21	23	2251	-16,1	-15,1	-32,2	-68,6	-30,7	-19,2	-8,1
21	24	2205	166,8	177,3	227,6	253,0	180,7	152,9	166,0
24	26	2205	189,3	216,3	376,1	488,4	256,0	155,5	175,5
25	26	1500	1313,4	1246,4	816,7	508,1	1085,4	1396,0	1363,3
26	27	1000	742,5	735,0	675,0	600,0	735,0	750,0	750,0
28	32	1676	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	40	1344	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0
30	37	1260	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0
31	38	600	-429,8	-425,4	-390,7	-347,3	-425,4	-434,1	-434,1
31	38	600	-298,3	-295,3	-271,2	-241,1	-295,3	-301,3	-301,3
32	46	2182	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	46	2182	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	47	359	-119,8	-120,6	-126,5	-133,9	-120,6	-119,1	-119,1
33	52	319	106,3	107,1	114,1	122,8	107,1	105,4	105,4
34	35	150	51,7	51,1	47,0	41,8	51,1	52,2	52,2
34	35	150	54,5	54,0	49,6	44,1	54,0	55,1	55,1
34	35	150	51,2	50,7	46,5	41,4	50,7	51,7	51,7
34	41	189	-103,3	-102,7	-97,9	-92,0	-102,7	-103,9	-103,9
34	59	189	-116,6	-115,9	-110,2	-103,0	-115,9	-117,3	-117,3
34	64	319	30,3	30,4	31,5	32,9	30,4	30,2	30,2
34	64	356	32,0	32,2	33,3	34,8	32,2	31,9	31,9
36	41	150	-93,1	-92,1	-84,6	-75,2	-92,1	-94,0	-94,0
37	46	2273	1993,2	2003,5	2085,8	2188,7	2003,5	1982,9	1982,9
37	60	2182	-794,4	-804,7	-887,2	-990,2	-804,7	-784,1	-784,1
38	46	2110	-795,8	-810,3	-926,8	-1072,3	-810,3	-781,2	-781,2
38	51	2110	416,4	381,4	101,7	-247,7	381,4	451,4	451,4
39	40	1637	-336,7	-332,3	-297,8	-254,7	-332,3	-341,0	-341,0

39	64	600	336,6	332,3	297,8	254,7	332,3	340,9	340,9
40	60	2370	813,1	817,4	851,9	895,0	817,4	808,7	808,7
41	59	324	-196,4	-194,9	-182,6	-167,3	-194,9	-197,9	-197,9
42	56	1625	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0
43	58	1254	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0
44	59	788	699,9	699,9	699,9	699,9	699,9	699,9	699,9
45	60	1402	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0
46	47	672	-29,9	-33,8	-64,6	-103,1	-33,8	-26,1	-26,1
46	50	2110	401,5	392,9	324,5	238,9	392,9	410,0	410,0
46	51	2182	823,4	831,5	896,2	977,2	831,5	815,3	815,3
47	59	319	-192,7	-193,8	-202,8	-213,9	-193,8	-191,6	-191,6
47	59	319	-192,9	-194,1	-203,0	-214,2	-194,1	-191,8	-191,8
48	49	672	382,5	379,2	353,1	320,5	379,2	385,7	385,7
48	49	672	378,2	375,0	349,2	317,0	375,0	381,4	381,4
48	49	672	344,4	341,5	318,0	288,7	341,5	347,4	347,4
48	50	2037	-699,5	-704,9	-747,7	-801,2	-704,9	-694,2	-694,2
48	51	1266	-406,3	-391,6	-273,4	-125,9	-391,6	-421,1	-421,1
49	57	306	-16,5	-15,4	-7,1	3,3	-15,4	-17,5	-17,5
49	57	306	-16,5	-15,4	-7,1	3,3	-15,4	-17,5	-17,5
50	53	1688	446,9	439,2	377,6	300,6	439,2	454,6	454,6
50	58	2182	-746,0	-752,2	-801,9	-864,0	-752,2	-739,8	-739,8
51	52	672	416,8	410,7	362,3	301,7	410,7	422,9	422,9
51	52	672	415,7	409,7	361,3	300,9	409,7	421,8	421,8
52	57	319	51,0	49,6	38,5	24,6	49,6	52,4	52,4
52	57	319	51,3	50,0	38,8	24,8	50,0	52,7	52,7
53	54	672	377,4	373,6	343,1	305,0	373,6	381,2	381,2
53	54	672	370,7	366,9	337,0	299,5	366,9	374,4	374,4
53	55	1688	235,1	232,1	208,3	178,5	232,1	238,1	238,1
53	56	2182	-536,7	-533,9	-511,1	-482,7	-533,9	-539,6	-539,6
55	56	1688	-982,1	-972,8	-898,2	-804,9	-972,8	-991,5	-991,5
55	61	672	395,7	391,7	359,7	319,7	391,7	399,7	399,7
55	61	672	423,8	419,5	385,3	342,5	419,5	428,1	428,1
55	61	672	396,3	392,3	360,3	320,3	392,3	400,3	400,3
56	58	2182	146,2	152,4	202,1	264,2	152,4	140,0	140,0
56	60	2110	-967,4	-961,4	-913,5	-853,6	-961,4	-973,4	-973,4
62	63	300	108,9	107,8	99,0	88,0	107,8	110,0	110,0

Tabela 45: Fluxo de Potência nas Linhas de Transmissão – caso 2, referente ao item 5.3.2

Linhas		P <sub>max</sub> (MW)	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
de	para								
1	11	2400	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0
2	3	1520	1109,1	49,4	146,9	0,0	998,0	1175,9	1192,0
3	4	1650	1191,8	687,1	842,8	456,6	1153,0	1230,7	1230,7
3	4	1665	1200,6	692,2	849,0	460,0	1161,5	1239,8	1239,8
3	11	1732	-564,5	-588,3	-698,5	-581,1	-581,6	-572,0	-563,0
3	12	560	74,3	73,5	67,5	60,0	73,5	75,0	75,0
3	26	1665	-796,4	-816,9	-916,1	-396,3	-811,5	-801,0	-793,8
4	5	1665	976,8	475,4	780,0	562,1	954,9	998,6	998,6
4	6	1665	1411,1	901,9	909,4	353,8	1355,3	1467,0	1467,0
5	8	560	104,0	102,9	94,5	84,0	102,9	105,0	105,0
5	62	1665	871,7	372,1	684,8	477,7	850,9	892,4	892,4
6	7	1665	426,1	-18,8	494,9	570,8	433,8	418,5	418,5
6	9	1665	273,8	244,4	8,9	-284,7	244,4	303,3	303,3
6	9	1665	273,8	244,4	8,9	-284,7	244,4	303,3	303,3
6	10	560	435,6	431,2	396,0	352,0	431,2	440,0	440,0
7	62	1665	-762,2	-264,2	-585,5	-389,6	-742,5	-781,9	-781,9
9	38	1299	174,8	146,3	-81,1	-365,0	146,3	203,2	203,2
9	38	1299	174,8	146,3	-81,1	-365,0	146,3	203,2	203,2
11	13	560	224,7	222,5	204,3	181,6	222,5	227,0	227,0
11	13	560	224,7	222,5	204,3	181,6	222,5	227,0	227,0
11	24	1665	-194,8	-193,5	-180,1	35,5	-193,2	-197,3	-196,9
11	14	2598	387,5	379,5	330,5	280,6	380,7	389,6	391,3
11	20	1948	-407,3	-419,9	-458,4	-461,0	-414,7	-418,9	-412,0
14	20	2598	-603,2	-601,2	-570,0	-519,9	-599,9	-611,2	-609,4
14	15	1350	81,6	80,8	74,2	66,0	80,8	82,4	82,4
14	15	1350	908,4	899,2	825,8	734,0	899,2	917,6	917,6



16	20	1200	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0
17	21	500	311,3	331,5	347,7	355,8	319,4	347,7	331,5	
18	23	537	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0
19	24	1740	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
20	23	2078	-311,2	-321,8	-329,1	-281,4	-315,3	-330,7	-322,1	
21	22	400	105,9	104,9	96,3	85,6	104,9	107,0	107,0	107,0
21	22	400	105,9	104,9	96,3	85,6	104,9	107,0	107,0	107,0
21	23	2251	-38,8	-28,2	-20,9	-68,6	-34,7	-19,2	-27,8	
21	24	2205	138,2	150,0	176,0	253,0	144,3	152,9	145,3	
24	26	2205	143,4	156,4	195,8	488,4	151,0	155,5	148,3	
25	26	1500	1396,0	1396,0	1396,0	508,1	1396,0	1396,0	1396,0	1396,0
26	27	1000	742,5	735,0	675,0	600,0	735,0	750,0	750,0	750,0
28	32	1676	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	40	1344	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0
30	37	1260	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0
31	38	600	-429,8	-425,4	-390,7	-347,3	-425,4	-434,1	-434,1	
31	38	600	-298,3	-295,3	-271,2	-241,1	-295,3	-301,3	-301,3	
32	46	2182	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	46	2182	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	47	359	-119,8	-120,6	-126,5	-133,9	-120,6	-119,1	-119,1	
33	52	319	106,3	107,1	114,1	122,8	107,1	105,4	105,4	
34	35	150	51,7	51,1	47,0	41,8	51,1	52,2	52,2	
34	35	150	54,5	54,0	49,6	44,1	54,0	55,1	55,1	
34	35	150	51,2	50,7	46,5	41,4	50,7	51,7	51,7	
34	41	189	-103,3	-102,7	-97,9	-92,0	-102,7	-103,9	-103,9	
34	59	189	-116,6	-115,9	-110,2	-103,0	-115,9	-117,3	-117,3	
34	64	319	30,3	30,4	31,5	32,9	30,4	30,2	30,2	
34	64	356	32,0	32,2	33,3	34,8	32,2	31,9	31,9	
36	41	150	-93,1	-92,1	-84,6	-75,2	-92,1	-94,0	-94,0	
37	46	2273	1993,2	2003,5	2085,8	2188,7	2003,5	1982,9	1982,9	
37	60	2182	-794,4	-804,7	-887,2	-990,2	-804,7	-784,1	-784,1	
38	46	2110	-795,8	-810,3	-926,8	-1072,3	-810,3	-781,2	-781,2	
38	51	2110	416,4	381,4	101,7	-247,7	381,4	451,4	451,4	
39	40	1637	-336,7	-332,3	-297,8	-254,7	-332,3	-341,0	-341,0	
39	64	600	336,6	332,3	297,8	254,7	332,3	340,9	340,9	
40	60	2370	813,1	817,4	851,9	895,0	817,4	808,7	808,7	
41	59	324	-196,4	-194,9	-182,6	-167,3	-194,9	-197,9	-197,9	
42	56	1625	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0
43	58	1254	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0
44	59	788	699,9	699,9	699,9	699,9	699,9	699,9	699,9	699,9
45	60	1402	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0
46	47	672	-29,9	-33,8	-64,6	-103,1	-33,8	-26,1	-26,1	
46	50	2110	401,5	392,9	324,5	238,9	392,9	410,0	410,0	
46	51	2182	823,4	831,5	896,2	977,2	831,5	815,3	815,3	
47	59	319	-192,7	-193,8	-202,8	-213,9	-193,8	-191,6	-191,6	
47	59	319	-192,9	-194,1	-203,0	-214,2	-194,1	-191,8	-191,8	
48	49	672	382,5	379,2	353,1	320,5	379,2	385,7	385,7	
48	49	672	378,2	375,0	349,2	317,0	375,0	381,4	381,4	
48	49	672	344,4	341,5	318,0	288,7	341,5	347,4	347,4	
48	50	2037	-699,5	-704,9	-747,7	-801,2	-704,9	-694,2	-694,2	
48	51	1266	-406,3	-391,6	-273,4	-125,9	-391,6	-421,1	-421,1	
49	57	306	-16,5	-15,4	-7,1	3,3	-15,4	-17,5	-17,5	
49	57	306	-16,5	-15,4	-7,1	3,3	-15,4	-17,5	-17,5	
50	53	1688	446,9	439,2	377,6	300,6	439,2	454,6	454,6	
50	58	2182	-746,0	-752,2	-801,9	-864,0	-752,2	-739,8	-739,8	
51	52	672	416,8	410,7	362,3	301,7	410,7	422,9	422,9	
51	52	672	415,7	409,7	361,3	300,9	409,7	421,8	421,8	
52	57	319	51,0	49,6	38,5	24,6	49,6	52,4	52,4	
52	57	319	51,3	50,0	38,8	24,8	50,0	52,7	52,7	
53	54	672	377,4	373,6	343,1	305,0	373,6	381,2	381,2	
53	54	672	370,7	366,9	337,0	299,5	366,9	374,4	374,4	
53	55	1688	235,1	232,1	208,3	178,5	232,1	238,1	238,1	
53	56	2182	-536,7	-533,9	-511,1	-482,7	-533,9	-539,6	-539,6	
55	56	1688	-982,1	-972,8	-898,2	-804,9	-972,8	-991,5	-991,5	
55	61	672	395,7	391,7	359,7	319,7	391,7	399,7	399,7	
55	61	672	423,8	419,5	385,3	342,5	419,5	428,1	428,1	
55	61	672	396,3	392,3	360,3	320,3	392,3	400,3	400,3	
56	58	2182	146,2	152,4	202,1	264,2	152,4	140,0	140,0	
56	60	2110	-967,4	-961,4	-913,5	-853,6	-961,4	-973,4	-973,4	
62	63	300	108,9	107,8	99,0	88,0	107,8	110,0	110,0	

Tabela 46: Fluxo de Potência nas Linhas de Transmissão – caso 3, referente ao item 5.3.3

Linhas		P <sub>max</sub> (MW)	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
de	para								
1	11	2400	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0
2	3	1520	1224,5	1070,7	618,1	0,0	1193,7	1200,9	1086,2
3	4	1650	1152,1	1007,7	665,8	188,7	1147,7	1119,3	1074,3
3	4	1665	1160,6	1015,2	670,7	190,1	1156,2	1127,6	1082,3
3	11	1732	-467,6	-438,1	-426,7	-384,8	-479,3	-445,3	-458,8
3	12	560	81,7	80,9	74,3	66,0	80,9	82,5	82,5
3	26	1665	-705,2	-597,2	-367,1	-60,1	-714,9	-685,9	-696,6
4	5	1665	884,1	628,2	435,7	172,5	772,1	703,1	667,9
4	6	1665	1424,1	1391,1	899,4	206,1	1527,2	1539,5	1484,8
5	8	560	114,3	113,2	104,0	92,4	113,2	115,5	115,5
5	62	1665	768,8	514,5	331,5	80,0	658,1	587,0	551,9
6	7	1665	249,0	-152,1	-84,5	22,8	-16,4	-143,9	-160,6
6	9	1665	347,1	533,6	273,8	-102,0	533,6	598,6	579,7
6	9	1665	347,1	533,6	273,8	-102,0	533,6	598,6	579,7
6	10	560	479,2	474,3	435,6	387,2	474,3	484,0	484,0
7	62	1665	-648,5	-395,8	-222,5	16,8	-539,2	-465,8	-430,7
9	38	1299	437,9	425,4	174,8	-137,9	425,4	488,1	469,2
9	38	1299	437,9	425,4	174,8	-137,9	425,4	488,1	469,2
11	13	560	247,2	244,7	224,7	199,8	244,7	249,7	249,7
11	13	560	247,2	244,7	224,7	199,8	244,7	249,7	249,7
11	24	1665	-212,9	-172,4	-52,3	97,7	-210,4	-214,5	-215,0
11	14	2598	440,5	435,0	386,6	331,6	434,4	448,6	446,0
11	20	1948	-390,2	-390,6	-410,9	-414,1	-393,2	-379,5	-389,8
14	20	2598	-649,3	-643,8	-604,1	-549,0	-644,5	-652,3	-654,8
14	15	1350	89,8	88,9	81,6	72,5	88,9	90,7	90,7
14	15	1350	999,2	989,1	908,4	807,5	989,1	1009,3	1009,3
16	20	1200	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0
17	21	500	362,7	372,0	388,1	355,8	359,8	347,7	372,0
18	23	537	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0
19	24	1740	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
20	23	2078	-340,2	-335,2	-315,6	-263,5	-338,4	-332,4	-345,4
21	22	400	116,5	115,3	105,9	94,2	115,3	117,7	117,7
21	22	400	116,5	115,3	105,9	94,2	115,3	117,7	117,7
21	23	2251	-9,7	-14,8	-34,3	-86,4	-11,6	-17,5	-4,6
21	24	2205	139,3	156,0	210,5	253,8	140,7	129,8	141,1
24	26	2205	126,3	183,5	358,1	551,2	130,2	115,3	126,0
25	26	1500	1396,0	1222,5	751,7	169,0	1393,7	1396,0	1396,0
26	27	1000	816,8	808,5	742,5	660,0	808,5	825,0	825,0
28	32	1676	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	40	1344	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0
30	37	1260	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0
31	38	600	-472,8	-468,0	-429,8	-382,0	-468,0	-477,5	-477,5
31	38	600	-328,1	-324,8	-298,3	-265,2	-324,8	-331,5	-331,5
32	46	2182	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	46	2182	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	47	359	-113,5	-113,3	-119,8	-128,0	-113,3	-111,7	-112,7
33	52	319	98,7	98,6	106,3	115,9	98,6	96,7	97,7
34	35	150	56,8	56,3	51,7	45,9	56,3	57,4	57,4
34	35	150	60,0	59,4	54,5	48,5	59,4	60,6	60,6
34	35	150	56,3	55,8	51,2	45,5	55,8	56,9	56,9
34	41	189	-108,6	-108,5	-103,3	-96,7	-108,5	-109,8	-109,2
34	59	189	-123,2	-122,9	-116,6	-108,7	-122,9	-124,5	-124,0
34	64	319	28,4	29,1	30,3	31,8	29,1	28,8	28,3
34	64	356	30,0	30,8	32,0	33,6	30,8	30,4	29,9
36	41	150	-102,4	-101,3	-93,1	-82,7	-101,3	-103,4	-103,4
37	46	2273	1903,7	1902,6	1993,2	2106,4	1902,6	1879,9	1892,3
37	60	2182	-704,7	-703,6	-794,4	-907,8	-703,6	-681,0	-693,4
38	46	2110	-666,1	-667,6	-795,8	-955,9	-667,6	-635,5	-650,0
38	51	2110	739,7	724,3	416,4	31,8	724,3	801,3	778,2
39	40	1637	-380,5	-374,6	-336,7	-289,2	-374,6	-384,1	-385,2
39	64	600	380,4	374,6	336,6	289,2	374,6	384,1	385,2
40	60	2370	769,3	775,1	813,1	860,5	775,1	765,6	764,5

41	59	324	-211,1	-209,9	-196,4	-179,5	-209,9	-213,3	-212,7
42	56	1625	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0
43	58	1254	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0
44	59	788	699,9	699,9	699,9	699,9	699,9	699,9	699,9
45	60	1402	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0
46	47	672	8,2	4,0	-29,9	-72,3	4,0	12,5	12,4
46	50	2110	474,1	476,8	401,5	307,3	476,8	495,7	483,5
46	51	2182	753,1	752,0	823,4	912,4	752,0	734,2	744,2
47	59	319	-182,2	-182,9	-192,7	-205,0	-182,9	-180,4	-180,9
47	59	319	-182,4	-183,1	-192,9	-205,3	-183,1	-180,6	-181,2
48	49	672	415,3	411,1	382,5	346,6	411,1	418,3	418,9
48	49	672	410,7	406,5	378,2	342,7	406,5	413,6	414,2
48	49	672	374,0	370,3	344,4	312,1	370,3	376,7	377,3
48	50	2037	-658,5	-652,4	-699,5	-758,4	-652,4	-640,6	-652,6
48	51	1266	-542,3	-536,4	-406,3	-243,9	-536,4	-568,9	-558,6
49	57	306	-25,9	-25,6	-16,5	-5,0	-25,6	-27,9	-27,1
49	57	306	-25,9	-25,6	-16,5	-5,0	-25,6	-27,9	-27,1
50	53	1688	513,0	514,7	446,9	362,2	514,7	531,7	521,5
50	58	2182	-698,5	-691,3	-746,0	-814,4	-691,3	-677,7	-691,7
51	52	672	475,4	470,1	416,8	350,2	470,1	483,5	482,1
51	52	672	474,2	468,9	415,7	349,2	468,9	482,2	480,8
52	57	319	63,8	63,2	51,0	35,7	63,2	66,2	65,4
52	57	319	64,3	63,6	51,3	36,0	63,6	66,7	65,8
53	54	672	415,1	411,0	377,4	335,5	411,0	419,3	419,3
53	54	672	407,7	403,6	370,7	329,5	403,6	411,9	411,9
53	55	1688	253,7	261,4	235,1	202,3	261,4	267,9	257,0
53	56	2182	-564,1	-561,8	-536,7	-505,5	-561,8	-568,0	-567,2
55	56	1688	-1047,9	-1064,2	-982,1	-879,5	-1064,2	-1084,8	-1058,1
55	61	672	435,2	430,8	395,7	351,7	430,8	439,6	439,6
55	61	672	466,2	461,5	423,8	376,7	461,5	470,9	470,9
55	61	672	435,9	431,5	396,3	352,3	431,5	440,4	440,4
56	58	2182	98,7	91,4	146,2	214,6	91,4	77,8	91,8
56	60	2110	-1013,3	-1020,2	-967,4	-901,5	-1020,2	-1033,4	-1019,9
62	63	300	119,8	118,6	108,9	96,8	118,6	121,0	121,0

Tabela 47: Fluxo de Potência nas Linhas de Transmissão – caso 4, referente ao item 5.3.4

Linhas de	para	P <sub>max</sub> (MW)	Dia						
			Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
1	11	2400	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0
2	3	1520	1488,0	630,6	0,0	0,0	642,7	841,4	1068,7
3	4	1650	1257,6	854,9	658,2	765,4	854,9	940,6	1045,5
3	4	1665	1266,9	861,3	663,1	771,0	861,3	947,5	1053,2
3	11	1732	-439,1	-464,2	-584,6	-709,7	-457,5	-445,3	-436,4
3	12	560	81,7	80,9	74,3	66,0	80,9	82,5	82,5
3	26	1665	-682,4	-704,0	-812,5	-894,8	-698,6	-685,9	-678,7
4	5	1665	965,7	559,7	432,2	736,4	559,7	607,9	654,9
4	6	1665	1553,5	1154,0	887,6	798,2	1154,0	1277,1	1439,7
5	8	560	114,3	113,2	104,0	92,4	113,2	115,5	115,5
5	62	1665	850,2	446,2	328,1	643,3	446,2	492,0	538,9
6	7	1665	285,8	-83,9	-81,1	510,1	-83,9	-100,8	-147,6
6	9	1665	393,2	381,2	266,2	-49,9	381,2	446,2	550,6
6	9	1665	393,2	381,2	266,2	-49,9	381,2	446,2	550,6
6	10	560	479,2	474,3	435,6	387,2	474,3	484,0	484,0
7	62	1665	-729,9	-327,5	-219,1	-546,3	-327,5	-370,8	-417,7
9	38	1299	437,9	425,4	174,8	-137,9	425,4	488,1	488,1
9	38	1299	437,9	425,4	174,8	-137,9	425,4	488,1	488,1
11	13	560	247,2	244,7	224,7	199,8	244,7	249,7	249,7
11	13	560	247,2	244,7	224,7	199,8	244,7	249,7	249,7
11	24	1665	-211,8	-210,3	-195,6	-161,9	-210,1	-214,5	-214,1
11	14	2598	445,9	437,3	383,7	318,6	438,6	448,6	450,3
11	20	1948	-368,2	-381,2	-422,9	-466,7	-376,0	-379,5	-372,5
14	20	2598	-643,9	-641,5	-607,0	-561,9	-640,2	-652,3	-650,6
14	15	1350	89,8	88,9	81,6	72,5	88,9	90,7	90,7
14	15	1350	999,2	989,1	908,4	807,5	989,1	1009,3	1009,3
16	20	1200	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0
17	21	500	311,3	331,5	347,7	355,8	319,4	347,7	331,5

18	23	537	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0
19	24	1740	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
20	23	2078	-312,8	-323,4	-330,6	-329,3	-317,0	-332,4	-323,8
21	22	400	116,5	115,3	105,9	94,2	115,3	117,7	117,7
21	22	400	116,5	115,3	105,9	94,2	115,3	117,7	117,7
21	23	2251	-37,1	-26,5	-19,4	-20,7	-33,0	-17,5	-26,2
21	24	2205	115,4	127,3	155,2	188,1	121,7	129,8	122,3
24	26	2205	103,5	116,9	159,6	226,1	111,5	115,3	108,1
25	26	1500	1396,0	1396,0	1396,0	1329,3	1396,0	1396,0	1396,0
26	27	1000	816,8	808,5	742,5	660,0	808,5	825,0	825,0
28	32	1676	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	40	1344	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0	1150,0
30	37	1260	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0
31	38	600	-472,8	-468,0	-429,8	-382,0	-468,0	-477,5	-477,5
31	38	600	-328,1	-324,8	-298,3	-265,2	-324,8	-331,5	-331,5
32	46	2182	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	46	2182	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	47	359	-113,5	-113,3	-119,8	-128,0	-113,3	-111,7	-111,7
33	52	319	98,7	98,6	106,3	115,9	98,6	96,7	96,7
34	35	150	56,8	56,3	51,7	45,9	56,3	57,4	57,4
34	35	150	60,0	59,4	54,5	48,5	59,4	60,6	60,6
34	35	150	56,3	55,8	51,2	45,5	55,8	56,9	56,9
34	41	189	-108,6	-108,5	-103,3	-96,7	-108,5	-109,8	-109,8
34	59	189	-123,2	-122,9	-116,6	-108,8	-122,9	-124,5	-124,5
34	64	319	28,4	29,1	30,3	31,8	29,1	28,8	28,8
34	64	356	30,0	30,8	32,0	33,6	30,8	30,4	30,4
36	41	150	-102,4	-101,3	-93,1	-82,7	-101,3	-103,4	-103,4
37	46	2273	1903,7	1902,6	1993,2	2106,4	1902,6	1879,9	1879,9
37	60	2182	-704,7	-703,6	-794,4	-907,8	-703,6	-681,0	-681,0
38	46	2110	-666,1	-667,6	-795,8	-955,9	-667,6	-635,5	-635,5
38	51	2110	739,7	724,3	416,4	31,8	724,3	801,3	801,3
39	40	1637	-380,5	-374,6	-336,7	-289,2	-374,6	-384,1	-384,1
39	64	600	380,4	374,6	336,6	289,2	374,6	384,1	384,1
40	60	2370	769,3	775,1	813,1	860,5	775,1	765,6	765,6
41	59	324	-211,1	-209,9	-196,4	-179,5	-209,9	-213,3	-213,3
42	56	1625	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0	700,0
43	58	1254	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0
44	59	788	699,9	699,9	699,9	699,9	699,9	699,9	699,9
45	60	1402	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0	950,0
46	47	672	8,2	4,0	-29,9	-72,3	4,0	12,5	12,5
46	50	2110	474,1	476,8	401,5	307,3	476,8	495,7	495,7
46	51	2182	753,1	752,0	823,4	912,4	752,0	734,2	734,2
47	59	319	-182,2	-182,9	-192,7	-205,0	-182,9	-180,4	-180,4
47	59	319	-182,4	-183,1	-192,9	-205,3	-183,1	-180,6	-180,6
48	49	672	415,3	411,1	382,5	346,6	411,1	418,3	418,3
48	49	672	410,7	406,5	378,2	342,7	406,5	413,6	413,6
48	49	672	374,0	370,3	344,4	312,1	370,3	376,7	376,7
48	50	2037	-658,5	-652,4	-699,5	-758,4	-652,4	-640,6	-640,6
48	51	1266	-542,3	-536,4	-406,3	-243,9	-536,4	-568,9	-568,9
49	57	306	-25,9	-25,6	-16,5	-5,0	-25,6	-27,9	-27,9
49	57	306	-25,9	-25,6	-16,5	-5,0	-25,6	-27,9	-27,9
50	53	1688	513,0	514,7	446,9	362,2	514,7	531,7	531,7
50	58	2182	-698,5	-691,3	-746,0	-814,4	-691,3	-677,7	-677,7
51	52	672	475,4	470,1	416,8	350,1	470,1	483,5	483,5
51	52	672	474,2	468,9	415,7	349,2	468,9	482,2	482,2
52	57	319	63,8	63,2	51,0	35,7	63,2	66,2	66,2
52	57	319	64,3	63,6	51,3	36,0	63,6	66,7	66,7
53	54	672	415,1	411,0	377,4	335,5	411,0	419,3	419,3
53	54	672	407,7	403,6	370,7	329,5	403,6	411,9	411,9
53	55	1688	253,7	261,4	235,1	202,4	261,4	267,9	267,9
53	56	2182	-564,1	-561,8	-536,7	-505,4	-561,8	-568,0	-568,0
55	56	1688	-1047,9	-1064,2	-982,1	-879,5	-1064,2	-1084,8	-1084,8
55	61	672	435,2	430,8	395,7	351,7	430,8	439,6	439,6
55	61	672	466,2	461,5	423,8	376,7	461,5	470,9	470,9
55	61	672	435,9	431,5	396,3	352,3	431,5	440,4	440,4
56	58	2182	98,7	91,4	146,2	214,5	91,4	77,8	77,8
56	60	2110	-1013,3	-1020,2	-967,4	-901,5	-1020,2	-1033,4	-1033,4
62	63	300	119,8	118,6	108,9	96,8	118,6	121,0	121,0

## Anexo 7: Resultados para a Rede de Gasodutos

Tabela 48: Fluxo de gás natural nos gasodutos (milhões de Nm<sup>3</sup>) – caso 1

De	Para	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
1	2	27,693	27,693	27,693	27,693	27,693	27,693	28,404
2	3	27,658	27,658	27,658	27,658	27,658	27,658	28,369
3	4	26,658	26,658	26,658	26,658	26,658	26,658	27,369
4	5	23,518	23,518	23,518	23,518	23,518	23,518	24,229
5	6	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803	7,065
6	7	4,303	4,303	4,303	4,303	4,303	4,303	4,565
5	8	8,430	8,430	8,430	8,430	8,430	8,430	8,430
8	9	6,330	6,330	6,330	6,330	6,330	6,330	6,330
9	10	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930
10	11	2,110	2,110	2,110	2,110	2,110	2,110	2,110
11	12	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
13	14	9,342	9,342	9,342	9,342	9,342	9,342	9,399
14	15	6,142	6,142	6,142	6,142	6,142	6,142	6,199
15	16	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
16	17	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
15	18	2,740	2,740	2,740	2,740	2,740	2,740	2,060
18	19	2,554	2,554	2,554	2,554	2,554	2,554	1,885
19	20	0,494	0,494	0,494	0,494	0,494	0,494	-0,175
20	7	3,655	3,655	3,655	3,655	3,655	3,655	3,425
7	21	7,158	7,158	7,158	7,158	7,158	7,158	7,189
21	22	4,358	4,358	4,358	4,358	4,358	4,358	4,389
22	23	1,128	1,128	1,128	1,128	1,128	1,128	1,159
23	24	-0,072	-0,072	-0,072	-0,072	-0,072	-0,072	-0,041
13	15	3,598	3,598	3,598	3,598	3,598	3,598	3,630
5	20	6,255	6,255	6,255	6,255	6,255	6,255	6,705
20	18	1,414	1,414	1,414	1,414	1,414	1,414	1,425

Tabela 49: Pressão nos nós da rede de gás (bars) – caso 1

N°	Nome	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
1	Mutum	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972
2	Campo Grande	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972
3	Três Lagoas	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972
4	Limeira	77,871	77,871	77,871	77,871	77,871	77,871	78,951
5	REPLAN (Campinas)	70,919	70,919	70,919	70,919	70,919	70,919	71,662
6	Itatiba (UTE Piratininga)	68,047	68,047	68,047	68,047	68,047	68,047	68,594
7	Guararema	65,076	65,076	65,076	65,076	65,076	65,076	65,269
8	Itu	64,481	64,481	64,481	64,481	64,481	64,481	65,297
9	Curitiba	34,078	34,078	34,078	34,078	34,078	34,078	35,599
10	Blumenau	76,479	76,479	76,479	76,479	76,479	76,479	76,479
11	Tubarão	76,435	76,435	76,435	76,435	76,435	76,435	76,441
12	Porto Alegre (UTE Canoas)	71,823	71,823	71,823	71,823	71,823	71,823	71,830
13	Cabiúnas	85,063	85,063	85,063	85,063	85,063	85,063	84,253
14	Macaé	81,628	81,628	81,628	81,628	81,628	81,628	80,740
15	REDUC (UTE Termorio)	58,539	58,539	58,539	58,539	58,539	58,539	56,762
16	Juiz de Fora	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282
17	Belo Horizonte	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282
18	Japeri	65,801	65,801	65,801	65,801	65,801	65,801	65,857
19	Volta Redonda	63,464	63,464	63,464	63,464	63,464	63,464	64,596
20	S.J. Campos	66,141	66,141	66,141	66,141	66,141	66,141	66,203
21	Suzano	60,687	60,687	60,687	60,687	60,687	60,687	60,856
22	Capuava	59,402	59,402	59,402	59,402	59,402	59,402	59,556
23	RPBC (Cubatão)	56,082	56,082	56,082	56,082	56,082	56,082	56,084
24	Santos	56,084	56,084	56,084	56,084	56,084	56,084	56,084

Tabela 50: Fluxo de gás natural nos gasodutos (milhões de Nm<sup>3</sup>) – caso 2

De	Para	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
1	2	27,693	31,095	27,693	27,693	27,693	27,693	27,693
2	3	27,658	31,060	27,658	27,658	27,658	27,658	27,658
3	4	26,658	30,060	26,658	26,658	26,658	26,658	26,658
4	5	23,518	26,920	23,518	23,518	23,518	23,518	23,518
5	6	6,803	8,095	6,803	6,803	6,803	6,803	6,803
6	7	4,303	5,595	4,303	4,303	4,303	4,303	4,303
5	8	8,430	8,430	8,430	8,430	8,430	8,430	8,430
8	9	6,330	6,330	6,330	6,330	6,330	6,330	6,330
9	10	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930
10	11	2,110	2,110	2,110	2,110	2,110	2,110	2,110
11	12	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
13	14	9,342	10,192	9,342	9,342	9,342	9,342	9,342
14	15	6,142	6,992	6,142	6,142	6,142	6,142	6,142
15	16	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
16	17	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
15	18	2,740	-0,590	2,740	2,740	2,740	2,740	2,740
18	19	2,554	0,770	2,554	2,554	2,554	2,554	2,554
19	20	0,494	-1,290	0,494	0,494	0,494	0,494	0,494
20	7	3,655	2,435	3,655	3,655	3,655	3,655	3,655
7	21	7,158	7,230	7,158	7,158	7,158	7,158	7,158
21	22	4,358	4,430	4,358	4,358	4,358	4,358	4,358
22	23	1,128	1,200	1,128	1,128	1,128	1,128	1,128
23	24	-0,072	0,000	-0,072	-0,072	-0,072	-0,072	-0,072
13	15	3,598	4,071	3,598	3,598	3,598	3,598	3,598
5	20	6,255	8,365	6,255	6,255	6,255	6,255	6,255
20	18	1,414	2,960	1,414	1,414	1,414	1,414	1,414

Tabela 51: Pressão nos nós da rede de gás (bars) – caso 2

N°	Nome	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
1	Mutum	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972
2	Campo Grande	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972
3	Três Lagoas	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972
4	Limeira	77,871	83,006	77,871	77,871	77,871	77,871	77,871
5	REPLAN (Campinas)	70,919	74,396	70,919	70,919	70,919	70,919	70,919
6	Itatiba (UTE Piratininga)	68,047	70,497	68,047	68,047	68,047	68,047	68,047
7	Guararema	65,076	65,583	65,076	65,076	65,076	65,076	65,076
8	Itu	64,481	68,286	64,481	64,481	64,481	64,481	64,481
9	Curitiba	34,078	40,823	34,078	34,078	34,078	34,078	34,078
10	Blumenau	76,479	76,479	76,479	76,479	76,479	76,479	76,479
11	Tubarão	76,435	76,466	76,435	76,435	76,435	76,435	76,435
12	Porto Alegre (UTE Canoas)	71,823	71,856	71,823	71,823	71,823	71,823	71,823
13	Cabiúnas	85,063	79,250	85,063	85,063	85,063	85,063	85,063
14	Macaé	81,628	74,827	81,628	81,628	81,628	81,628	81,628
15	REDUC (UTE Termorio)	58,539	37,485	58,539	58,539	58,539	58,539	58,539
16	Juiz de Fora	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282
17	Belo Horizonte	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282
18	Japeri	65,801	64,547	65,801	65,801	65,801	65,801	65,801
19	Volta Redonda	63,464	64,334	63,464	63,464	63,464	63,464	63,464
20	S.J. Campos)	66,141	66,055	66,141	66,141	66,141	66,141	66,141
21	Suzano	60,687	61,141	60,687	60,687	60,687	60,687	60,687
22	Capuava	59,402	59,823	59,402	59,402	59,402	59,402	59,402
23	RPBC (Cubatão)	56,082	56,084	56,082	56,082	56,082	56,082	56,082
24	Santos	56,084	56,084	56,084	56,084	56,084	56,084	56,084

Tabela 52: Fluxo de gás natural nos gasodutos (milhões de Nm<sup>3</sup>) – caso 3

De	Para	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
1	2	31,016	31,233	31,233	31,240	29,812	31,300	31,239
2	3	30,981	31,198	31,198	31,205	29,777	31,265	31,204

3	4	29,981	30,198	30,198	30,205	28,777	30,265	30,204
4	5	26,841	27,058	27,058	27,065	25,637	27,125	27,064
5	6	9,141	8,145	8,145	8,465	7,596	7,607	8,051
6	7	3,678	5,645	5,645	5,192	5,096	5,107	5,551
5	8	8,680	8,430	8,430	8,430	8,430	8,430	8,680
8	9	6,580	6,330	6,330	6,330	6,330	6,330	6,580
9	10	3,180	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	3,180
10	11	2,360	2,110	2,110	2,110	2,110	2,110	2,360
11	12	1,450	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,450
13	14	10,584	10,447	10,447	10,977	10,499	9,460	10,622
14	15	7,384	7,247	7,247	7,777	7,299	6,260	7,422
15	16	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
16	17	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
15	18	2,626	-0,789	-0,789	0,036	0,687	-0,795	-0,518
18	19	1,414	0,505	0,505	0,854	0,998	0,227	0,622
19	20	-0,646	-1,556	-1,556	-1,207	-1,062	-1,833	-1,438
20	7	4,276	2,324	2,324	2,836	2,928	2,923	2,446
7	21	7,153	7,169	7,169	7,228	7,224	7,230	7,196
21	22	4,353	4,369	4,369	4,428	4,424	4,430	4,396
22	23	1,123	1,139	1,139	1,198	1,194	1,200	1,166
23	24	-0,077	-0,061	-0,061	-0,002	-0,006	0,000	-0,034
13	15	4,289	4,213	4,213	4,509	4,242	4,936	4,310
5	20	6,990	8,453	8,453	8,141	7,582	9,058	8,304
20	18	0,389	2,894	2,894	2,418	1,911	2,622	2,740

Tabela 53: Pressão nos nós da rede de gás (bars) – caso 3

Nº	Nome	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
1	Mutum	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972
2	Campo Grande	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972
3	Três Lagoas	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972
4	Limeira	80,978	82,740	82,740	82,703	81,088	82,313	82,635
5	REPLAN (Campinas)	72,182	74,006	74,006	73,960	73,118	73,646	73,884
6	Itatiba (UTE Piratininga)	67,006	70,034	70,034	69,658	69,633	70,229	70,000
7	Guararema	64,815	64,993	64,993	65,394	65,530	66,282	65,130
8	Itu	65,467	67,860	67,860	67,810	66,891	67,468	67,339
9	Curitiba	32,375	40,108	40,108	40,022	38,445	39,441	36,011
10	Blumenau	76,479	76,479	76,479	76,479	76,479	76,479	76,479
11	Tubarão	76,432	76,475	76,475	76,476	76,458	76,479	76,474
12	Porto Alegre (UTE Canoas)	69,596	71,866	71,866	71,866	71,847	71,869	69,642
13	Cabiúnas	85,076	78,101	78,101	80,796	81,832	64,568	78,937
14	Macaé	80,642	73,374	73,374	75,746	77,287	62,149	74,100
15	REDUC (UTE Termorio)	42,733	29,625	29,625	23,417	37,456	64,568	27,666
16	Juiz de Fora	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282
17	Belo Horizonte	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282
18	Japeri	66,248	63,972	63,972	65,032	65,588	65,115	64,311
19	Volta Redonda	65,545	63,880	63,880	64,773	65,235	66,282	64,171
20	S.J. Campos)	66,274	65,426	65,426	66,034	66,211	66,282	65,609
21	Suzano	60,413	60,585	60,585	60,939	61,090	62,236	60,697
22	Capuava	59,125	59,291	59,291	59,617	59,775	61,207	59,390
23	RPBC (Cubatão)	56,082	56,083	56,083	56,084	56,084	54,549	56,084
24	Santos	56,084	56,084	56,084	56,084	56,084	52,934	56,084

Tabela 54: Fluxo de gás natural nos gasodutos (milhões de Nm<sup>3</sup>) – caso 4

De	Para	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
1	2	29,033	31,300	31,235	27,693	31,300	31,300	31,243
2	3	28,998	31,265	31,200	27,658	31,265	31,265	31,208
3	4	27,998	30,265	30,200	26,658	30,265	30,265	30,208
4	5	24,858	27,125	27,060	23,518	27,125	27,125	27,068
5	6	7,271	8,980	8,193	6,803	8,980	8,980	8,441
6	7	2,491	4,224	5,579	4,303	4,224	4,224	5,230
5	8	8,680	8,430	8,430	8,430	8,430	8,430	8,430

8	9	6,580	6,330	6,330	6,330	6,330	6,330	6,330
9	10	3,180	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930
10	11	2,360	2,110	2,110	2,110	2,110	2,110	2,110
11	12	1,450	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
13	14	9,460	11,307	10,526	9,342	11,307	11,307	10,936
14	15	6,260	8,107	7,326	6,142	8,107	8,107	7,736
15	16	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900	1,900
16	17	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600	1,600
15	18	4,002	0,549	-0,666	2,740	0,549	0,549	-0,029
18	19	1,030	0,976	0,557	2,554	0,976	0,976	0,828
19	20	-1,030	-1,084	-1,503	0,494	-1,084	-1,084	-1,232
20	7	5,539	2,894	2,401	3,655	2,894	2,894	2,798
7	21	7,230	6,318	7,180	7,158	6,318	6,318	7,229
21	22	4,430	3,518	4,380	4,358	3,518	3,518	4,429
22	23	1,200	0,288	1,150	1,128	0,288	0,288	1,199
23	24	0,000	-0,912	-0,050	-0,072	-0,912	-0,912	-0,002
13	15	6,198	4,692	4,257	3,598	4,692	4,692	4,485
5	20	6,877	7,685	8,407	6,255	7,685	7,685	8,167
20	18	-1,372	2,027	2,824	1,414	2,027	2,027	2,457

Tabela 55: Pressão nos nós da rede de gás (bars) – caso 4

Nº	Nome	Qui	Sex	Sab	Dom	Seg	Ter	Qua
1	Mutum	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972
2	Campo Grande	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972
3	Três Lagoas	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972	101,972
4	Limeira	75,838	78,214	82,731	77,871	78,214	78,214	82,711
5	REPLAN (Campinas)	67,869	68,858	73,994	70,919	68,858	68,858	73,966
6	Itatiba (UTE Piratininga)	65,256	63,609	69,974	68,047	63,609	63,609	69,689
7	Guararema	66,282	60,539	65,050	65,076	60,539	60,539	65,362
8	Itu	60,679	62,206	67,848	64,481	62,206	62,206	67,817
9	Curitiba	21,074	29,550	40,086	34,078	29,550	29,550	40,034
10	Blumenau	76,479	76,479	76,479	76,479	76,479	76,479	76,479
11	Tubarão	76,479	76,479	76,475	76,435	76,479	76,479	76,476
12	Porto Alegre (UTE Canoas)	69,647	71,869	71,866	71,823	71,869	71,869	71,867
13	Cabiúnas	70,527	83,026	78,495	85,063	83,026	83,026	80,585
14	Macaé	68,319	77,811	73,719	81,628	77,811	77,811	75,561
15	REDUC (UTE Termorio)	70,527	20,398	28,806	58,539	20,398	20,398	23,992
16	Juiz de Fora	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282
17	Belo Horizonte	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282	66,282
18	Japeri	66,282	60,501	64,130	65,801	60,501	60,501	64,950
19	Volta Redonda	66,282	60,135	64,017	63,464	60,135	60,135	64,705
20	S.J. Campos	66,282	61,259	65,512	66,141	61,259	61,259	65,986
21	Suzano	62,236	56,877	60,631	60,687	56,877	56,877	60,905
22	Capuava	61,207	55,986	59,332	59,402	55,986	55,986	59,583
23	RPBC (Cubatão)	56,084	55,762	56,083	56,082	55,762	55,762	56,084
24	Santos	54,515	56,084	56,084	56,084	56,084	56,084	56,084