



DESPACHO DE UM PARQUE TERMELÉTRICO A GÁS NATURAL
CONSIDERANDO RESTRIÇÕES OPERACIONAIS

Marcelo Tahiro Nascimento Kagami

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientadores: Laura Silvia Bahiense da Silva Leite

Virgílio José Martins Ferreira Filho

Rio de Janeiro
Dezembro de 2011

DESPACHO DE UM PARQUE TERMELÉTRICO A GÁS NATURAL
CONSIDERANDO RESTRIÇÕES OPERACIONAIS

Marcelo Tahiro Nascimento Kagami

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO.

Examinada por:

Prof^a. Laura Silvia Bahiense da Silva Leite, D. Sc.

Prof. Lucio Guido Tapia Carpio, D. Sc.

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph. D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

DEZEMBRO DE 2011

Kagami, Marcelo Tahiro Nascimento

Despacho de um Parque Termelétrico a Gás Natural Considerando Restrições Operacionais. / Marcelo Tahiro Nascimento Kagami – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2011.

XII, 121 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Laura Silvia Bahiense da Silva Leite

Virgilio José Martins Ferreira Filho.

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia de Produção, 2011.

Referências Bibliográficas: p. 81-85.

1. Programação matemática. 2. Usinas Termelétricas. 3. Eficiência Energética. I. Leite, Laura Silvia Bahiense da Silva, *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Produção. III. Título.

AGRADECIMENTOS

A Deus, cuja sabedoria nos envolve e nos protege ao longo de nossa grandiosa jornada chamada vida. Aos meus pais, que sempre deram tudo para me oferecer as ferramentas possíveis para se obter uma boa educação e formação como ser humano.

Aos meus orientadores, Laura e Virgílio, pelo encaminhamento da dissertação, proporcionando que a evolução desse trabalho fosse publicada no 4º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética, no XLIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional e no *Ninth Latin-American Congress On Electricity Generation and Transmission*.

Ao professor Mário Jorge e aos colegas Valença, Magno e Claro pela parceria no trabalho realizado na Fiocruz, possibilitando que o mesmo fosse publicado no XLII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, no XIII Simpósio de Pesquisa Operacional Logística da Marinha e na Revista Pesquisa Operacional para o Desenvolvimento, v.3, n.1 (2011).

Aos professores Legey e Guido por aceitarem o convite de participação na banca e pelas contribuições referentes a algumas revisões que contribuíram ainda mais para o trabalho.

Ao Marcos Serpa do suporte de TI do Lorde e a Andréia da Secretaria pelo apoio operacional e administrativo, respectivamente.

Aos colegas de mestrado de Pesquisa Operacional, que possibilitaram a troca e o acúmulo de conhecimento ao longo desse tempo de dedicação. Ao grupo de pesquisa LORDE pelo apoio dado ao trabalho, com relevância ao Erito Marques e ao Gustavo Dias.

Ao professor Carlos Fernando do Departamento de Eletrônica e de Computação da UFRJ e ao professor Watanabe da COPPE Elétrica, que me despertaram o interesse pela área acadêmica, durante a minha formação como engenheiro.

A todos os meus amigos de longa data.

A todos os amigos da graduação em Engenharia Eletrônica e de Computação da UFRJ, em especial àqueles ingressos em 2004/1.

Aos amigos do Laboratório Eletrônica de Potência da COPPE/UFRJ: Isaac Rocha, Edisio, Bráulio e Luana, cuja lembrança me remete a tempos de trabalho árduos, porém muito divertidos.

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

DESPACHO DE UM PARQUE TERMELÉTRICO A GÁS NATURAL
CONSIDERANDO RESTRIÇÕES OPERACIONAIS

Marcelo Tahiro Nascimento Kagami

Dezembro/2011

Orientadores: Laura Silvia Bahiense da Silva Leite

Virgílio José Martins Ferreira Filho

Programa: Engenharia de Produção

Este trabalho apresenta um problema de gestão energética relacionada ao despacho de 15 usinas termelétricas pertencentes a um parque termelétrico a gás natural. O estudo é focado na busca pela eficiência energética da operação do conjunto de termelétricas, de maneira a atender a demanda elétrica ao menor custo possível, por meio do custo do gás natural e da minimização do número de partidas das termelétricas. Para tornar o problema mais próximo da realidade foram consideradas restrições operacionais. O problema foi modelado por meio das características físicas operacionais próximas da realidade das termelétricas e da capacidade de vazão horária dos gasodutos brasileiros. Na modelagem foi utilizada programação linear inteira mista, por meio da linguagem Mosel/Xpress-MP. Além disso, fez-se uso do *Branch-and-Bound* como método de solução, obtendo-se soluções ótimas para diferentes tipos de demandas elétricas em planejamentos de 24 e 48 horas, evidenciando diversas situações hipotéticas de períodos de seca.

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

DISPATCH OF A NATURAL GAS THERMOELECTRIC PARK
CONSIDERING OPERATIONAL CONSTRAINTS

Marcelo Tahiro Nascimento Kagami

December/2011

Advisors: Laura Silvia Bahiense da Silva Leite

Virgílio José Martins Ferreira Filho

Department: Industrial Engineering

This work presents an energy management problem related to the dispatch of 15 power plants owned by a natural gas thermoelectric park. The study is focused on the search for energy efficient operation of power plants, so as to meet the electrical demand at the lowest possible cost, through optimized natural gas cost and a minimum number of startups of the thermoelectric plants. To make the problem closer to the reality, operational constraints were considered. The problem was modeled using the characteristics of the power plants and the natural gas pipelines flow capacity close to the Brazilian reality. It is used mixed integer linear programming through the software Model/Xpress-MP. Furthermore, is used the Branch-and-Bound as a method of solution, obtaining optimal solutions for different electrical demands for 24 and 48 hours planning, showing several dry season hypothetic situations.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVO.....	2
1.2	ESTRUTURA DO TEXTO	3
2	O GÁS NATURAL E AS USINAS TERMELÉTRICAS	4
2.1	OS TIPOS DE RESERVAS DE GÁS NATURAL.....	4
2.2	TENDÊNCIAS DO USO DO GÁS NATURAL	5
2.3	A EVOLUÇÃO DAS RESERVAS DE GÁS NATURAL NO PAÍS	6
2.4	A INFLUÊNCIA DA REDE DE GASODUTOS NA GERAÇÃO DE TERMOELETRICIDADE	7
2.5	O USO DO GÁS NATURAL NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	9
2.5.1	Aspectos econômicos	9
2.5.2	Aspectos ambientais.....	9
2.6	OS TIPOS DE USINAS TERMELÉTRICAS A GÁS.....	11
2.6.1	Usina termelétrica de geração com ciclo a vapor.....	12
2.6.2	Usina termelétrica de cogeração	13
2.6.3	Usina termelétrica de ciclo simples.....	13
2.6.4	Usina termelétrica de ciclo combinado	14
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
3.1	INTRODUÇÃO	16
3.2	OTIMIZAÇÃO DE CUSTOS APLICADA A SISTEMAS DE GASODUTOS.....	16
3.2.1	RÍOS-MERCADO e BORRAZ-SÁNCHEZ (2005)	16
3.2.2	COBOS-ZALETA e RÍOS-MERCADO (2002)	17
3.3	PLANEJAMENTOS DE OPERAÇÕES DO SISTEMA ELÉTRICO	17
3.3.1	Planejamento de Operação de Longo Prazo.....	18
3.3.2	Planejamento de Operação de Médio Prazo.....	21
3.3.3	Planejamento de Operação de Curto Prazo	22
3.3.4	Planejamento de Operação de Curtíssimo Prazo.....	22
3.4	IMPACTOS ECONÔMICOS DE OPERAÇÕES DE TERMELÉTRICAS BRASILEIRAS.....	30
3.4.1	BARROSO et al (2005)	30
4	MODELAGEM MATEMÁTICA	31
4.1	NOMENCLATURA	32
4.2	A FUNÇÃO OBJETIVO.....	34
4.3	RESTRIÇÕES DE RAMPA DE SUBIDA E DESCIDA	34
4.4	RESTRIÇÕES DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO TOTAL DAS TERMELÉTRICAS	35
4.5	RESTRIÇÕES DE TEMPO MÍNIMO LIGADA	35
4.6	RESTRIÇÕES DE TEMPO MÍNIMO DESLIGADA	36
4.7	INTEGRALIDADE	36
4.8	RESTRIÇÕES DE DEMANDA ELÉTRICA.....	37
4.9	RESTRIÇÃO DE CAPACIDADE DE VAZÃO DOS GASODUTOS	37

4.10	RESTRICÇÃO DE CUSTO DE ACIONAMENTO.....	37
4.11	NÃO-NEGATIVIDADE.....	38
5	O ESTUDO DE CASO.....	39
5.1	MAPAS DAS TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL E DOS GASODUTOS.....	39
5.2	AS TERMELÉTRICAS E SUAS CARACTERÍSTICAS.....	41
6	RESULTADOS COMPUTACIONAIS.....	47
6.1	PLANEJAMENTO DE 24 HORAS.....	47
6.1.1	Instância 1.....	48
6.1.2	Instância 2.....	50
6.1.3	Instância 3.....	52
6.1.4	Instância 4.....	53
6.1.5	Instância 5.....	55
6.1.6	Instância 6.....	57
6.1.7	Instância 7.....	59
6.1.8	Instância 8.....	61
6.2	PLANEJAMENTO DE 48 HORAS.....	63
6.2.1	Instância 9.....	63
6.2.2	Instância 10.....	65
6.2.3	Instância 11.....	67
6.2.4	Instância 12.....	68
6.2.5	Instância 13.....	70
6.2.6	Instância 14.....	71
6.2.7	Instância 15.....	73
6.2.8	Instância 16.....	75
6.3	RESUMO DOS RESULTADOS.....	77
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	79
7.1.1	Sugestões de Trabalhos Futuros.....	79
8	PUBLICAÇÕES.....	80
9	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	81
A	APÊNDICE I – RELATÓRIOS DOS RESULTADOS E DADOS DAS INSTÂNCIAS.....	86
A.1	DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 1 DO PLANEJAMENTO DE 24 HORAS.....	86
A.2	DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 2 DO PLANEJAMENTO DE 24 HORAS.....	87
A.3	DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 3 DO PLANEJAMENTO DE 24 HORAS.....	87
A.4	DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 4 DO PLANEJAMENTO DE 24 HORAS.....	88
A.5	DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 5 DO PLANEJAMENTO DE 24 HORAS.....	88
A.6	DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 6 DO PLANEJAMENTO DE 24 HORAS.....	89
A.7	DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 7 DO PLANEJAMENTO DE 24 HORAS.....	89
A.8	DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 8 DO PLANEJAMENTO DE 24 HORAS.....	90
A.9	DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 9 DO PLANEJAMENTO DE 48 HORAS.....	90
A.10	DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 10 DO PLANEJAMENTO DE 48 HORAS.....	91

A.11 DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 11 DO PLANEJAMENTO DE 48 HORAS	92
A.12 DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 12 DO PLANEJAMENTO DE 48 HORAS	93
A.13 DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 13 DO PLANEJAMENTO DE 48 HORAS	94
A.14 DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 14 DO PLANEJAMENTO DE 48 HORAS	95
A.15 DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 15 DO PLANEJAMENTO DE 48 HORAS	96
A.16 DEMANDA ELÉTRICA DA INTÂNCIA 16 DO PLANEJAMENTO DE 48 HORAS	97
A.17 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 1	98
A.18 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 2	99
A.19 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 3	100
A.20 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 4	101
A.21 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 5	102
A.22 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 6	103
A.23 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 7	104
A.24 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 8	105
A.25 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 9	106
A.26 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 10	108
A.27 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 11	110
A.28 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 12	112
A.29 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 13	114
A.30 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 14	116
A.31 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 15	118
A.32 RELATÓRIO COM RESULTADO DA INTÂNCIA 16	120

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Reservatório produtor de gás associado.....	4
Figura 2.2: Reservatório produtor de gás não associado.....	5
Figura 2.3: Estimativa de demanda de energia primária no mundo.....	5
Figura 2.4: A evolução das reservas de gás natural provadas.....	6
Figura 2.5: Gasoduto GASENE.....	7
Figura 2.6: Localização geográfica do GASBOL.....	8
Figura 2.7: Emissão de CO ₂ para diferentes combustíveis utilizados em termelétricas.....	10
Figura 2.8: Emissões de SO ₂ e de NO _x resultantes de diferentes combustíveis fósseis.....	10
Figura 2.9: Emissões dados diferentes tipos de combustíveis.....	11
Figura 2.10: Diagrama esquemático de usina termelétrica com ciclo a vapor.....	12
Figura 2.11: Diagrama esquemático de usina termelétrica de cogeração.....	13
Figura 2.12: Diagrama esquemático de usina termelétrica de turbina a gás com ciclo simples.....	14
Figura 2.13: Diagrama esquemático de usina termelétrica de ciclo combinado.....	15
Figura 4.1: Função custo de acionamento de termelétrica.....	38
Figura 5.1: Mapa das regiões sudeste, centro-oeste e sul.....	39
Figura 5.2: Mapa da região nordeste.....	39
Figura 6.1: Demanda elétrica da instância 1 do planejamento de 24 horas.....	48
Figura 6.2: Distância percentual da solução ótima.....	48
Figura 6.3: Demanda elétrica da instância 2 do planejamento de 24 horas.....	50
Figura 6.4: Distância percentual da solução ótima.....	51
Figura 6.5: Demanda elétrica da instância 3 do planejamento de 24 horas.....	52
Figura 6.6: Distância percentual da solução ótima.....	52
Figura 6.7: Demanda elétrica da instância 4 do planejamento de 24 horas.....	53
Figura 6.8: Distância percentual da solução ótima.....	54
Figura 6.9: Demanda elétrica da instância 5 do planejamento de 24 horas.....	55
Figura 6.10: Distância percentual da solução ótima.....	56
Figura 6.11: Demanda elétrica da instância 6 do planejamento de 24 horas.....	57
Figura 6.12: Distância percentual da solução ótima.....	58
Figura 6.13: Demanda elétrica da instância 7 do planejamento de 24 horas.....	59
Figura 6.14: Distância percentual da solução ótima.....	59
Figura 6.15: Demanda elétrica da instância 8 do planejamento de 24 horas.....	61
Figura 6.16: Distância percentual da solução ótima.....	61
Figura 6.17: Demanda elétrica da instância 9.....	63
Figura 6.18: Distância percentual da solução ótima.....	64
Figura 6.19: Demanda elétrica da instância 10.....	65

Figura 6.20: Distância percentual da solução ótima.....	66
Figura 6.21: Demanda elétrica da instância 11.	67
Figura 6.22: Distância percentual da solução ótima.....	67
Figura 6.23: Demanda elétrica da instância 12.	68
Figura 6.24: Distância percentual da solução ótima.....	69
Figura 6.25: Demanda elétrica da instância 13.	70
Figura 6.26: Distância percentual da solução ótima.....	70
Figura 6.27: Demanda elétrica da instância 14.	71
Figura 6.28: Distância percentual da solução ótima.....	72
Figura 6.29: Demanda elétrica da instância 15.	73
Figura 6.30: Distância percentual da solução ótima.....	73
Figura 6.31: Demanda elétrica da instância 16.	75
Figura 6.32: Distância percentual da solução ótima.....	76

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4.1: Conjuntos utilizados no modelo matemático.	32
Tabela 4.2: Variáveis de decisão utilizadas no modelo matemático.	32
Tabela 4.3: Constantes utilizadas no modelo matemático.	33
Tabela 5.1: Termelétricas utilizadas no estudo de caso.	40
Tabela 5.2: Características das termelétricas utilizadas no estudo de caso.	41
Tabela 5.3: Características dos gasodutos utilizados no estudo de caso.	42
Tabela 5.4: Características operacionais das termelétricas do estudo de caso.	43
Tabela 5.5: Função Custo de Acionamento de cada Usina Termelétrica.	44
Tabela 5.6: Valores da Função Custo de Acionamento linearizada em intervalos.	45
Tabela 6.1: Resultados das Instâncias do planejamento de 24 horas.	77
Tabela 6.2: Resultados das Instâncias do planejamento de 48 horas.	78
Tabela A.1: Valores da demanda elétrica da Instância 1 do planejamento de 24 horas.....	86
Tabela A.2: Valores da demanda elétrica da Instância 2 do planejamento de 24 horas.....	87
Tabela A.3: Valores da demanda elétrica da Instância 3 do planejamento de 24 horas.....	87
Tabela A.4: Valores da demanda elétrica da Instância 4 do planejamento de 24 horas.....	88
Tabela A.5: Valores da demanda elétrica da Instância 5 do planejamento de 24 horas.....	88
Tabela A.6: Valores da demanda elétrica da Instância 6 do planejamento de 24 horas.....	89
Tabela A.7: Valores da demanda elétrica da Instância 7 do planejamento de 24 horas.....	89
Tabela A.8: Valores da demanda elétrica da Instância 8 do planejamento de 24 horas.....	90
Tabela A.9: Valores da demanda elétrica da Instância 9.....	90

Tabela A.10: Valores da demanda elétrica da Instância 10.....	91
Tabela A.11: Valores da demanda elétrica da Instância 11.....	92
Tabela A.12: Valores da demanda elétrica da Instância 12.....	93
Tabela A.13: Valores da demanda elétrica da Instância 13.....	94
Tabela A.14: Valores da demanda elétrica da Instância 14.....	95
Tabela A.15: Valores da demanda elétrica da Instância 15.....	96
Tabela A.16: Valores da demanda elétrica da Instância 16.....	97
Tabela A.17: Solução ótima da Instância 1 do planejamento de 24 horas dado em MWh.	98
Tabela A.18: Solução ótima da Instância 2 do planejamento de 24 horas dado em MWh.	99
Tabela A.19: Solução ótima da Instância 3 do planejamento de 24 horas dado em MWh.	100
Tabela A.20: Solução ótima da Instância 4 do planejamento de 24 horas dado em MWh.	101
Tabela A.21: Solução ótima da Instância 5 do planejamento de 24 horas dado em MWh.	102
Tabela A.22: Solução ótima da Instância 6 do planejamento de 24 horas dado em MWh.	103
Tabela A.23: Solução ótima da Instância 7 do planejamento de 24 horas dado em MWh.	104
Tabela A.24: Solução ótima da Instância 8 do planejamento de 24 horas dado em MWh.	105
Tabela A.25: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 9 em MWh.....	106
Tabela A.26: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 9 em MWh.	107
Tabela A.27: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 10 em MWh.....	108
Tabela A.28: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 10 em MWh.	109
Tabela A.29: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 11 em MWh.....	110
Tabela A.30: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 11 em MWh.	111
Tabela A.31: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 12 em MWh.....	112
Tabela A.32: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 12 em MWh.	113
Tabela A.33: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 13 em MWh.....	114
Tabela A.34: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 13 em MWh.	115
Tabela A.35: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 14 em MWh.....	116
Tabela A.36: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 14 em MWh.	117
Tabela A.37: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 15 em MWh.....	118
Tabela A.38: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 15 em MWh.	119
Tabela A.39: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 16 em MWh.....	120
Tabela A.40: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 16 em MWh.	121

1 INTRODUÇÃO

Brasil, outrora um país subdesenvolvido, hoje um país em pleno desenvolvimento, possui altas taxas de crescimento econômico. Essas altas taxas promovem um recrudescimento do mercado brasileiro, provocando uma maior demanda de energia por parte de indústrias e de consumidores em geral.

No contexto do crescimento econômico brasileiro, a geração de energia elétrica, é, ainda, em sua maioria realizada por usinas hidrelétricas. Todavia, o problema da crise energética no Brasil, em 2001, provocou fortes impactos no mercado de energia elétrica do país. Naquele ano, devido tanto à sobreposição de um parque gerador brasileiro fundamentalmente hidrelétrico a condições climáticas adversas, o país, dependente dos níveis de reservatórios, enfrentou dificuldades para o atendimento pleno às demandas de energia elétrica. Com o intuito de evitar a ocorrência de crises energéticas, o governo federal estabeleceu o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) de 2000 a 2003. Esse programa teve como objetivo o incentivo à geração de energia elétrica por meio de usinas termelétricas. Conseqüentemente foram construídas no país diversas usinas termelétricas, que operam de acordo com critérios econômicos e como complemento às necessidades de geração de energia elétrica.

Portanto, pode-se dizer que as usinas termelétricas possuem importância estratégica para a segurança energética do país, principalmente nos meses de estiagem, quando as chuvas são menos intensas nas nascentes dos rios e o volume de água é menor, fazendo com que haja menor quantidade de água armazenada para a geração de energia hidrelétrica.

Além disso, deve-se ressaltar que, devido às constantes descobertas de petróleo e gás na região do pré-sal, o Brasil será capaz de obter maior oferta de gás natural, propiciando novos projetos de expansão da capacidade de geração de energia termelétrica a gás.

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho foi de desenvolver um modelo matemático capaz de otimizar o despacho de uma rede de termelétricas pertencentes a um parque termelétrico a gás natural de uma determinada empresa. Esse problema consiste em estabelecer quais termelétricas devem gerar energia, de forma a atender as demandas elétricas horárias determinísticas ao menor custo.

Com relação aos custos, são considerados o custo do gás natural e o custo de acionamento das termelétricas. Este último está relacionado ao tempo em que a termelétrica permaneceu desligada. Com isso, o trabalho leva em conta que o aquecimento necessário para o pleno acionamento da termelétrica gera custos, conforme pode ser visto também em MANCHESTER (2006).

O modelo desenvolvido foi aplicado a uma instância real brasileira, um parque com 15 de termelétricas a gás natural, considerando-se as limitações de capacidades de vazão dos gasodutos, características de operação das termelétricas próximas à realidade, como pode ser visto em MME (2011) sem, contudo, levar em conta as restrições relacionadas às linhas de transmissão.

No trabalho são consideradas diferentes demandas elétricas para planejamentos de 24 e 48 horas, levando-se em consideração que inicialmente as 15 termelétricas se encontram desligadas, porém previamente aquecidas e, assim, não é gerado custo de acionamento na 1ª hora do planejamento.

Portanto, a maior contribuição deste trabalho é tratar, de forma conjunta, a questão do custo do gás natural, sua disponibilidade e a forma de operação das termelétricas, situações comumente não abordadas concomitantemente no tema de programação de termelétricas.

1.2 Estrutura do Texto

O trabalho se encontra estruturado da seguinte forma:

i) No Capítulo 2 são apresentados aspectos relevantes sobre a formação, histórico e tendências do uso do gás natural. Além disso, nesse capítulo também são apresentados os tipos de usinas termelétricas, assim como aspectos econômicos e ambientais relevantes na operação de termelétricas a gás natural;

ii) No Capítulo 3 é feita uma revisão bibliográfica a respeito dos temas relacionados a usinas termelétricas. Devido à interligação entre o sistema de gasodutos e as operações no sistema termelétrico a gás natural, a pesquisa bibliográfica é dividida nos seguintes tópicos:

- Problemas de otimização de custos aplicados a sistemas de gasodutos;
- Planejamento de operações do sistema elétrico e
- Impactos econômicos de operações de usinas termelétricas.

iii) No Capítulo 4 é descrita a modelagem matemática. Assim, é realizada uma explicação detalhada da função objetivo e das restrições;

iv) No Capítulo 5 é abordado o estudo de caso, por meio da descrição das características de operação das termelétricas e dos gasodutos ligados a elas;

v) No Capítulo 6 são mostrados os resultados computacionais dos planejamentos de 24 e de 48 horas;

vi) No Capítulo 7 são estabelecidas as conclusões e apresentadas as sugestões para os trabalhos futuros que possam advir desta dissertação.

vii) No Capítulo 8 são mostrados os artigos publicados oriundos desse trabalho.

viii) No apêndice são mostrados os relatórios com os resultados, assim como os dados das demandas elétricas utilizadas em cada uma das instâncias.

2 O GÁS NATURAL E AS USINAS TERMELÉTRICAS

As usinas termelétricas a gás natural têm adquirido cada vez mais importância no cenário nacional como uma forma de apoio às usinas hidrelétricas existentes, principalmente como instrumento estratégico para a segurança elétrica brasileira.

Com o intuito de se obter uma melhor compreensão sobre o gás natural e as usinas termelétricas a gás, esse capítulo apresenta as principais características inerentes ao gás natural e os diversos tipos de termelétricas a gás natural.

2.1 Os Tipos de Reservas de Gás Natural

O gás natural é formado por hidrocarbonetos, cujo estado físico é dependente da pressão e da temperatura subterrâneas em que se encontram. O gás natural é classificado em associado e não-associado.

O gás natural associado é todo aquele existente nos reservatórios em que se tem o óleo como o principal energético, ou seja, como a principal matéria prima. Nesse caso, há a predominância de óleo, estando o gás natural associado dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás. Assim, o gás natural associado é um subproduto da produção de óleo na jazida e normalmente sua produção não está atrelada à demanda. A Figura 2.1 representa um reservatório produtor de gás associado.

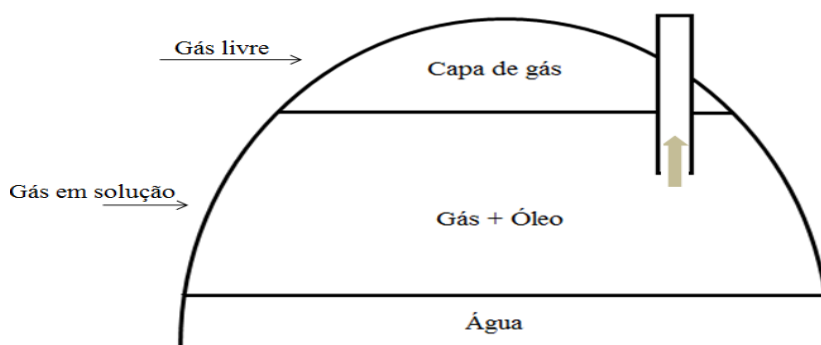


Figura 2.1: Reservatório produtor de gás associado.

Fonte: O próprio autor

Denomina-se gás natural não-associado a todo o gás natural existente em um reservatório onde o gás é o principal energético e, conseqüentemente, o reservatório é considerado produtor de gás. Durante a fase inicial de produção, um reservatório de gás

não-associado geralmente possui energia suficiente para conseguir levar o gás até as instalações de produção. Sendo assim, dessas instalações o gás atende diretamente às demandas do mercado.

Associando-se essas características ao fato de o gás natural não-associado não ser armazenado, devido ao alto custo desta operação, o ritmo de produção do gás é depende do mercado consumidor, provocando a abertura ou o fechamento do poço em função da demanda existente. A Figura 2.2 representa um reservatório produtor de gás não associado.

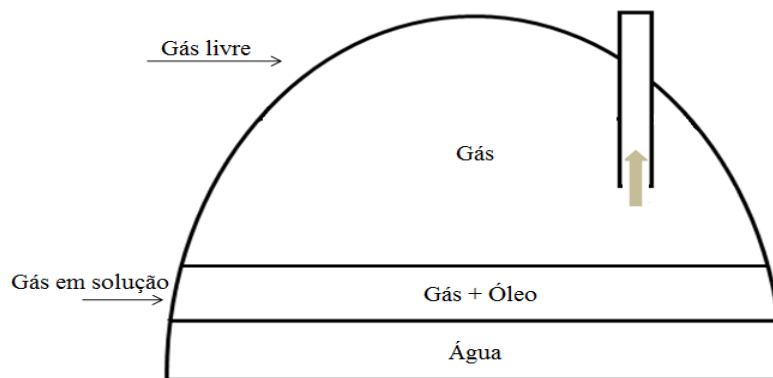


Figura 2.2: Reservatório produtor de gás não associado.

Fonte: O próprio autor.

2.2 Tendências do Uso do Gás Natural

A tendência de maior utilização do gás natural como fonte energética é mundial, segundo a *Energy Information Administration* (EIA, 2011). Esse órgão estima que até 2020 o gás natural será a segunda maior fonte de energia primária do mundo, conforme mostra a Figura 2.3.

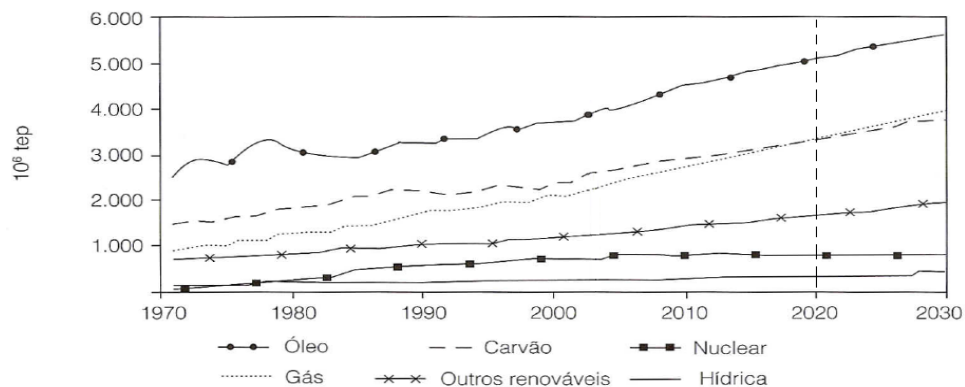


Figura 2.3: Estimativa de demanda de energia primária no mundo.

Fonte: Energy Information Administration (EIA, 2011).

No gráfico da Figura 2.3, o eixo das ordenadas indica os valores em milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep). Essa unidade equivale a aproximadamente 42 G J, ou seja, $42 \cdot 10^9$ J.

A tendência do crescimento da demanda pelo gás natural ocorre devido a razões de custo, ao aumento das reservas com o desenvolvimento da tecnologia para produção de gás natural de xisto, que é extraído de formações rochosas compostas de xisto betuminoso e a aspectos ambientais, uma vez que o gás natural é uma fonte de energia termelétrica menos poluente quando comparado ao carvão e ao óleo, segundo VAZ et al. (2008).

Nesse contexto destaca-se a assinatura do Protocolo de Kyoto, colocando o meio ambiente em prioridade no âmbito mundial. Assim, segundo tal acordo, foram estabelecidas metas de redução de emissões dos gases de efeito estufa. Por consequência, a partir da ratificação do Protocolo de Kyoto, em 2005, diversos países se engajaram em projetos de desenvolvimento tecnológico, objetivando-se o atendimento às metas de redução de emissão dos gases de efeito estufa.

2.3 A Evolução das Reservas de Gás Natural no País

Historicamente, as reservas de gás natural no Brasil são marcadas por 2 fases: descobertas na Bahia e na Bacia de Campos. A Figura 2.4 mostra a evolução das reservas provadas de gás natural no país.

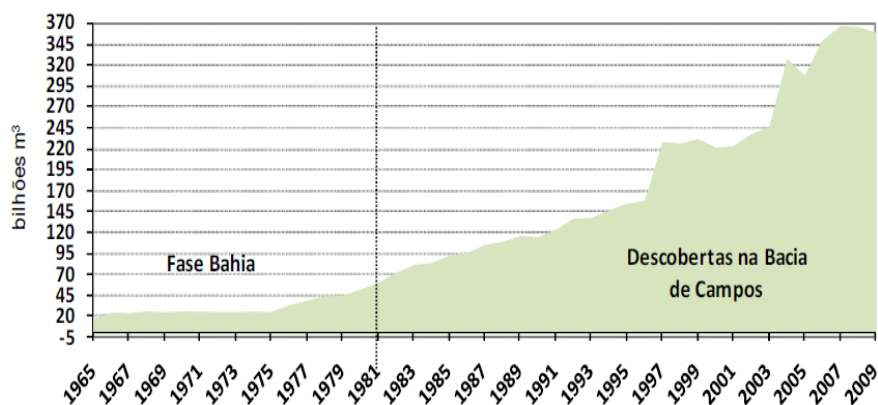


Figura 2.4: A evolução das reservas de gás natural provadas.

Fonte: ANP (2010)

Na Figura 2.4 fica evidenciada a Fase Bahia e as descobertas na Bacia de Campos a partir de 1981. A Fase Bahia ocorreu na época em que a produção de petróleo se concentrava nos campos terrestres existentes no estado da Bahia. A Fase das descobertas na Bacia de Campos se deu pelo marco da exploração no mar.

Na Figura 2.4 estão identificadas em sua maior parte as reservas de gás associado. No entanto, ressalta-se que as principais reservas de gás não associado se encontram em grande parte em Urucu, na Bahia e na Bacia de Santos.

2.4 A influência da rede de gasodutos na geração de termoeletricidade

Com a crise de energia elétrica de 2001, houve grandes investimentos relacionados à construção de usinas termelétricas no país. O Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) de 2000 a 2003 teve como objetivo aumentar a participação do gás natural na matriz energética brasileira.

Outro fato que deve ser destacado no PPT é a geração distribuída por meio do Projeto Malhas, responsável pela ampliação da malha de gasodutos de distribuição, melhorando o atendimento às diversas demandas, como pode ser visto em VAZ et al. (2008).

O projeto Malhas tem como destaque o Gasoduto GASENE, que interliga a região Sudeste à região Nordeste, conforme mostra a Figura 2.5.



Figura 2.5: Gasoduto GASENE.

Fonte: Figura adaptada de TRANSPETRO (2010).

Segundo PETROBRÁS (2010), o GASENE, com uma extensão total de 1,4 mil quilômetros, possui capacidade de transporte de 20 milhões de metros cúbicos por dia. Responsável por interligar o Terminal de Cabiúnas, localizado no estado do Rio de Janeiro, à cidade de Catu, na Bahia, o Gasene é composto pelos seguintes trechos: Gasoduto Cabiúnas (RJ) - Vitória (ES); Gasoduto Vitória (ES) - Cacimbas (ES) e Gasoduto Cacimbas (ES) – Catu (BA).

Outros fatores essenciais para o desenvolvimento atual do gás na matriz energética brasileira foram a entrada em operação do gasoduto Bolívia- Brasil, em 1999, o aumento da rede de gasodutos e a ampliação da reserva de gás natural no Brasil, dada pelas descobertas na Bacia de Santos, Campos e Urucu. A Figura 2.6 mostra o GASBOL.

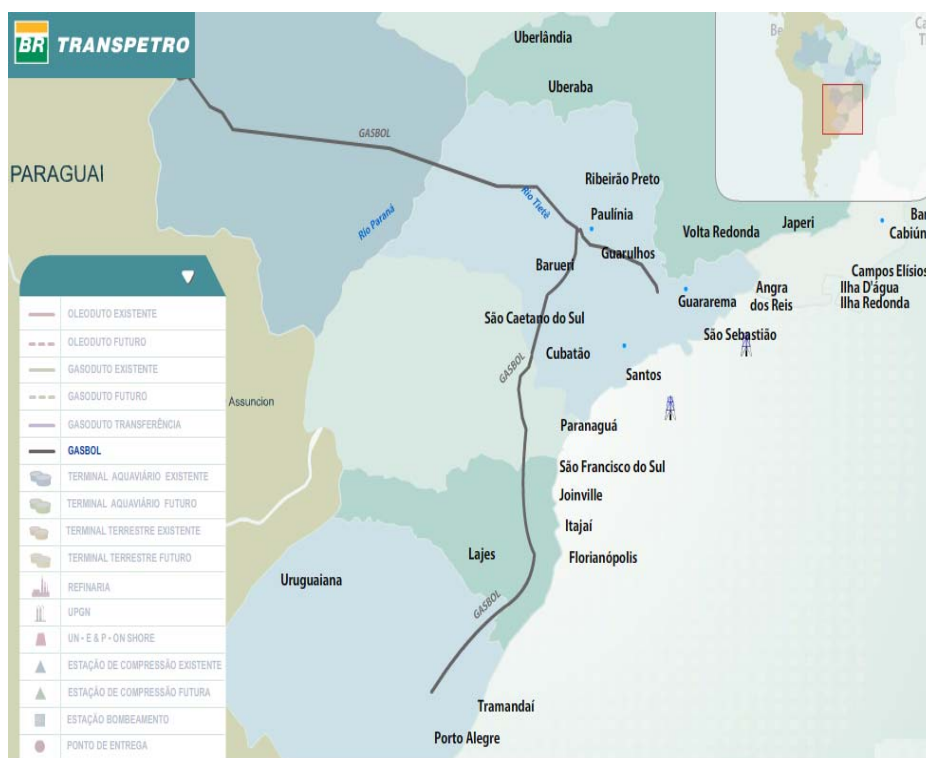


Figura 2.6: Localização geográfica do GASBOL.

Fonte: TRANSPETRO (2010).

2.5 O Uso do Gás Natural na Geração de Energia Elétrica

Esta seção apresenta os aspectos econômicos e ambientais relacionados ao uso do gás natural na geração de energia elétrica, segundo LORA et al (2004).

2.5.1 Aspectos econômicos

Alguns dos aspectos econômicos mais relevantes do uso do gás natural na geração de energia elétrica são os seguintes:

- Diversificação da matriz energética do país, atendendo às crescentes demandas de energia elétrica, consequência de uma economia em constante desenvolvimento;

- Atendimento às demandas elétricas por meio de termelétricas. As termelétricas podem se localizar próximas aos centros consumidores, fator importante para um país com dimensões continentais. Dessa maneira, minimiza-se o custo de logística de transmissão da energia elétrica aos consumidores, diminuindo-se também as perdas inerentes a sistemas de transmissões de longas distâncias e, conseqüentemente, levando a melhoria do rendimento energético do país.

- Apesar de haver uma diminuição nos custos de transmissão de energia elétrica, as termelétricas a gás natural implicam maior custo na distribuição de gás natural. Portanto, existe aqui um impasse que vale à pena ser estudado mais a fundo, embora fuja ao escopo desta dissertação.

2.5.2 Aspectos ambientais

Do ponto de vista ambiental, o gás natural é considerado como um combustível limpo, se comparado aos demais combustíveis fósseis. O uso do gás natural em usinas termelétricas provoca menor quantidade de emissões de dióxido de carbono, por meio de uma maior eficiência de combustão, não havendo a emissão de partículas cinzas, conhecidas como fuligens. A preocupação ambiental relacionada ao uso do gás natural em usinas termelétricas consiste principalmente na emissão de NO_x , óxido de nitrogênio, que possui um nível maior comparado à emissão de CO_2 emanado para a atmosfera.

A principal diferença da emissão de NO_x em relação à de CO_2 reside no fato de que a emissão de NO_x pode ser controlada, tanto pelo uso de técnicas que possibilitam

a redução de sua formação durante o processo de combustão, quanto por meio de processos de tratamento. No caso do CO₂, as técnicas de controle de emissões não são tão eficazes. Dessa forma, aproximadamente a totalidade do CO₂ formado no processo de combustão é enviada à atmosfera.

A Figura 2.7 mostra um gráfico comparativo da quantidade de emissões de CO₂ para a geração de uma mesma quantidade de energia elétrica entre termelétricas a gás natural, a óleo diesel, a óleo combustível e a carvão mineral.

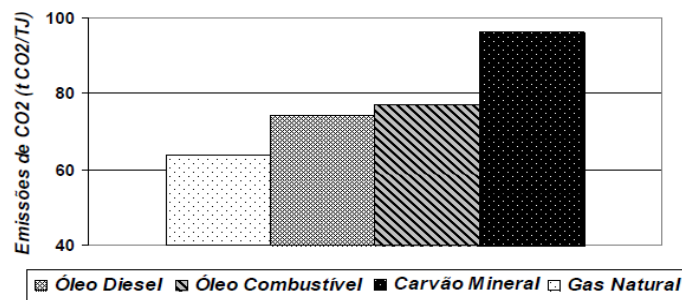


Figura 2.7: Emissão de CO₂ para diferentes combustíveis utilizados em termelétricas.

Fonte: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, 2006).

Por meio de uma análise do gráfico da Figura 2.7 percebe-se que a utilização do gás natural como combustível para a geração de energia elétrica revela uma menor quantidade de emissões de toneladas de CO₂ por 10¹² joules, quando comparado aos demais combustíveis fósseis.

A Figura 2.8 mostra um gráfico comparando as emissões de SO₂ e de NO_x resultantes de diferentes combustíveis fósseis.

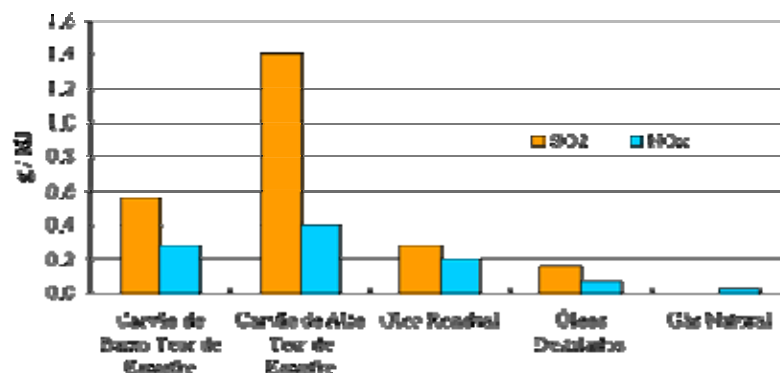


Figura 2.8: Emissões de SO₂ e de NO_x resultantes de diferentes combustíveis fósseis.

Fontes: MELLO (2006).

Por meio de uma análise da Figura 2.8 percebe-se que, comparado com outros combustíveis fósseis, o gás natural é uma fonte de energia que produz menores quantidades de dióxido de enxofre, SO₂, e de óxido de nitrogênio, NO_x.

A Figura 2.9 apresenta um gráfico contendo as quantidades de emissões de monóxido de carbono, de particulado e de hidrocarbonetos não queimados resultantes de diferentes combustíveis fósseis.

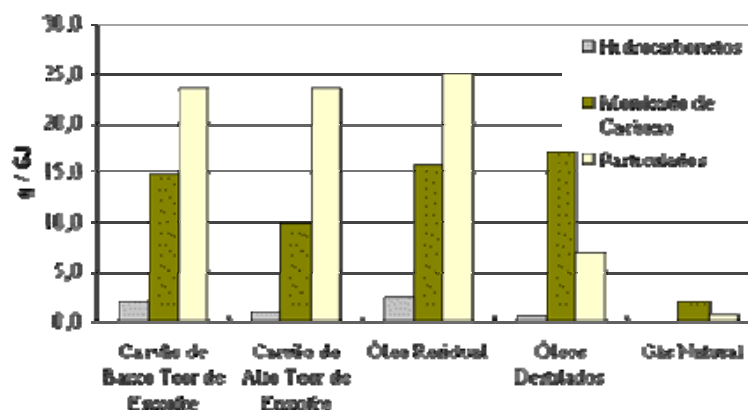


Figura 2.9: Emissões dados diferentes tipos de combustíveis.

Fontes: MELLO (2006).

Percebe-se pela Figura 2.9 que, entre os combustíveis fósseis descritos, o gás natural apresenta menores taxas de emissões, caracterizando-o, conseqüentemente, como um combustível fóssil mais limpo.

2.6 Os Tipos de Usinas Termelétricas a Gás

Essa seção tem como objetivo mostrar os diversos tipos de usinas termelétricas a gás. Segundo LORA et al (2004), os tipos mais difundidos de usinas termelétricas a gás conectadas a gasodutos são as seguintes: usina termelétrica de geração com ciclo a vapor, de cogeração, de ciclo simples e de ciclo combinado.

A seguir, de forma simplificada, são identificadas as características de cada tipo de usina termelétrica. Na presente seção a abordagem do funcionamento das termelétricas a gás possui principalmente o propósito de identificar o combustível utilizado, ou seja, o gás natural e sua relação com a geração de energia elétrica. Com isso, nessa seção, não se tem a finalidade de estabelecer um estudo acerca dos

complexos princípios da termodinâmica e de transferência de calor envolvidos no funcionamento de uma usina termelétrica.

2.6.1 Usina termelétrica de geração com ciclo a vapor

De maneira simplificada, segundo LORA et AL (2004), esse tipo de usina termelétrica é caracterizado pela operação por meio de uma caldeira, um condensador, um fluido de trabalho, que é o vapor d'água, e uma turbina a vapor, sendo esta responsável pela geração de eletricidade.

A caldeira é responsável pela queima do combustível, produzindo vapor expandido a alta pressão. O vapor circula pelo processo, por meio de serpentinas, atravessando a parte interna da turbina a vapor. Assim, a energia contida no vapor é convertida em energia mecânica suficiente para a geração de potência no eixo da turbina, produzindo energia elétrica.

O condensador é o responsável pela liquefação do vapor, rejeitando calor ao meio externo. Dessa maneira, o processo de condensação pode rejeitar vapor de baixa ou de média pressão. Com isso, o condensador consegue aumentar a potência no eixo da turbina, por meio da criação de uma baixa pressão no difusor de saída da turbina, proporcionando um diferencial de pressão, o que acarreta um aumento do giro da turbina. Após a passagem pelo condensador, o líquido é reaproveitado, sendo bombeado à caldeira para o reinício do ciclo.

Devido ao fato de a combustão se dar em meio externo à turbina, esse tipo de termelétrica pode ser utilizada com qualquer tipo de combustível. A Figura 2.10 mostra o diagrama esquemático do funcionamento da usina termelétrica com ciclo a vapor.

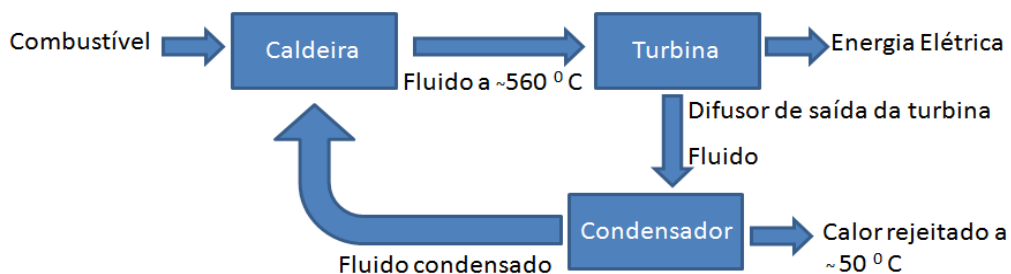


Figura 2.10: Diagrama esquemático de usina termelétrica com ciclo a vapor.

Fonte: O próprio autor.

2.6.2 Usina termelétrica de cogeração

As usinas termelétricas de cogeração realizam a geração de energia elétrica e térmica a partir de um único combustível, podendo ser um derivado de petróleo, carvão, biomassa ou gás natural, segundo LORA et al (2004).

Portanto, a partir de um acionador primário, como uma turbina a gás ou a vapor, é possível utilizar o calor não convertido em energia elétrica para o atendimento de uma demanda térmica. Com isso, usinas termelétricas de cogeração utilizam os gases de exaustão ou vapor não convertidos em energia elétrica para a geração de calor útil a outros processos industriais.

A Figura 2.11 mostra o diagrama esquemático do funcionamento da usina termelétrica de cogeração.

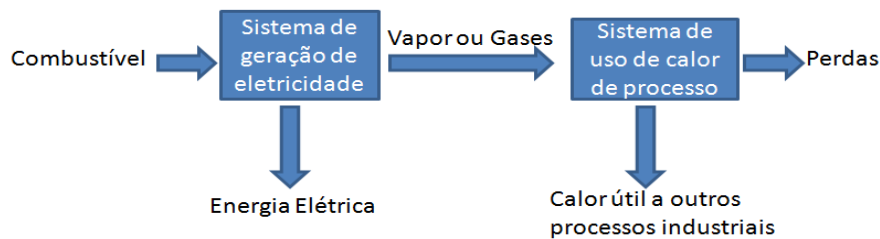


Figura 2.11: Diagrama esquemático de usina termelétrica de cogeração

Fonte: O próprio autor.

2.6.3 Usina termelétrica de ciclo simples

As usinas termelétricas de turbina a gás com ciclo simples possuem como finalidade a geração somente de eletricidade. De maneira bastante simplificada, essa forma de geração é composta por compressor, câmara de combustão e turbina, como mostra a Figura 2.12.

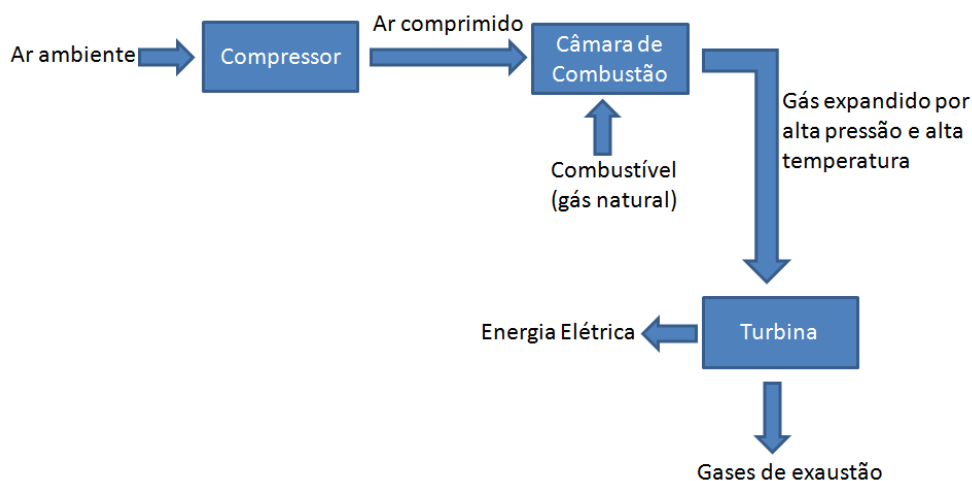


Figura 2.12: Diagrama esquemático de usina termelétrica de turbina a gás com ciclo simples.

Fonte: O próprio autor.

Como pode ser visto pela Figura 2.12, parte do gás expandido não é convertido em energia elétrica. Por ser um gás a uma temperatura mais alta a sua tendência é se encaminhar para a atmosfera. É importante destacar que esse gás, quando não tratado por água desmineralizada, possui presença do composto NO_x, óxido de nitrogênio, um poluidor do meio ambiente.

Sendo assim, com o intuito de reduzir o composto NO_x nos gases de exaustão, aplica-se água na câmara de combustão. Essa técnica além de reduzir a emissão de NO_x, permite aumentar o fluxo de massa através da turbina, implicando maior potência e acarretando, conseqüentemente, maior geração de energia elétrica.

2.6.4 Usina termelétrica de ciclo combinado

Segundo LORA et al (2004), as usinas termelétricas que reaproveitam os gases de exaustão, oriundos de turbina a gás, para o fornecimento de calor à caldeira de uma turbina a vapor são denominadas de Ciclo Combinado.

A Figura 2.13 mostra o diagrama esquemático do funcionamento da usina termelétrica com ciclo combinado.

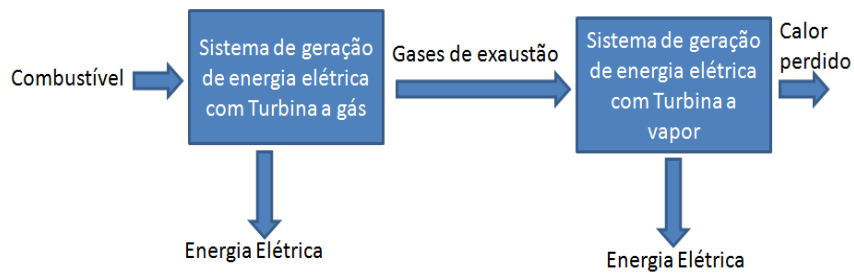


Figura 2.13: Diagrama esquemático de usina termelétrica de ciclo combinado.

Fonte: O próprio autor.

Como pode ser visto na Figura 2.13, os gases de exaustão provenientes da turbina a gás são utilizados como fonte de calor para o sistema de geração com turbina a vapor. Por consequência, a usina termelétrica possui alta eficiência em relação aos demais tipos de termelétricas, uma vez que a partir de um único combustível há geração de energia a partir de dois tipos diferentes de turbinas.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesse capítulo são apresentados diversos tipos de trabalhos referentes às usinas termelétricas e aos sistemas de gás natural.

3.1 Introdução

Os principais temas pesquisados relacionados ao sistema de gasodutos e de termelétricas são os seguintes:

- Problemas de otimização de custos aplicados a sistemas de gasodutos, referentes às operações de estações de compressão de gás natural;
- Planejamento de operações do sistema elétrico. São abordados horizontes de longo prazo (acima de 5 anos), médio prazo (de 1 a 5 anos), curto prazo (de 1 semana até 1 ano) e curtíssimo prazo (em tempo real até 1 semana).
- Impactos econômicos de operações de usinas termelétricas.

3.2 Otimização de custos aplicada a sistemas de gasodutos

3.2.1 RÍOS-MERCADO e BORRAZ-SÁNCHEZ (2005)

RÍOS-MERCADO e BORRAZ-SÁNCHEZ (2005) abordaram o tema otimização de sistemas de gasodutos por meio de uma técnica híbrida que fez uso de programação dinâmica e de meta-heurística. O problema foi representado por um grafo, cujos arcos correspondiam aos gasodutos e às estações de compressão, e cujos nós representavam os pontos físicos de interconexão entre os gasodutos. No trabalho foram consideradas duas variáveis contínuas: a taxa de fluxo de massa através de cada arco e o nível de pressão neles. O modelo matemático derivado pelos autores tinha natureza não-linear e não-convexa. Segundo HORST et al (1995), um problema não-linear não-convexo é NP-hard, fato que motivou os autores adotarem uma forma híbrida de solução.

Os autores denominaram seu trabalho como uma metaheurística híbrida. O trabalho consistiu da minimização dos custos de transporte do gás natural, sendo o gasoduto representado por um grafo cíclico. A função objetivo do problema se deteve na minimização do consumo de gás natural em estações de compressão de gás utilizadas em sistemas de gasodutos, levando-se em conta que não há perda de gás durante o

transporte pelo gasoduto, ou seja, o fluxo no grafo foi considerado balanceado. A metodologia de solução utilizou procedimento composto de 2 estágios iterativos entre si. No primeiro estágio foi definido um valor constante do fluxo de gás em cada gasoduto. Assim, por meio de programação dinâmica, abordado também em CARTER et al (1998), foi obtida a pressão ótima em cada nó do grafo. No segundo estágio as variáveis de pressão foram definidas constantes e, conseqüentemente, foi implementada a meta-heurística Busca Tabu, com o intuito de pesquisar o espaço solução da variável de fluxo. Nesse trabalho foram testados diversos grafos que representaram redes compostas de 6 nós com 2 compressores, 10 nós com 3 compressores, 15 nós com 5 compressores, 17 nós com 6 compressores e 19 nós com 7 compressores.

3.2.2 COBOS-ZALETA e RÍOS-MERCADO (2002)

COBOS-ZALETA e RÍOS-MERCADO (2002) retrataram o problema de minimização do consumo de gás natural em uma rede de gasodutos por intermédio de uma programação matemática não-linear inteira, que levou em consideração a taxa de fluxo de massa em cada gasoduto e a pressão em cada nó do grafo, como variáveis de decisão. Nesse estudo foi utilizado um algoritmo do tipo *outer approximation* como forma de solução do problema.

Nesse trabalho foi utilizado um grafo acíclico com 6 nós e 5 arcos. Os nós do grafo representaram 4 pontos de interconexão entre gasodutos, 1 ponto de demanda e 1 ponto de suprimento. Os arcos do grafo modelaram 2 estações de compressão e 3 gasodutos. Foram realizados testes para 9 instâncias, sendo utilizado para cada instância um tipo diferente de unidade de compressão.

3.3 Planejamento de Operações do Sistema Elétrico

Segundo ONS (2011), o planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro consiste de estudos de longo prazo (horizonte acima de 5 anos), médio prazo (horizonte de 1 a 5 anos), curto prazo (horizonte de até 12 meses) e curtíssimo prazo (horizonte em tempo real até 1 semana).

3.3.1 Planejamento de Operação de Longo Prazo

3.3.1.1 LISBOA et al (2006)

LISBOA et al (2006) apresentaram um modelo de otimização de planejamento a longo prazo do sistema elétrico brasileiro. Com o intuito de operacionalizar o modelo matemático, foi criado o software MELP, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, CEPEL, MACHADO JÚNIOR (2000).

No modelo MELP foi realizado o planejamento de operação da geração de energia elétrica de 2004 a 2013, levando-se em consideração incertezas de cenários hidrológicos, indicando a construção de usinas termelétricas ao longo dos anos, como forma de assegurar a confiabilidade do sistema elétrico brasileiro em períodos hidrológicos críticos.

Diferentemente da abordagem do planejamento do sistema elétrico com base em programação dinâmica dual estocástica dada por BEZERRA et al (2006), LISBOA et al (2006) realizaram uma modelagem via Programação Linear Inteira Mista. LISBOA et al (2006) utilizaram no modelo determinístico dois tipos de cenários hidrológicos bem definidos: hidrologia média e crítica.

Assim, a modelagem matemática foi associada à minimização do custo de atendimento de futuras demandas elétricas, indicando, portanto, o custo de expansão do sistema elétrico, incluindo os custos de operação e de investimentos. Os custos de investimentos foram associados a variáveis binárias de construção de unidades geradoras e de reforços de interligação do sistema elétrico. As variáveis que modelaram as operações foram consideradas contínuas, uma vez que o fluxo de energia elétrica pode ser considerado contínuo ao longo dos limites operacionais do sistema elétrico brasileiro.

3.3.1.2 LISBOA et al (2008)

LISBOA et al (2008) realizaram uma revisão atualizada do trabalho apresentado por LISBOA et al (2006). A atualização consistiu na aplicação de um maior horizonte de planejamento do plano de expansão do sistema elétrico. Diferentemente de LISBOA et al (2006) que adotaram planejamento de 2004 a 2013, LISBOA et al (2008) apresentaram planejamento de 2006 a 2030, analisando-se uma modelagem por

programação linear inteira mista similar à adotada por LISBOA et al (2006). A modelagem implementada por LISBOA et al (2008) apresentou 15000 variáveis inteiras e 150000 restrições. Em LISBOA et al (2006) não ficou evidenciado o número de variáveis utilizadas.

Em relação à LISBOA et al (2006), que adotou técnica de solução *Branch-and-Bound*, em LISBOA et al (2008) foram implementados o *Branch-and-Cut* e uma heurística, baseada em busca local, com o intuito de se achar uma boa solução viável inteira como ponto de partida para o algoritmo *Branch-and-Cut*.

3.3.1.3 LISBOA et al (2009)

LISBOA et al (2009) estabeleceram uma abordagem acerca da confiabilidade do sistema elétrico. Segundo LISBOA et al (2009), a confiabilidade do atendimento à demanda da energia elétrica brasileira não está associada apenas aos aspectos hidrológicos, mas também à disponibilidade do gás natural às usinas termelétricas.

Desse modo, LISBOA et al (2009) deram continuação ao trabalho apresentado por LISBOA et al (2008), por meio da introdução da representação matemática do sistema de gás natural no modelo computacional MELP.

A modelagem proposta incluiu diversas parcelas na função objetivo de custo mínimo de atendimento a futuras demandas elétricas. As parcelas adicionadas ao modelo foram as seguintes: custos de investimentos em gasodutos e instalações para importação de GNL, custos relacionados à produção interna de gás natural, à operação e à manutenção dos gasodutos, à importação de GNL e ao déficit de gás natural. É importante ressaltar que a parcela referente ao déficit de gás natural foi implementada como uma penalidade à função objetivo, uma vez que o déficit de gás natural provoca racionamentos, ocasionando o insuficiente atendimento às usinas termelétricas.

Na modelagem matemática das parcelas adicionadas ao modelo MELP foram utilizadas variáveis binárias que representam os projetos de expansão e instalação de gasodutos. Como variáveis contínuas, foram abordados os fluxos de gás natural pelos gasodutos, o déficit de gás natural e as importações de GNL. Respectivamente a essas variáveis, foram associados como parâmetros os seus custos .

Diversas restrições foram abordadas no modelo matemático. As restrições relativas às variáveis de investimento tiveram como objetivo garantir que cada projeto

de construção do gasoduto e instalação para a importação de GNL fossem implementadas uma única vez dentro do período definido pelo horizonte de planejamento. As restrições ligadas à operação do sistema de gás natural levaram em consideração o balanço de demanda do gás natural, ou seja, a soma dos consumos de gás natural, seja por usinas termelétricas, seja por outros setores, deve ser igual à soma da produção interna de gás natural e da importação de gás natural por meio de gasodutos ou por meio de GNL. O trabalho admitiu também como restrição o atendimento de gás natural em regimes de hidrologia crítica, isto é, não considerando a possibilidade de déficit de gás natural nesses períodos.

Diferentemente de outros trabalhos que admitiram o fluxo dado por uma equação não-linear relacionando à pressão, LISBOA et al (2009) consideram os limites máximos de fluxo dos gasodutos como uma função linear.

Assim como em LISBOA et al (2008), em LISBOA et al (2009) adotou-se horizonte de planejamento de 2006 a 2030. No presente trabalho não foi especificado qual o método de solução utilizado.

Os resultados obtidos mostraram que as usinas hidrelétricas corresponderão a 75% do parque gerador brasileiro em 2030, seguido das usinas termelétricas a gás. Portanto, como apresentado também em LISBOA et al (2008), foi mostrado que há uma diminuição da representação das usinas hidrelétricas em relação aos índices atuais, que representam aproximadamente 90%.

3.3.1.4 UNSIHUAY-VILA et al (2010)

UNSIHUAY-VILA et al (2010) apresentaram uma modelagem similar à LISBOA et al (2009), levando em consideração também a minimização dos custos de investimentos e operações. Ambos os trabalhos abordaram as restrições dos sistemas de gasodutos e seu planejamento a longo prazo. No entanto, UNSIHUAY-VILA et al (2010) aplicaram a programação linear inteira mista em um estudo de caso didático e no sistema elétrico brasileiro.

Além disso, o horizonte de planejamento do trabalho de UNSIHUAY-VILA et al (2010) foi de 2009 a 2020, ou seja, 12 anos, a metade do tempo planejado por LISBOA et al (2009). Assim como LISBOA et al (2009), o trabalho de UNSIHUAY-VILA et al (2010) realizou o estudo para planejamento em hidrologias médias e críticas.

3.3.2 Planejamento de Operação de Médio Prazo

3.3.2.1 BEZERRA et al (2006)

BEZERRA et al (2006) abordaram um modelo matemático para um médio horizonte de planejamento de operações de sistemas de geração de energia tanto hidrelétrica, quanto termelétrica, levando-se em consideração o uso do gás natural.

Um dos principais objetivos desse planejamento de operações consistiu em determinar cronograma contendo previsões que assegurassem um atendimento confiável às demandas futuras de energia elétrica e de gás natural, no caso de usinas termelétricas.

O trabalho apresentado por BEZERRA et al (2006) utilizou programação dinâmica dual estocástica para minimizar a quantidade de energia que deveria ser gerada por meio de usinas termelétricas, levando-se em consideração um grande número de cenários hidrológicos do Brasil durante um período de 5 anos, de 2005-2009. A solução obtida, envolvendo geração hidroelétrica e termelétrica, foi dependente tanto da quantidade de energia demandada no futuro quanto da capacidade futura de geração de energia elétrica, justificando, assim, o uso de programação estocástica.

Com relação ao sistema de gás natural foram analisadas, pelos resultados obtidos, as previsões das taxas de consumo das usinas termelétricas a gás natural, sendo também obtida, portanto, uma projeção do consumo de gás natural para as futuras gerações de energia elétrica, de maneira a atender as demandas elétricas.

3.3.2.2 MACIEIRA et al (2008)

Nesse trabalho é apresentado o programa NEWAVE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, CEPEL, para o planejamento de operação de médio prazo do sistema elétrico brasileiro.

Esse modelo define o valor esperado de custo de operação ao longo do horizonte de planejamento, por meio de despacho ótimo das termelétricas e das hidrelétricas brasileiras dentro de 1 a 5 anos.

Devido a esse período de planejamento, são consideradas as incertezas das afluições aos diversos aproveitamentos do sistema. Portanto, a solução ótima é obtida por meio de programação dinâmica dual estocástica.

3.3.3 Planejamento de Operação de Curto Prazo

3.3.3.1 CEPEL (2008)

CEPEL (2008) apresenta o programa DECOMP, responsável pela determinação de planejamento de operação de curto prazo do sistema elétrico brasileiro.

O objetivo desse modelo computacional consiste na determinação de geração de cada usina brasileira, seja hidrelétrica, seja térmica, de maneira a atender as demandas elétricas, minimizando-se o valor de custo de operação do sistema elétrico brasileiro durante o período de planejamento. O custo é determinado pelo tipo de combustível utilizado pelas termelétricas brasileiras e por uma função custo de déficit atribuída a situações em que a demanda elétrica não seja atingida.

O modelo de otimização DECOMP realiza a abordagem de operações semanais para o primeiro mês e planejamentos mensais até horizonte de 1 ano. Esse modelo possui como restrições os fatores de disponibilidade das usinas geradoras, limites de transporte de transmissão entre subsistemas, valores de contratos de exportação/importação de energia e cenários de vazões afluentes às usinas do sistema. Esses cenários são obtidos por meio de uma árvore de influência, sendo associado a cada ramo probabilidades de ocorrência.

3.3.4 Planejamento de Operação de Curtíssimo Prazo

3.3.4.1 Planejamento em Tempo Real

São apresentados trabalhos que tratam a problemática da operação em tempo real.

3.3.4.1.1 AN e GEDRA (2003) e UNSIHUAY et al (2007)

AN e GEDRA (2003) e UNSIHUAY et al (2007) abordaram o problema não-linear relacionado aos fluxos de potência gerada e de gás natural, com o propósito de atender à minimização dos custos das operações inerentes à geração de energia elétrica e ao transporte de gás natural. Ambos os trabalhos realizaram uma abordagem não-linear, considerando as equações que relacionam a pressão e o fluxo nos gasodutos.

AN e GEDRA (2003) apresentaram como técnica de solução a decomposição do problema em duas partes, denominados problema de fluxo de carga elétrica e problema de fluxo de carga de gás. Primeiramente, foi resolvido o problema de fluxo de carga elétrica e com o resultado desse problema foi resolvido o problema de fluxo de carga de gás, cujas equações não lineares relacionaram o fluxo, a pressão e a taxa de consumo de gás nos gasodutos, levando-se em conta restrições dos gasodutos. O estudo denominou os nós do grafo como pontos de interconexões entre gasodutos e estações de compressão. Os arcos do grafo representaram os gasodutos e as estações de compressão. A técnica de solução utilizada foi o método primal dual de pontos interiores, como pode ser visto com maiores detalhes em KARMARKAR (1984). Esse método de solução é caracterizado por uma abordagem diferente do método Simplex. No Simplex, as soluções são obtidas nos vértices da região viável, enquanto nos métodos de pontos interiores as soluções são obtidas percorrendo-se o espaço de busca pelo interior da região viável.

O método de AN e GEDRA (2003) foi testado para uma instância composta por um grafo de 15 nós, sendo 2 nós supridores de gás natural, 8 nós ligados a estações de compressão e 5 conectados a gasodutos. A instância foi aplicada em dois estudos de casos, em que se levou em consideração diferentes preços do gás natural enviado aos 2 nós supridores. Em ambos os casos foi obtida a solução ótima.

UNSIHUAY et al (2007) abordaram o problema de maneira semelhante a AN e GEDRA (2003). A função objetivo aborda a minimização do custo de operação do sistema gás-elétrico, formado pelas usinas termelétricas e pelo sistema de gás natural, levando-se em consideração as restrições de demanda elétrica e as equações de restrições que estabelecem as relações entre fluxo, pressão e capacidade do sistema de gasodutos, levando a uma formulação matemática não-linear inteira mista, segundo os autores.

Assim como AN e GEDRA (2003), UNSIHUAY et al (2007) definiram os gasodutos e as estações de compressão como os arcos do grafo. Os pontos de interconexões foram estabelecidos como sendo os nós do grafo.

UNSIHUAY et al (2007) testaram o modelo em uma rede de gasodutos baseada no sistema da Bélgica, composta por 24 arcos, representando os gasodutos, e 20 nós, sendo 4 deles usinas geradoras de eletricidade. Nessa formulação foi utilizado método de solução híbrido, combinando algoritmo evolucionário com Método de Newton e

Método de Pontos Interiores. Segundo os autores, o método híbrido implementado aumenta a precisão e a convergência dos resultados ótimos obtidos, em relação ao uso exclusivo das técnicas clássicas de programação não-linear.

3.3.4.1.2 MUNOZ et al (2003)

MUNOZ et al (2003) apresentaram uma formulação matemática não-convexa levando-se em conta uma função objetivo de maximização da potência gerada pelas usinas termelétricas a ciclo combinado e as restrições de limitações de operações dos gasodutos.

O método de solução do problema consistiu de uma heurística responsável pela separação do mesmo em duas etapas. Na primeira etapa, foi realizada uma formulação matemática capaz de indicar o sentido do fluxo dos gasodutos por meio de Programação Linear Inteira Mista. A partir da determinação do fluxo dos gasodutos, a formulação original do problema passou a ser convexa, segundo os autores. Com isso, na etapa posterior, o subproblema não linear contínuo foi resolvido, com o intuito de se obter a maximização da potência gerada pelas usinas termelétricas a ciclo combinado, atendendo-se às restrições não lineares que relacionam o fluxo nos gasodutos e as pressões nos mesmos. Outras restrições relacionavam as equações de balanço de massa e os limites de pressão dos gasodutos. É importante ressaltar que MUNOZ et al (2003) não identificaram a técnica não linear utilizada.

MUNOZ et al (2003) realizaram o estudo numa rede de gasodutos da Bélgica, incluindo 20 nós e 24 gasodutos. Diferentemente de UNSIHUAY et al (2007), que utilizaram uma rede contendo 4 usinas geradoras de eletricidade, MUNOZ et al (2003) apresentaram sistema de gasodutos contendo 2 termelétricas a ciclo combinado. Os nós restantes da rede de MUNOZ et al (2003) estabeleceram pontos de consumo de gás natural para demandas não energéticas.

3.3.4.1.3 MELLO e OHISHI (2004)

MELLO e OHISHI (2004) apresentaram um modelo de geração de energia elétrica a partir de termelétricas a gás considerando a geração elétrica requerida e as restrições do sistema de transmissão de gás natural.

O modelo matemático proposto nesse trabalho possuía como função objetivo a minimização do custo de geração elétrica, considerando-se os valores da produção, da

importação, da transmissão do gás natural e da geração das usinas termelétricas a gás. A formulação matemática apresentada levou em conta a demanda de energia elétrica, as limitações tanto de geração, quanto de consumo de gás pelas usinas termelétricas, os limites de pressão e de volume de transmissão dos gasodutos. Ao levar em consideração a pressão de transmissão dos gasodutos, a formulação do problema passou a ser não linear, uma vez que o fluxo é função do quadrado da pressão.

Nesse trabalho foi utilizada uma heurística como método de solução. A heurística decompôs a formulação matemática em três subproblemas iterativos entre si. O primeiro, chamado de Subproblema Termal, consiste em minimizar o custo de geração das usinas termelétricas, considerando a energia elétrica demandada e a gerada. Nesse subproblema, obteve-se, por consequência, a quantidade de gás natural a ser consumida pelas usinas termelétricas para uma determinada demanda elétrica. O segundo, denominado Subproblema de Despacho de Gás, foi responsável pela programação dos gasodutos de forma a obter o menor custo de transmissão do gás natural de forma a atender a demanda de gás natural. O terceiro, denominado Simulador de Dutos, foi responsável por emular a operação de um sistema de gasodutos, levando em consideração a quantidade demandada de gás natural determinada pelo Subproblema Termal e o fluxo dado pelo Subproblema de Despacho de Gás. Assim, com esses valores, o simulador utilizou a equação não linear que relaciona o fluxo à pressão. Caso o fluxo calculado pelo Subproblema de Despacho de Gás não atendesse aos limites de pressão de um determinado gasoduto, isso indicaria que a presente solução do problema seria inviável. De forma a verificar outras soluções do problema, o autor recomendou levar em consideração outros limites de pressão dos gasodutos. Ao modificar esses parâmetros, uma nova solução do Subproblema de Despacho de Gás foi então obtida e, conseqüentemente, o Simulador de Dutos foi executado novamente, de maneira a verificar a viabilidade da solução obtida. Esse processo foi repetido até que uma solução viável fosse obtida. É importante ressaltar que houve casos em que a demanda de gás calculada pelo Subproblema Termal não foi viável. Nessa situação, o autor recomendou a modificação da quantidade de gás natural consumida pelas usinas termelétricas, de maneira a se obter novas demandas viáveis de gás natural.

O estudo foi aplicado a um sistema composto de 2 provedores de gás natural, três usinas termelétricas e quatro gasodutos. A solução final obtida foi viável. No entanto, inicialmente não foi obtida solução viável para determinada quantidade demanda de

energia elétrica e para determinado fluxo nos gasodutos, sendo necessária a reprogramação para se achar soluções viáveis. Segundo MELLO e OHISHI (2004), a heurística aplicada não garantiu a obtenção da solução ótima.

3.3.4.1.4 MELLO e OHISHI (2006)

MELLO e OHISHI (2006) abordaram o problema por meio de uma modelagem programação não-linear, com o objetivo de maximizar a potência gerada pelas usinas termelétricas a gás natural. Os autores ressaltaram que casos de maximização da potência gerada por unidades termelétricas ocorrem principalmente em cenários de hidrologia crítica. Na formulação matemática foram utilizados como restrições os limites de geração das termelétricas e os limites de pressões dos gasodutos. Assim como em MELLO e OHISHI (2004), a formulação matemática não linear considerou as pressões nos gasodutos, que estão relacionados a uma equação não linear ligada ao fluxo.

A metodologia utilizada por MELLO e OHISHI (2006) foi semelhante ao adotado em MELLO e OHISHI (2004), utilizando uma heurística em que decompõe o problema em duas partes.

A primeira parte considerou um modelo econômico de geração elétrica via termelétricas. A partir desse modelo pôde-se determinar a maior potência gerada pelas usinas termelétricas a gás e as quantidades de gás natural suficientes aos suprimentos das necessidades das usinas termelétricas. Esta parte foi resolvida por meio de Programação Linear. Os autores destacaram que nessa primeira parte do problema pode ser obtida uma solução que viole os limites de pressão dos gasodutos, uma vez que sua concepção não é formulada nessa primeira etapa do problema.

A segunda etapa tem como objetivo identificar as violações de pressões dos gasodutos verificando a possibilidade do transporte do gás natural pelos gasodutos de maneira a atender as limitações dos mesmos. Essa etapa do problema foi resolvida por meio de um simulador que analisou as equações não lineares que estabelecem a relação entre fluxo e pressão.

As duas etapas relatadas foram resolvidas iterativamente até que todas as restrições do problema fossem atendidas. O método de solução utilizado foi aplicado a uma rede de gasodutos e unidades de geração de termelétricas baseadas na região sudeste do Brasil. Sendo assim, a instância foi constituída por 6 unidades termelétricas

de geração de energia a gás natural, 2 campos produtores de gás natural e 1 estação de importação de gás natural.

3.3.4.1.5 SANTOS (2009)

SANTOS (2009) propuseram uma modelagem matemática semelhante à desenvolvida por MELLO e OHISHI (2006), utilizando a mesma instância de teste que esses autores. A abordagem utilizada por SANTOS (2009) também consistiu de uma heurística, que separa a resolução do modelo matemático em duas partes. A primeira considerou apenas as restrições lineares, obtendo-se o sentido do fluxo de gás natural na rede de gasodutos testada. A segunda parte foi implementada por meio de formulação matemática com restrições não-lineares, levando-se em conta os gasodutos que possuíram passagem de fluxo definidos na solução da primeira etapa do problema. Na segunda etapa, SANTOS (2009) obteve soluções viáveis por meio da aplicação do Método de Newton.

3.3.4.1.6 MOHTASHAMI et al (2009)

MOHTASHAMI et al (2009) realizaram a programação da geração de usinas termelétricas, considerando-se as restrições inerentes aos gasodutos. O trabalho teve como objetivo obter a minimização dos custos das operações de usinas termelétricas em condições críticas, levando-se em conta a demanda conjunta de gás natural e de energia elétrica. A modelagem matemática descrita pelos autores considerou tanto as demandas de energia elétrica, quanto de gás natural e as não linearidades relacionadas aos fluxos e às pressões existentes nos sistemas de gasodutos. Desse modo, foi implementada uma modelagem matemática não linear.

Inicialmente, os autores realizaram testes em um modelo linear, sem considerar as equações não lineares que caracterizam o fluxo e a pressão em gasodutos. Assim, resolvendo-se a formulação linear, foram obtidas as quantidades de gás consumidas pelas usinas termelétricas. Aplicando-se as quantidades requeridas às equações e inequações não lineares, representativas das restrições dos sistemas de gasodutos, concluiu-se, por conseguinte que a solução obtida pelo modelo linear não era viável.

Portanto, os autores optaram por resolver a modelagem não linear por meio da metaheurística Algoritmo Genético, obtendo soluções viáveis capazes de atender às restrições do problema.

A instância utilizada levou em consideração 5 usinas termelétricas, 3 consumidores de gás com fins não elétricos e um sistema de gasodutos composto por 5 estações de compressão.

3.3.4.2 Planejamentos de 24 horas

Nos planejamentos de 24 horas, as termelétricas operam por meio de restrições operacionais, como pode ser visto em KIRSCHEN e STRBAC (2004).

3.3.4.2.1 ARROYO E CONEJO (2000)

ARROYO E CONEJO (2000) apresentaram um modelo de programação inteira 0/1, com o objetivo de maximizar o lucro obtido pela energia gerada e a quantidade de energia reserva a ser gerada. Em outras palavras, essa é a chamada reserva para a ponta, que é a quantidade de energia que deve se encontrar reservada de modo a restabelecer o balanço entre a carga e a geração em qualquer instante do horizonte de programação.

A modelagem de Arroyo e Conejo (2000) levou em consideração os custos não lineares e não convexos de início de operações das termelétricas. Dessa forma, foram utilizadas variáveis binárias associadas:

- Ao despacho das termelétricas em certa hora;
- Ao instante de início de operações no começo de uma hora qualquer;
- Ao instante de parada de operações no início de determinada hora;
- Ao início das operações dado que a termelétrica tenha ficado desligada por um tempo mínimo.

Os autores utilizaram método de aproximação de linearização por partes para modelar os custos não lineares e não convexos de início de operações. No seu estudo de caso, foi implementado o modelo para uma termelétrica dividida em três blocos. A operação de cada um dos blocos foi feita por meio de programação das operações em um horizonte de 24 horas. Foi atingida a solução ótima, no entanto os autores não relataram qual método de programação inteira foi utilizado.

3.3.4.2.2 ARROYO E CONEJO (2002)

ARROYO e CONEJO (2002) realizaram uma formulação matemática semelhante àquela apresentada por ARROYO e CONEJO (2000). Porém, nesse trabalho a função objetivo se deteve em maximizar o bem estar social composto pela soma dos excedentes do produtor e do consumidor. O excedente do consumidor mede o bem estar de um grupo de consumidores que utilizam certo produto, ou seja, é a diferença entre o quanto o consumidor deseja pagar por 1 unidade do produto e o montante que os consumidores efetivamente pagam pelo produto. O excedente do produtor mede o bem estar de um grupo de empresas que vendem um produto particular a um dado preço. Desse modo, o excedente do produtor é a diferença entre o quanto a empresa recebe e o quanto ela gostaria de receber pela unidade do produto.

No trabalho, o bem estar tanto do produtor quanto do consumidor está relacionado ao preço de compra e venda da energia elétrica. Portanto, por meio da maximização do bem estar social foi possível determinar a operação das termelétricas.

O estudo de caso envolveu 20 termelétricas e 1 mercado econômico. A programação foi realizada para um horizonte de 24 horas e foi utilizado o método de *branch-and-cut* para a obtenção da solução ótima.

3.3.4.2.3 CARRIÓN E ARROYO (2006)

CARRIÓN e ARROYO (2006) apresentaram uma formulação semelhante a ARROYO e CONEJO (2000). Porém no trabalho de 2006, a função objetivo consistiu na minimização dos custos de produção, de inicialização da geração e do desligamento das termelétricas em um determinado instante.

Dessa maneira, CARRIÓN e ARROYO (2006) implementaram o modelo para 100 termelétricas durante um horizonte de programação de 24 horas. Eles fizeram uso do algoritmo *branch-and-cut*, sendo obtidos *gaps* de otimalidade abaixo de 0.6% em aproximadamente 700 segundos.

3.3.4.2.4 SAFARI ET AL (2010)

Nesse trabalho foi apresentada a solução para 10 termelétricas operando por um horizonte de programação de 24 horas. O objetivo do problema foi minimizar os custos de operação da geração e os custos de início da geração após a termelétrica permanecer desligada por certo tempo.

Como método de solução foi utilizado um algoritmo genético modificado, caracterizado por possuir cromossomos de tamanho variável e diversas fases evolutivas, o que pode ser visto detalhadamente em GOLDBERG (1989).

3.4 Impactos Econômicos de Operações de Termelétricas Brasileiras

3.4.1 BARROSO et al (2005)

BARROSO et al (2005) apresentaram uma discussão qualitativa acerca do importante papel do gás natural e dos mercados de eletricidade no Brasil. Esse artigo ressalta os desafios e os aspectos econômicos da adequação da geração de energia elétrica a partir do gás natural no Brasil, país quase que inteiramente baseado em geração de energia hidrelétrica.

4 MODELAGEM MATEMÁTICA

O problema tratado neste trabalho consiste em estabelecer quais das 15 termelétricas pertencentes a um parque termelétrico devem ser despachadas, em cada hora, de forma a atender as demandas elétricas nestes horários, minimizando os custos de consumo de gás natural, de acionamento e da geração das termelétricas, sujeito às restrições operacionais das termelétricas, formadas pelas restrições de rampa de subida/descida, de capacidade de geração total das termelétricas, de tempo mínimo ligada/desligada e da capacidade de vazão dos gasodutos responsáveis pelo provimento de gás natural.

A formulação matemática é caracterizada por um modelo de programação linear inteira mista, considerando-se que nos intervalos de 1 hora do horizonte de planejamento a geração da termelétrica é constante. Para resolver o problema formulado, o modelo foi implementado em linguagem computacional Mosel/Xpress-MP®.

4.1 Nomenclatura

As nomenclaturas utilizadas estão apresentadas nas tabelas 4.1, 4.2 e 4.3.

Conjuntos	Descrição
H	Conjunto de horas dentro do horizonte de planejamento. $H=\{1,\dots,h,\dots,T\}$
N	Conjunto das termelétricas a gás natural. $N=\{1,\dots,n,\dots,\mathcal{N}\}$
GASODUTO	Conjunto dos gasodutos.
ALOC_TxG(g)	Conjunto de termelétricas que podem ser atendidas pelo gasoduto g, conforme listado na tabela 5.3.

Tabela 4.1: Conjuntos utilizados no modelo matemático.

Variáveis de decisão	Descrição
ute(n,h)	Energia gerada em MWh pela n-ésima termelétrica em determinada hora do horizonte de programação.
c_aciona(n,h)	Custo do acionamento da n-ésima termelétrica em certa hora.
g_max(n,h)	Energia máxima gerada em MWh pela termelétrica em certa hora.
liga(n,h)	Variável binária 0/1. Estado '1' indica que a termelétrica n se encontra despachada na hora h e '0', caso contrário.
deficit(h)	Variável de folga, responsável pela geração de energia elétrica em MWh, em momentos de escassez no mercado de curto prazo, característica de uma situação de racionamento energético, conforme CEMIG (2011).

Tabela 4.2: Variáveis de decisão utilizadas no modelo matemático.

Constantes	Descrição
$C(n)$	Consumo de gás natural da n-ésima termelétrica em m^3/MWh .
$P(n)$	Preço do gás natural fornecido para a n-ésima termelétrica em $R\$/m^3$.
$C_MAX(n)$	Capacidade total de geração em MWh da n-ésima termelétrica.
$C_MIN(n)$	Capacidade mínima de geração da n-ésima termelétrica em MWh , uma vez despachada.
$S(n)$	Capacidade máxima da rampa de subida inerente ao acréscimo de geração da n-ésima termelétrica em MWh .
$D(n)$	Capacidade máxima da rampa de descida inerente à redução de geração da n-ésima termelétrica em MWh .
$T_LIG(n)$	Número mínimo de horas que a n-ésima termelétrica deve permanecer ligada quando despachada.
$T_DESL(n)$	Número mínimo de horas que a n-ésima termelétrica deve permanecer desligada quando não despachada.
T	Horizonte em horas do planejamento de programação. $T \in H$
$DEMANDA_ELET_RICA(h)$	Demanda elétrica em MWh em certa hora do planejamento.
$CAP_VOL(g)$	Capacidade em m^3 da vazão horária do g-ésimo gasoduto.
$C_EXP(n,hora)$	Custo de acionamento da n-ésima termelétrica após a mesma permanecer desligada por determinado número de horas.
\mathcal{N}	Número de termelétricas a gás natural. $\mathcal{N} \in N$
NR_INTERV_EXP	Número de intervalos de discretização da função custo de acionamento.
$CUSTO_DEFICIT$	Custo de oportunidade de geração elétrica em $R\$/MWh$, em situação de escassez, isto é, racionamento em mercado de curto prazo, conforme CEMIG(2011)

Tabela 4.3: Constantes utilizadas no modelo matemático.

4.2 A Função Objetivo

Em sistemas de geração de energia elétrica o principal objetivo consiste na minimização dos custos operacionais, conforme mostrado em (1).

$$\sum_{n \in N} \sum_{h \in H} ute(n, h)C(n)P(n) + c_aciona(n, h) + deficit(h) * CUSTO_DEFICIT \quad (1)$$

A função objetivo descrita em (1) possui como meta estabelecer quais termelétricas a gás natural pertencentes ao parque termelétrico devem gerar energia elétrica de forma a considerar a minimização dos custos.

Leva-se em consideração o consumo em m³/MWh, o preço do gás natural de cada uma das termelétricas em R\$/m³ e o custo de déficit associado à variável de folga deficit(h), respectivamente em R\$/MWh e em MWh.

Além disso, a função objetivo estabelece a minimização do custo de acionamento das termelétricas após as mesmas estarem desligadas por algum tempo, conforme pode ser visto em Arroyo e Conejo (2002).

4.3 Restrições de rampa de subida e descida

Neste trabalho é adotado regime de operação horária. Caso a termelétrica esteja gerando energia elétrica em uma determinada hora, diz-se que ela se encontra despachada. Uma vez despachada, essas restrições estabelecem que a capacidade máxima de geração de uma termelétrica em uma hora deve ser menor ou igual à capacidade total da termelétrica em MWh, conforme mostrado em (2).

$$g_max(n, h) \leq C_MAX(n)liga(n, h) \quad (2) \\ \forall n \in N, \forall h \in H$$

As restrições de rampa de subida e de descida referem-se à capacidade máxima de acréscimo e ou de redução de geração da termelétrica, em relação à hora anterior dado em MWh.

Em (3) mostra-se a restrição referente à rampa de subida.

$$g_max(n, h) \leq ute(n, h - 1) + S(n)liga(n, h) \quad (3) \\ \forall n \in N, \forall h \in H$$

A restrição (3) impõe que, caso a termelétrica se encontre despachada, sua capacidade máxima de geração em determinada hora deve ser menor ou igual à energia gerada na hora anterior, somada à taxa de rampa de subida da termelétrica em MWh.

Em (4) evidencia-se a restrição rampa de descida.

$$\begin{aligned} ute(n, h - 1) - ute(n, h) &\leq D(n)liga(n, h - 1) \\ \forall n \in N, \forall h \in H \end{aligned} \quad (4)$$

Essa restrição estabelece que a diferença entre a energia gerada por uma termelétrica na hora anterior e a gerada na hora atual deve ser menor ou igual à taxa da rampa de descida da termelétrica em MWh.

4.4 Restrições de capacidade de geração total das termelétricas

As restrições de capacidade de geração total das termelétricas estabelecem que as mesmas devam respeitar um limite superior e inferior de geração em MWh.

Em (5) é mostrada a restrição referente à capacidade de geração total das termelétricas.

$$\begin{aligned} C_MIN(n)liga(n, h) &\leq ute(n, h) \leq g_max(n, h) \\ \forall n \in N, \forall h \in H \end{aligned} \quad (5)$$

O limite superior é definido pela variável de decisão $g_max(n, h)$, conforme citado nas restrições de rampa de subida e descida. Essa variável de decisão leva em consideração a capacidade máxima de geração total da termelétrica e a sua taxa de rampa de subida.

O limite inferior é dado pela capacidade mínima de geração da termelétrica, uma vez despachada.

4.5 Restrições de tempo mínimo ligada

As restrições de tempo mínimo ligada expressam a condição de que uma vez despachada, a termelétrica deve permanecer nesse estado por um número mínimo de horas, devido às restrições operacionais dos equipamentos.

Em (6) e (7) se encontram as restrições de tempo mínimo ligada.

$$\begin{aligned} \sum_{i=h}^{h+T_LIG(n)-1} liga(n, i) &\geq T_LIG(n)[liga(n, h) - liga(n, h - 1)] \\ \forall n \in N, \forall h = 1 \dots T - T_LIG(n) + 1 \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \sum_{i=T-T_LIG(n)+2}^T liga(n, i) &\geq (T - h + 1)[liga(n, h) - liga(n, h - 1)] \\ \forall n \in N, h \in \{T - T_LIG + 2, \dots, T\} \end{aligned} \quad (7)$$

A restrição (6) é estabelecida para que o instante de despacho somado ao tempo mínimo em que a termelétrica deve permanecer nesse estado não ultrapasse o horizonte de programação.

A restrição (7) é utilizada na situação em que o instante de despacho somado ao tempo mínimo que a termelétrica deve permanecer ligada excede o horizonte de programação.

4.6 Restrições de tempo mínimo desligada

As restrições de tempo mínimo desligada estabelecem que, uma vez a termelétrica não esteja despachada, a mesma deve continuar nessa situação por um número mínimo de horas.

Em (8) e (9) são mostradas as restrições de tempo mínimo desligada.

$$\sum_{i=h}^{h+T_DESL(n)-1} 1 - liga(n, i) \geq T_DESL [liga(n, h-1) - liga(n, h)]$$

$$\forall n \in N, \forall h = 1 \dots T - T_DESL + 1 \quad (8)$$

$$\sum_{i=T-T_DESL(n)+2}^T 1 - liga(n, i) \geq T - h + 1 [liga(n, h-1) - liga(n, h)]$$

$$\forall n \in N, h \in \{T - T_LIG + 2, \dots, T\} \quad (9)$$

As restrições de tempo mínimo desligada funcionam de maneira equivalente às restrições de tempo mínimo ligada.

4.7 Integralidade

Em (10) é mostrada a restrição de integralidade.

$$liga(n, h) \in \{0,1\}, \forall n \in N, \forall h \in H \quad (10)$$

Essa restrição é essencial para o problema, pois indica que uma termelétrica somente pode ser despachada uma única vez em determinada hora do horizonte de programação.

4.8 Restrições de demanda elétrica

A restrição de demanda elétrica tem como objetivo estabelecer a demanda horária em MWh que deve ser atendida conforme mostrado em (11).

$$\sum_{n \in N} ute(n, h) - deficit(h) = DEMANDA_ELETRICA(h), \forall h \in H \quad (11)$$

Essa restrição estabelece que o somatório das energias geradas por cada uma das termelétricas em uma determinada hora do horizonte de programação subtraído da variável de folga deficit(h) deve ser igual à demanda elétrica no mesmo instante.

4.9 Restrição de capacidade de vazão dos gasodutos

Essa restrição, explicitada em (12), é responsável por relacionar a geração termelétrica à respectiva capacidade de vazão dos gasodutos responsáveis pelo fornecimento de gás natural às devidas termelétricas.

$$\sum_{n \in ALOC_TxG(g)} C(n)ute(n, h) \leq CAP_VOL(g) \quad \forall h \in H, \forall g \in GASODUTO \quad (12)$$

Com isso, essa restrição é responsável por limitar a geração de energia elétrica pelas termelétricas, aquela resultante do uso de toda a capacidade de vazão dos gasodutos responsáveis pelo fornecimento de gás natural.

4.10 Restrição de custo de acionamento

Após uma termelétrica permanecer desligada por determinado número de horas, o aquecimento necessário para o seu devido despacho é contabilizado como custo.

A importância da minimização desse custo na função objetivo está diretamente relacionada à busca por um menor número de partidas das usinas termelétricas, evitando-se, portanto, a fadiga dos equipamentos e, conseqüente, indisponibilidade da usina para uma possível manutenção forçada.

A restrição mostrada em (13) se refere ao custo de acionamento após a termelétrica permanecer desligada por certo número de horas.

$$c_aciona(n, h) \geq C_EXP(n, int\ erv)[liga(n, h) - \sum_{i=1}^{int\ erv} liga(n, h-i)] \quad (13)$$

$$\forall n \in N, \forall h > int\ erv$$

$$\forall int\ erv \in \{1, \dots, NR_INTERV_EXP\}$$

O custo de acionamento é dado por meio de parâmetro obtido por uma função exponencial linearizada em degraus, como pode ser visto também em Carrión e Arroyo (2006). É importante destacar que esse custo é função do número de horas em que a termelétrica permaneceu desligada.

A função exponencial é dada por (14).

$$C_EXP(n, h) = \alpha + \beta(1 - e^{-\frac{t_{desl}}{\tau}}), \text{ onde} \quad (14)$$

τ = constante de crescimento exponencial do custo; t_{desl} = tempo desligada

A figura 4.1 mostra um exemplo de função custo linearizada em degraus.

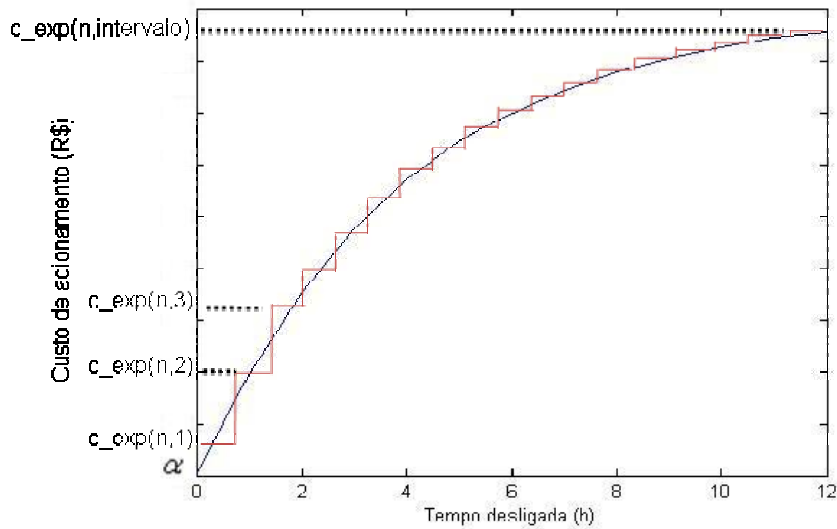


Figura 4.1: Função custo de acionamento de termelétrica.
Fonte: O próprio autor.

4.11 Não-negatividade

Essas restrições estabelecem que as variáveis de decisão do problema são não negativas, conforme pode ser visto em (15).

$$\begin{aligned} &liga(n, h), g_max(n, h), ute(n, h), c_aciona(n, h) \geq 0 \\ &\forall n \in N, \forall h \in H \end{aligned} \quad (15)$$

5 O ESTUDO DE CASO

Essa seção tem como objetivo descrever o estudo de caso realizado. Assim, é mostrada geograficamente a localização dos gasodutos e das 15 termelétricas a gás natural, assim como as suas características operacionais.

5.1 MAPAS DAS TERMELETRICAS A GÁS NATURAL E DOS GASODUTOS

As figuras 5.1 e 5.2 mostram a mapa das regiões do Brasil identificando as termelétricas, numeradas de 1 a 15 e o sistema de gasodutos.



Figura 5.1: Mapa das regiões sudeste, centro-oeste e sul.
Fonte: Adaptado de ANEEL (2010).

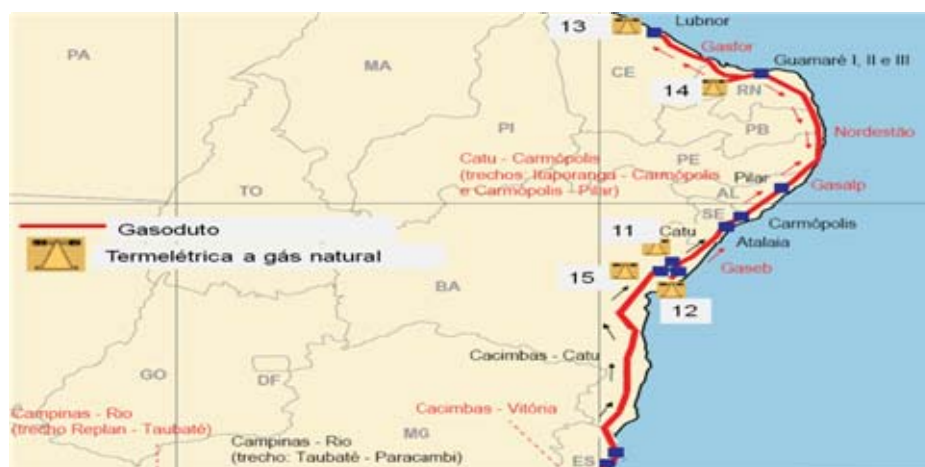


Figura 5.2: Mapa da região nordeste.
Fonte: Adaptado de ANEEL (2010).

As termelétricas utilizadas no estudo de caso estão evidenciadas na tabela 5.1.

Usina Termelétrica	UF
1) Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	MG
2) Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	RJ
3) Fernando Gasparian	SP
4) Governador Leonel Brizola	RJ
5) Juiz de Fora	MG
6) Luis Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	MS
7) Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	RJ
8) Euzébio Rocha (Ex- Cubatão)	SP
9) Araucária	PR
10) Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	RS
11) Celso Furtado (Ex-Termobahia)	BA
12) Rômulo Almeida (Ex-Fafen)	BA
13) Termoceará	CE
14) Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	RN
15) Camaçari	BA

Tabela 5.1: Termelétricas utilizadas no estudo de caso.
Fonte: MME(2011).

5.2 AS TERMELÉTRICAS E SUAS CARACTERÍSTICAS

Os dados das termelétricas e dos gasodutos foram obtidos em MME (2011). A tabela 5.2 mostra as características de operação das 15 termelétricas, assim como o consumo de gás natural e a capacidade de geração total de cada uma das termelétricas, identificando as suas respectivas constantes estabelecidas na formulação matemática.

Usina Termelétrica	UF	Ciclo de Operação	Constante	Constante	Custo Operacional (R\$/MWh)
			C(n)	P(n)	
			Consumo de gás natural (m ³ /MWh)	Preço do gás natural (R\$/m ³)	
1	MG	Ciclo combinado	182,5	0,3844	70,153
2	RJ	Ciclo simples	244,1	0,3844	93,832
3	SP	Ciclo combinado	209,1	0,3844	80,378
4	RJ	Ciclo combinado	203,7	0,3844	78,302
5	MG	Ciclo simples	249,1	0,3844	95,754
6	MS	Ciclo simples	310,8	0,1127	35,027
7	RJ	Ciclo simples	244,1	0,3844	93,832
8	SP	Ciclo combinado	220,0	0,3844	84,568
9	PR	Ciclo combinado	190,4	0,1110	21,134
10	RS	Ciclo simples	273,3	0,1110	30,336
11	BA	Ciclo simples	308,3	0,6768	208,657
12	BA	Ciclo simples	260,0	0,6768	175,968
13	CE	Ciclo simples	273,3	0,6768	184,969
14	RN	Ciclo simples	267,9	0,6768	181,314
15	BA	Ciclo simples	323,7	0,6768	219,080

Tabela 5.2: Características das termelétricas utilizadas no estudo de caso.
Fonte: MME (2011).

A tabela 5.3 mostra dados dos gasodutos e suas capacidades de vazão horária, conforme MME (2011). O atendimento dos gasodutos às termelétricas mostrado na tabela 5.3 se deu de uma forma intuitiva, por meio de associação da localidade da termelétrica e os gasodutos mais próximos capazes de atendê-la, não representando, portanto, necessariamente o cenário fidedigno existente no Brasil.

Gasoduto	Capacidade horária (10 ³ m ³)	Usina Termelétrica
A) Gasbel: Reduc (RJ) a Regap (MG)	150,000	1
B) Gasvol: Reduc (RJ) a Volta Redonda (RJ)	212,500	2
C) Gasan: Cubatão (SP) a Capuava (SP)	54,166	3 e 8
D) Gaspal: Volta Redonda (RJ) a Mauá (SP)	83,330	3 e 8
E) Gasduc III: Macaé (RJ) a Duque de Caxias (RJ)	1666,660	4 e 7
F) Gasbel: Reduc (RJ) a Regap (MG)	150,000	5
G) Gasbol: Corumbás (SP) a Campinas (SP)	1250,000	6
H) Gasbol: Campinas (SP) a Araucária (PR)	250,000	9
I) Gasbol: Siderópolis (SC) a Porto Alegre (RS)	75,000	10
J) Gasene: Cacimbas a Catu (BA)	833,330	11
K) Santiago (BA) a Camaçari (BA)	83,330	12 e 15
L) Gasfor I (RN) a Pecém (CE)	83,330	13
M) Açú (RN) a Serra do Mel (RN)	96,660	14

Tabela 5.3: Características dos gasodutos utilizados no estudo de caso.
Fonte: MME (2011).

Na tabela 5.4 se encontram características como tempo mínimo ligada, desligada, rampa de subida e de descida. Esses dados foram arbitrados, considerando-se os ciclos de operação de cada uma das termelétricas a gás natural.

	Constante T_LIG(n)	Constante T_DESL(n)	Constante S(n)	Constante D(n)	Constante C_MIN(n)	Constante C_MAX(n)
Usina	Tempo mínimo ligada (horas)	Tempo mínimo desligada (horas)	Rampa de subida (MWh)	Rampa de descida (MWh)	Capacidade mínima de geração (MWh)	Capacidade de geração total (MWh)
1	3	2	76	114	76	228
2	1	1	379	379	45	379
3	4	3	141	188	90	564
4	4	4	176	264	176	1056
5	1	1	87	87	43	87
6	1	1	253	253	60	253
7	1	1	923	923	45	923
8	2	2	84	126	84	252
9	3	3	120	160	90	480
10	1	1	161	161	60	161
11	1	1	186	186	65	186
12	1	1	138	138	60	138
13	1	1	242	242	45	242
14	1	1	368	368	60	368
15	1	1	347	347	60	347

Tabela 5.4: Características operacionais das termelétricas do estudo de caso.

A escolha dos dados estabelecidos na tabela 5.4 se deu da seguinte forma:

- usinas termelétricas com ciclo combinado demandam de maior tempo de permanência ligado, quando despachadas, e desligado, quando não despachadas, em comparação às termelétricas com ciclo simples. Essas características são dadas dessa forma, uma vez que termelétricas com ciclo combinado utilizam equipamentos

dependentes de maior quantidade de calor para uma devida operação. Dessa maneira, esses equipamentos são caracterizados por regime de operação que não deve ser dado de modo a sofrer constantes ligamentos e desligamentos.

- os valores para rampa de subida e de descida, são estabelecidos de maneira a mostrar que termelétricas com ciclo simples possuem maior flexibilidade de operação em comparação às termelétricas com ciclo combinado. Essa flexibilidade mostra que as termelétricas com ciclo simples são capazes de gerar toda a sua capacidade em intervalos horários, diferentemente de termelétricas com ciclo combinado.

A tabela 5.5 mostra a função custo de acionamento de cada uma das usinas termelétricas presentes no estudo de caso. Essa função é abordada detalhadamente na seção 4.10.

Usina Termelétrica	Função Custo de Acionamento	Usina Termelétrica	Função Custo de Acionamento
1	$2000 + 400(1 - e^{-\frac{t_{off}}{5}})$	9	$2600 + 300(1 - e^{-\frac{t_{off}}{5}})$
2	$1000 + 400(1 - e^{-\frac{t_{off}}{5}})$	10	$1000 + 200(1 - e^{-\frac{t_{off}}{5}})$
3	$3000 + 100(1 - e^{-\frac{t_{off}}{5}})$	11	$1000 + 300(1 - e^{-\frac{t_{off}}{5}})$
4	$3000 + 500(1 - e^{-\frac{t_{off}}{5}})$	12	$1000 + 100(1 - e^{-\frac{t_{off}}{5}})$
5	$300 + 100(1 - e^{-\frac{t_{off}}{5}})$	13	$1000 + 400(1 - e^{-\frac{t_{off}}{5}})$
6	$1000 + 200(1 - e^{-\frac{t_{off}}{5}})$	14	$1000 + 550(1 - e^{-\frac{t_{off}}{5}})$
7	$2000 + 500(1 - e^{-\frac{t_{off}}{5}})$	15	$1000 + 475(1 - e^{-\frac{t_{off}}{5}})$
8	$1300 + 50(1 - e^{-\frac{t_{off}}{5}})$		

Tabela 5.5: Função Custo de Acionamento de cada Usina Termelétrica.

Os custos de acionamento das termelétricas foram gerados por meio de linearização da função custo de acionamento de cada uma das termelétricas em intervalos de 10 horas. A tabela 5.6 mostra os valores linearizados das funções custo de acionamentos de cada uma das termelétricas.

Custo de Acionamento das Termelétricas Numeradas de 1 a 15 (R\$)								
Tempo desligada	1	2	3	4	5	6	7	8
1ª hora	2073	1073	3019	3091	318	1037	2091	1310
2ª hora	2132	1132	3033	3165	332	1066	2165	1317
3ª hora	2181	1181	3046	3226	345	1091	2226	1323
4ª hora	2221	1221	3056	3276	355	1111	2276	1328
5ª hora	2253	1253	3064	3317	363	1127	2317	1332
6ª hora	2280	1280	3070	3350	369	1140	2350	1335
7ª hora	2302	1302	3076	3377	35	1151	2377	1338
8ª hora	2320	1320	3080	3400	379	1160	2400	1340
9ª hora	2334	1334	3084	3418	383	1167	2418	1342
10ª hora	2346	1346	3087	3433	386	1173	2433	1344
Tempo desligada	9	10	11	12	13	14	15	
1ª hora	2655	1037	1055	1019	1073	1100	1087	
2ª hora	2699	1066	1099	1033	1132	1182	1157	
3ª hora	2736	1091	1136	1046	1181	1249	1215	
4ª hora	2766	1111	1166	1056	1221	1303	1262	
5ª hora	2790	1127	1190	1064	1253	1348	1301	
6ª hora	2810	1140	1210	1070	1280	1385	1332	
7ª hora	2826	1151	1226	1076	1302	1415	1358	
8ª hora	2840	1160	1240	1080	1320	1439	1380	
9ª hora	2851	1167	1251	1084	1334	1460	1397	
10ª hora	2860	1173	1260	1087	1346	1476	1411	

Tabela 5.6: Valores da Função Custo de Acionamento linearizada em intervalos.

Conforme abordado na seção 4.10, o custo de acionamento está diretamente relacionado ao aquecimento necessário para que os equipamentos da termelétrica sejam capazes de operar adequadamente.

A escolha dos dados estabelecidos nas tabelas 5.5 e 5.6 considera os seguintes fatores:

- as termelétricas com ciclo combinado possuem maior custo de acionamento comparado com as de ciclo simples, uma vez que aquelas utilizam equipamentos que demandam maior quantidade de calor para serem ativados e;

- quanto maior a capacidade de geração total de uma termelétrica, maior deve ser a quantidade de calor despendida para o acionamento dos equipamentos, implicando maiores custos;

Além disso, é importante destacar que os valores estipulados para a função custo de acionamento são acadêmicos.

6 RESULTADOS COMPUTACIONAIS

Esse capítulo tem como objetivo mostrar os resultados das 16 instâncias geradas para o estudo de caso descrito no capítulo 5.

Cada uma das instâncias é caracterizada pelo uso de diferentes demandas elétricas. Os valores de demandas elétricas são atribuídos a situações hipotéticas de seca, classificadas como período inicial de seca e período de seca existente a determinado tempo. Considera-se como período inicial de seca aquele em que a demanda elétrica das primeiras 5 horas é menor que 2GWh.

Vale mencionar que a capacidade do parque termelétrico em questão é de 5664 MWh, conforme tabela 5.4 do capítulo 5. Todavia, devido à limitação de vazão dos gasodutos, identificados na tabela 5.3, a disponibilidade do parque termelétrico é de 5264MWh, ou seja, 93% da capacidade instalada.

Nas instâncias estudadas foram utilizadas em sua grande parte demandas elétricas com no máximo 82% da capacidade do parque termelétrico. Os valores utilizados foram obtidos com base em valores de demanda elétrica de 2010, disponíveis em ONS (2011). É importante destacar que os resultados obtidos mostram que as termelétricas atingem as demandas elétricas horárias, sendo, portanto, a variável de folga déficit(h) igual a zero, descrita na seção 4.1.

Como método de solução das instâncias fez-se uso do *Branch-and-Bound*, utilizando-se linguagem de programação Mosel/Xpress-MP®, por meio de um computador Intel Core Duo, 2.66 GHz e 8 GB de RAM, com sistema operacional Windows Server 2003.

6.1 Planejamento de 24 horas

Referente ao planejamento de 24 horas foram utilizadas 8 instâncias. As instâncias 1 a 5 são aplicáveis a uma situação de seca inicial, apresentando, nos primeiros instantes, demanda elétrica na ordem de centenas de MWh. As instâncias 6 a 8 são caracterizadas por demanda elétrica inicial na ordem de milhares de MWh, sendo aplicáveis a período de seca atuante no país a certo tempo.

Para esse planejamento o modelo matemático é composto por 6420 restrições e 1440 variáveis.

6.1.1 Instância 1

Essa instância apresenta na 1ª hora uma curva de demanda elétrica de 114MWh, aumentando-se com o decorrer das horas até atingir na 24ª hora o valor de 4672MWh, conforme figura 6.1.

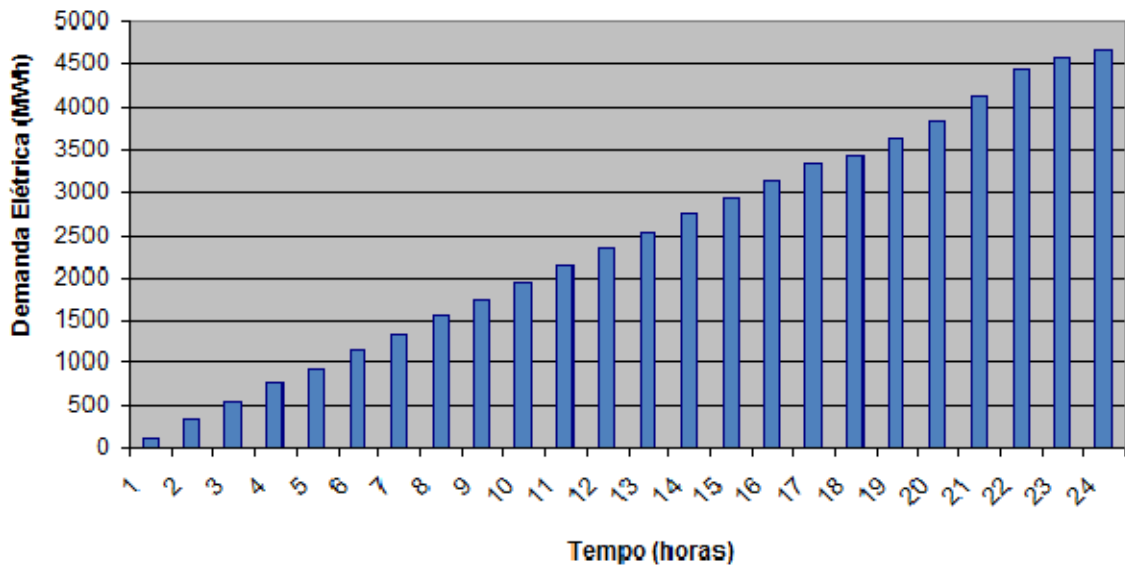


Figura 6.1: Demanda elétrica da instância 1 do planejamento de 24 horas.

Os valores no gráfico da figura 6.1 encontram-se descritos detalhadamente na seção A.1. A figura 6.2 mostra a evolução do *gap* de otimalidade ao longo do tempo, identificando em cada instante a solução viável obtida.

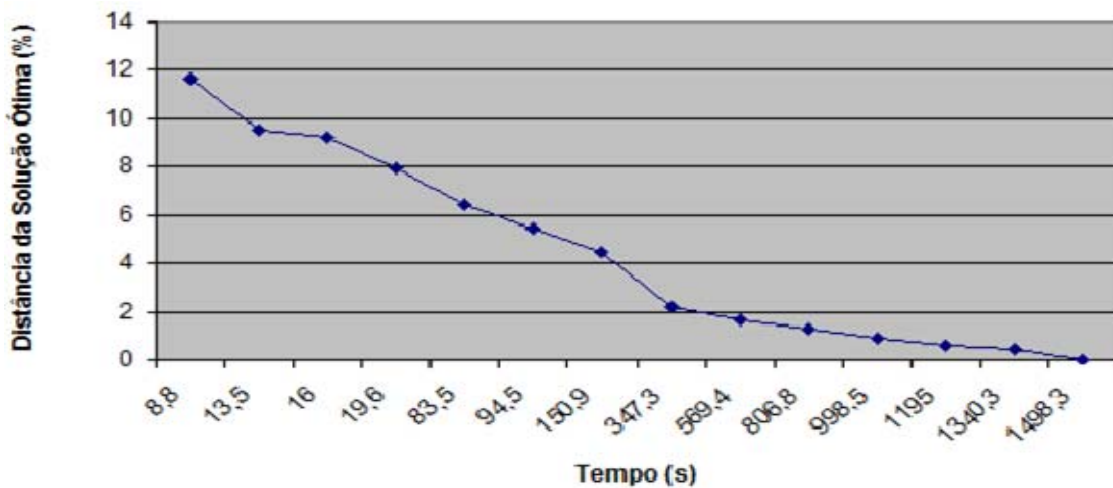


Figura 6.2: Distância percentual da solução ótima.

Por meio da figura 6.2 pode ser observado que se atinge a solução ótima em 1498,3s, ou seja, 24 minutos e 58s. No entanto, notam-se soluções viáveis distantes

2,16%, 1,28% e 0,6% da solução ótima. Elas são obtidas, respectivamente, em 347,3s, (5 min. e 47s), 806,8s (13 min. e 27s) e 1195s (19 min. e 55s).

O relatório com o resultado da solução ótima da programação das usinas termelétricas se encontra na seção A.17. Constatou-se que as termelétricas não despachadas são a 1, 5, 8, 11 e 12.

A termelétrica 1 não é despachada na 1ª hora, pois sua capacidade mínima de operação adicionada à capacidade mínima de operação de outra termelétrica ultrapassa a demanda. Nas horas seguintes, a termelétrica 1 permanece desligada, devido a seu custo de acionamento aliado a sua capacidade mínima e máxima de operação, vide tabelas 5.4 e 5.6. Conforme tabelas 5.2 e 5.6, as termelétricas 3, 4, 7 e 9 apresentam maiores custos operacional e de acionamento que a termelétrica 1, e são despachadas, no entanto. A justificativa se dá pelo fato dessas termelétricas apresentarem as maiores capacidades de operação em MWh do parque termelétrico. Dessa forma, minimizam-se custos de acionamentos de outras termelétricas, atendendo-se, portanto, a demanda elétrica.

As termelétricas 5, 8, 11 e 12 não geram energia devido ao fato de possuir capacidade máxima de geração insuficiente para o atendimento da demanda, de forma a minimizar custo de acionamento de outras termelétricas.

A termelétrica 8 possui capacidade máxima de operação limitada, devido ao compartilhamento de gasoduto com a termelétrica 3. As termelétricas 3 e 8 somadas provêm valor máximo de 652 MWh. Uma vez maximizada a geração da termelétrica 3, a termelétrica 8 tem a sua capacidade de geração limitada a 88 MWh.

A termelétrica 5 não é despachada, apesar de possuir menor custo operacional que as termelétricas 2 e 13. As termelétricas 2, 5 e 13 possuem capacidades máximas de operação de 379MWh, 87MWh e 242MWh, respectivamente. Caso as termelétrica 5 gerasse energia em substituição às termelétricas 2 ou 13, seria necessário o acionamento de outras termelétricas para o atendimento à demanda elétrica.

O despacho da termelétrica 11 é substituído pela geração da termelétrica 15, de forma a atender a demanda da 24ª hora, apesar de possuir maior custo operacional que a termelétrica 11, conforme tabela 5.2.

A termelétrica 12 não é despachada, devido a sua capacidade máxima de operação, sendo necessária a geração da termelétrica 14. Se a termelétrica 12 fosse despachada em substituição à termelétrica 14, ela seria capaz de atender à demanda até a 21ª hora. Após esse momento, a geração da termelétrica 14 implicaria maior custo de

acionamento e oneraria, portanto, o custo total de operação do sistema, comparado com a solução fornecida pelo modelo matemático.

6.1.2 Instância 2

Diferentemente da instância 1, que se caracteriza por uma demanda elétrica crescente, a instância 2 aborda uma demanda inicialmente crescente e depois decrescente, estabilizando-se na 23ª hora, conforme figura 6.3.

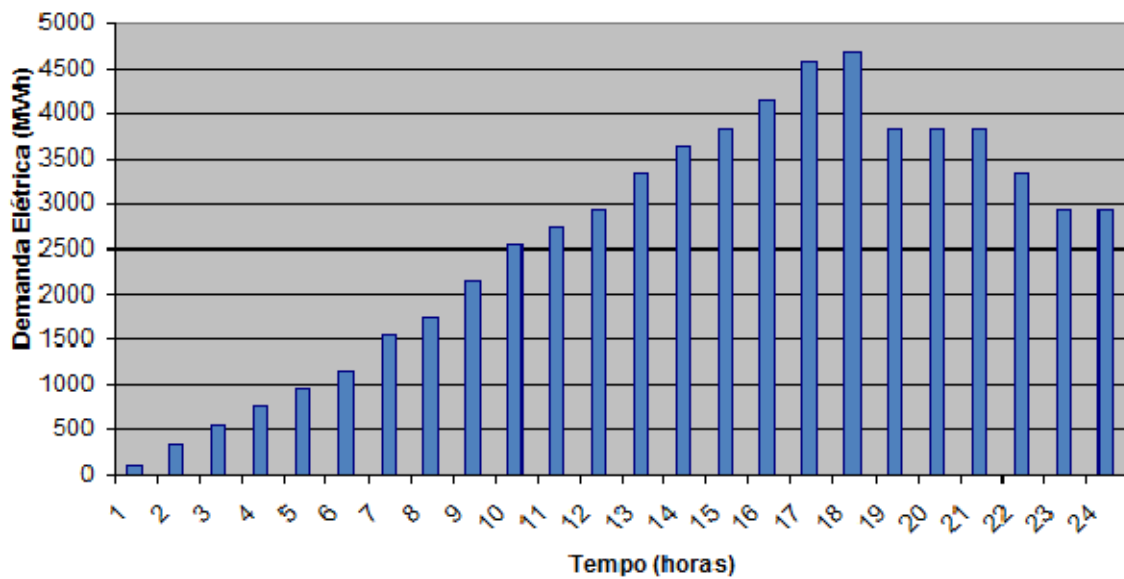


Figura 6.3: Demanda elétrica da instância 2 do planejamento de 24 horas.

A figura 6.3 mostra que essa instância é aplicada uma situação de um período de seca inicial, uma vez que inicialmente apresenta demanda elétrica de 114MWh. Atinge-se na 18ª hora o valor de 4672MWh, diminuindo até o valor de 2944MWh na 23ª hora.

Os valores estabelecidos no gráfico da figura 6.3 encontram-se descritos detalhadamente na seção A.2. A figura 6.4 mostra a evolução da distância percentual da solução ótima ao longo do tempo, identificando para cada instante o *gap* de otimalidade da solução viável obtida.

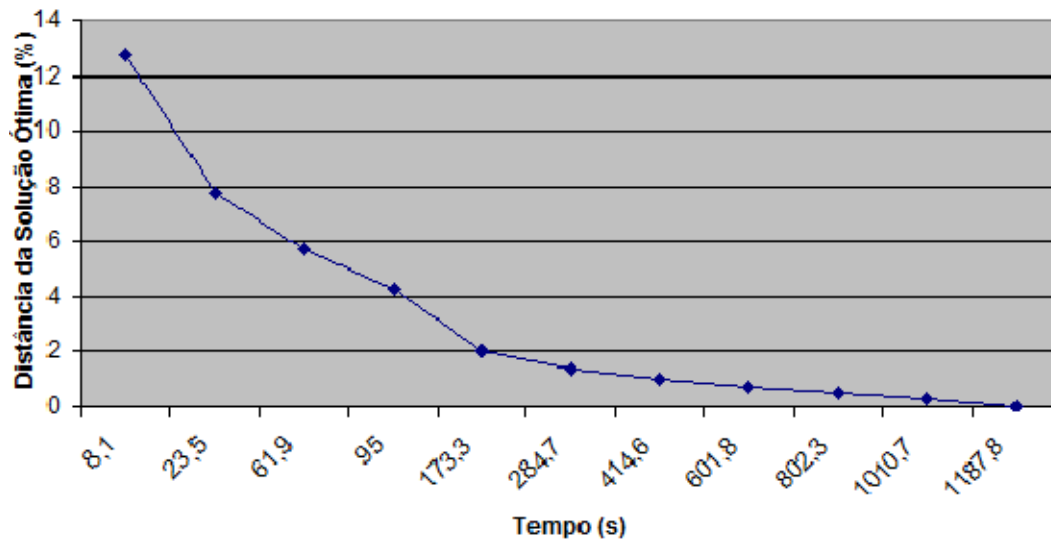


Figura 6.4: Distância percentual da solução ótima.

A figura 6.4 mostra soluções viáveis, como as distantes 2,03%, 1% e 0,51% da solução ótima. Elas são obtidas, respectivamente, em 173,3s (2 min. e 53s), 414,6s (6 min. e 55s) e 802,3s (13 min. e 22s). A solução ótima é dada em 1187,8s (19 min. e 48s).

O relatório com o resultado da solução ótima da programação das usinas termelétricas se encontra na seção A.18. Constata-se pelo relatório que na instância 2 há a busca da maximização no despacho da termelétricas 3, 4, 6, 7, 9 e 10. Comparando-se com a instância 1, percebe-se a alteração da geração das termelétricas 2, 13, 14 e 15 e como forma de atendimento à demanda elétrica. Essa escolha ocorre pelo fato de possuírem, dentre as termelétricas despachadas, o maior custo operacional, conforme dados da tabela 5.2.

6.1.3 Instância 3

Diferentemente das instâncias 1 e 2, a instância 3 aborda uma demanda elétrica crescente até a 12ª hora, decrescente da 13ª a 17ª hora e crescente da 18ª hora a 22ª hora, permanecendo constante nos instantes subsequentes, conforme figura 6.5

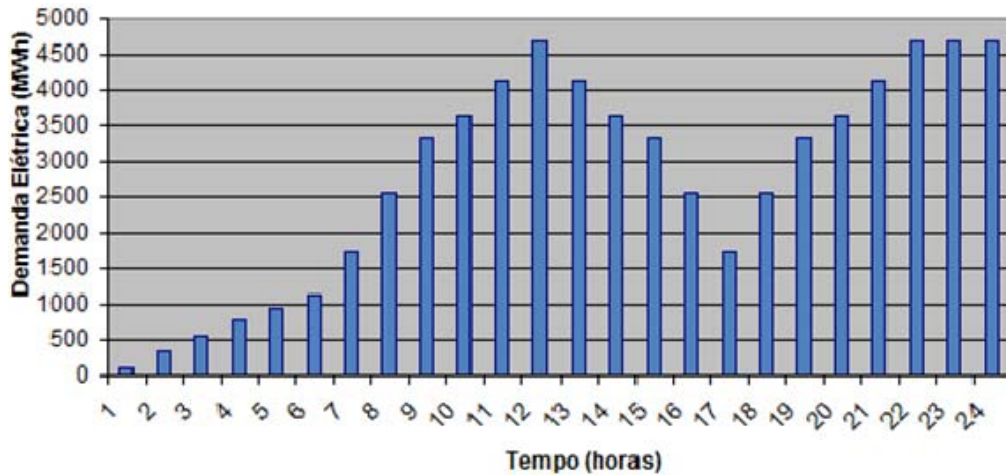


Figura 6.5: Demanda elétrica da instância 3 do planejamento de 24 horas.

A figura 6.5 mostra que essa instância é caracterizada por uma demanda elétrica inicial de 114MWh, aumentando-se até o valor de 4672MWh na 12ª hora. Após esse instante, a demanda elétrica sofre uma diminuição, atingindo o valor de 1744MWh na 17ª hora, e em seguida há aumento até estabilizar em 4672MWh na 22ª hora da demanda

Os valores do gráfico da figura 6.5 encontram-se descritos detalhadamente na seção A.3. A figura 6.6 mostra a evolução do *gap* de otimalidade das soluções viáveis obtidas ao longo do tempo.

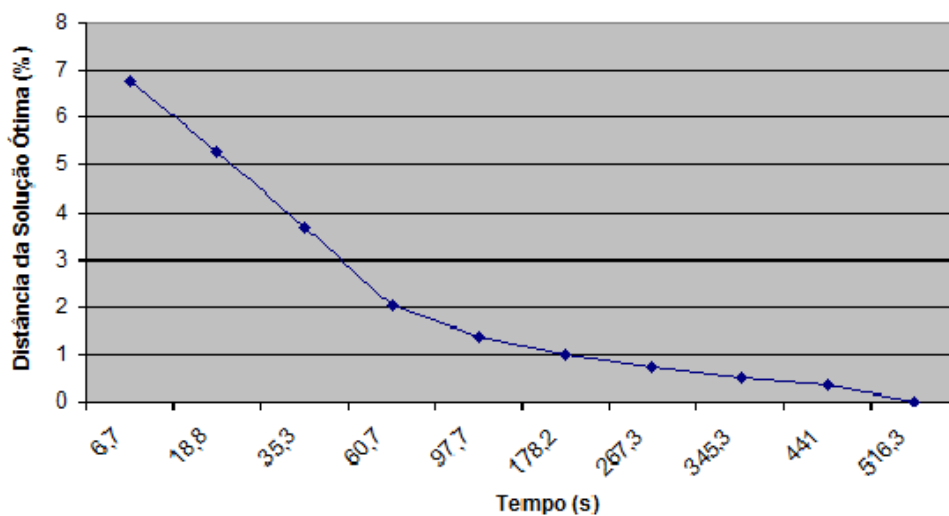


Figura 6.6: Distância percentual da solução ótima.

A figura 6.6 mostra em cada instante o *gap* de otimalidade da solução viável obtida. Destacam-se soluções distantes 2,03% e 1% da solução ótima, respectivamente, em 60,7s e 178,2s (2 min. e 58s). A solução ótima dessa instância é obtida em 516,3s (8 min. e 36s).

O relatório com o resultado da solução ótima da programação das usinas termelétricas se encontra na seção A.19. A instância 2, comparativamente à instância 1, realiza a alteração na geração das termelétricas 2, 13, 14 e 15. No entanto, na instância 3 modifica-se o despacho das termelétricas 2, 3, 4, 6, 7, 13, 14 e 15 para o devido atendimento às demandas decrescentes e crescentes, respectivamente da 13ª a 17ª hora e da 18ª a 22ª hora. Em relação às instâncias 1 e 2, a geração das termelétrica 9 e 10 permanece inalterada. Conforme tabela 5.2, dentre as termelétricas despachadas, essas termelétricas possuem menor custo operacional.

6.1.4 Instância 4

Enquanto a instância 3 apresenta demanda elétrica crescente a partir da 19ª hora, a instância 4 consiste de demanda decrescente a partir desse instante, conforme figura 6.7.

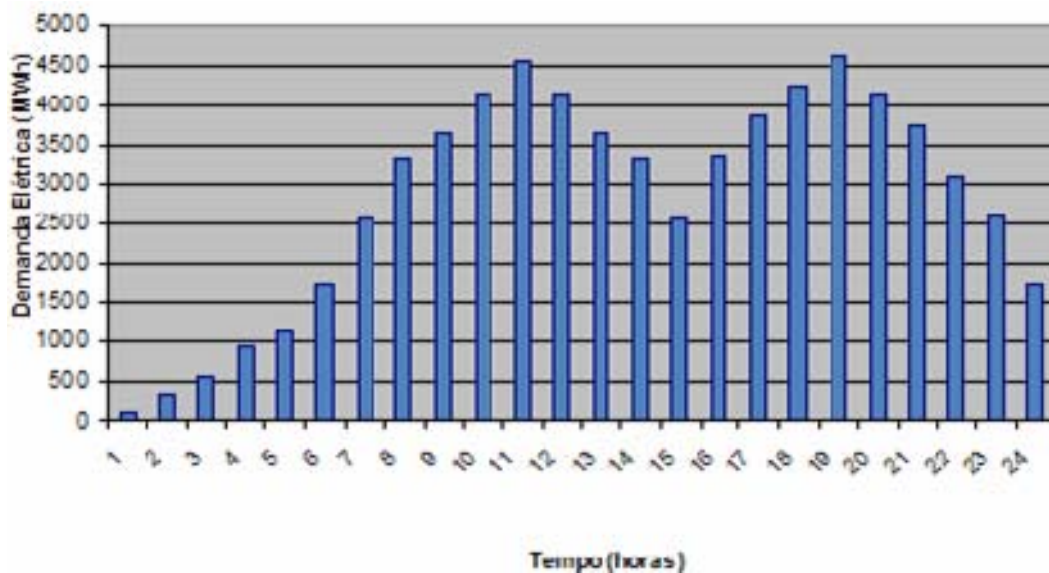


Figura 6.7: Demanda elétrica da instância 4 do planejamento de 24 horas.

A figura 6.7 mostra que a demanda elétrica crescente nas primeiras 11 horas, chega ao valor máximo de 4572MWh. A demanda decrescente da 12ª a 15ª hora atinge o valor mínimo de 2544MWh. A demanda é crescente até 4632MWh na 19ª hora. Nas

horas subsequentes a demanda é decrescente, chegando-se ao valor mínimo de 1744MWh na 24ª hora.

Os valores estabelecidos no gráfico da figura 6.7 encontram-se descritos detalhadamente na seção A.20. A figura 6.8 mostra, ao longo do tempo, a distância percentual das soluções viáveis obtidas em relação à solução ótima.

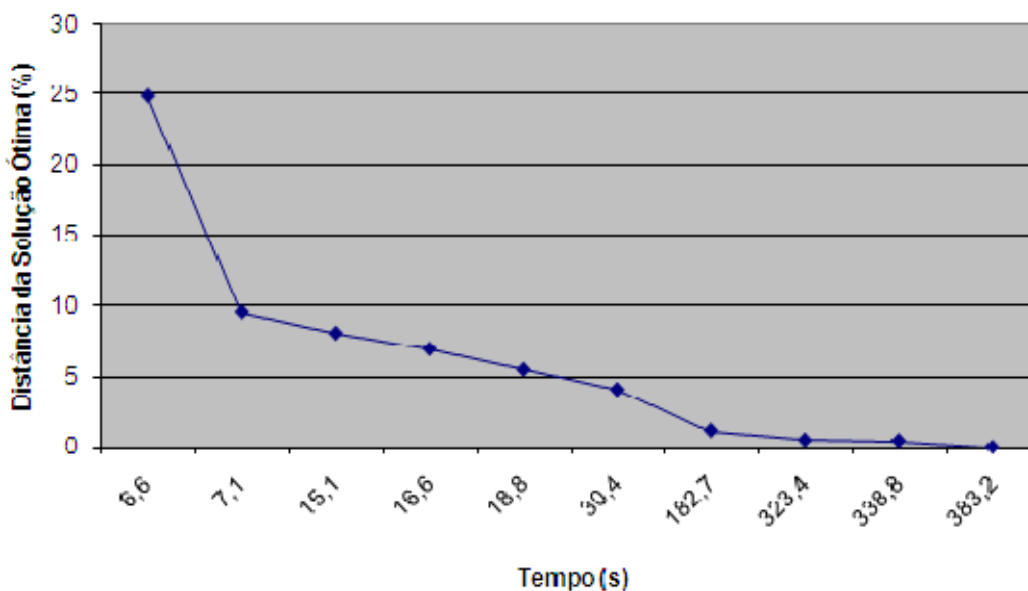


Figura 6.8: Distância percentual da solução ótima.

Destaca-se na figura 6.8 soluções viáveis distantes 1,18% e 0,51% da solução ótima. Essas soluções são obtidas, respectivamente, em 182,7s (3 min. e 2s) e 323,4s (5 min. e 23s). A solução ótima é dada em 383,2s (6 min. e 23s).

O relatório com o resultado da solução ótima da programação das usinas termelétricas se encontra na seção A.20. Comparada à instância 3, a instância 4 apresenta, a partir da 19ª hora, o desligamento das termelétricas 13, 14 e 15, uma vez que apresentam os maiores custos operacionais do parque, conforme tabela 5.2.

Na instância 4, as termelétricas 6, 9 e 10 apresentam geração maximizada a partir da 19ª hora, uma vez que são as detentoras de menor custo operacional, dentre as termelétricas despachadas, segundo tabela 5.2.

6.1.5 Instância 5

Assim como a instância 3, a instância 5 simula uma demanda elétrica do mesmo formato, conforme visualização das figuras 6.5 e 6.9. As diferenças entre essas instâncias são as seguintes:

- na instância 5 são utilizados valores maiores de demanda elétrica, no intervalo entre a 4ª e a 11ª hora;
- a instância 5 é caracterizada por demanda elétrica decrescente mais acentuada da 12ª a 18ª hora;
- nas horas subsequentes, a instância 5 apresenta valores menores de demanda elétrica;

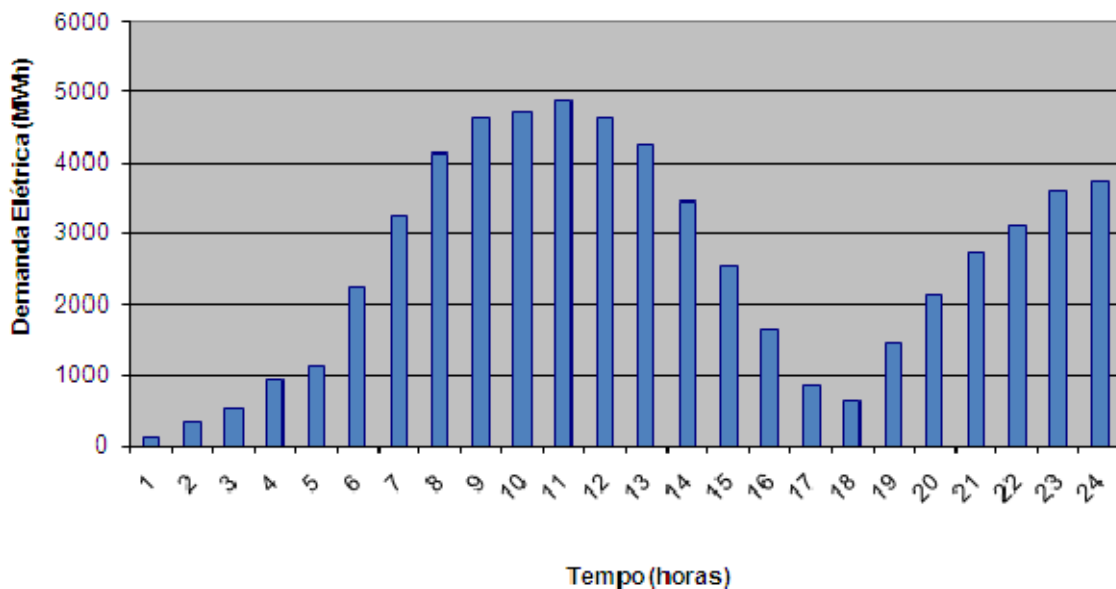


Figura 6.9: Demanda elétrica da instância 5 do planejamento de 24 horas.

Os valores estabelecidos no gráfico da figura 6.9 encontram-se descritos detalhadamente na seção A.5.

A figura 6.10 mostra a evolução da distância percentual das soluções viáveis em relação à solução ótima ao longo do tempo.

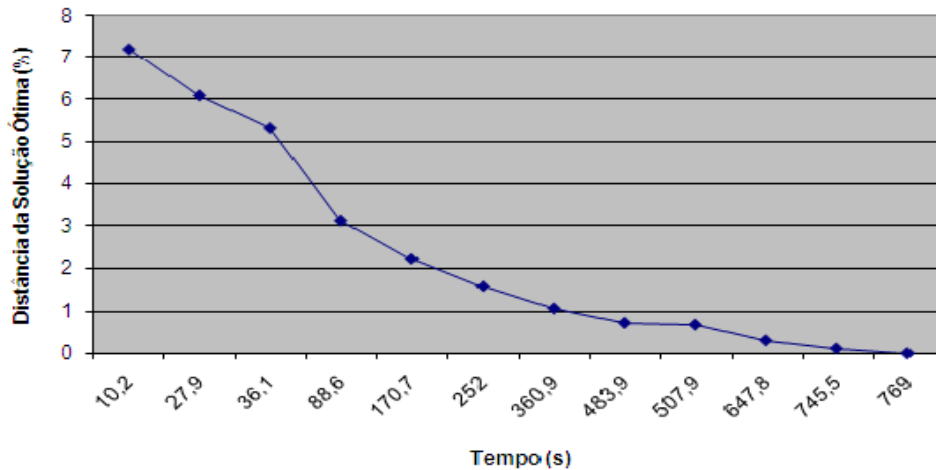


Figura 6.10: Distância percentual da solução ótima.

O gráfico da figura 6.10 mostra soluções viáveis distantes 2,23%, 1,06% e 0,67% da solução ótima. Essas soluções ocorrem, respectivamente, em 170,7s (2 min. e 50s), 360,9s (6 min.) e 507,9s (8 min. e 28s). Constata-se que a solução ótima é obtida em 769s (12 min. e 49s).

A seção A.21 mostra o relatório com o resultado da solução ótima da programação das usinas termelétricas. Diferentemente da instância 3, o resultado da instância 5 identifica a necessidade de despacho das termelétricas 5 e 11. Essa fato é justificado pela demanda elétrica mais acentuada entre a 4^a e a 11^a hora.

Para o atendimento à demanda elétrica decrescente da 12^a a 18^a hora tem-se a diminuição da geração das termelétricas 2, 7, 5, 11, 13, 14 e 15, possuidoras de maior custo operacional dentre as despachadas, segundo tabela 5.2.

Da 19^a a 24^a hora permanecem gerando as termelétricas 2, 3, 4, 6, 7, 9 e 10. Essas termelétricas tiveram sua geração aumentada, de forma a atender a demanda elétrica crescente nesse intervalo. A prioridade de aumento na geração é dada para as termelétricas com menor custo operacional, conforme tabela 5.2.

6.1.6 Instância 6

A diferença das instâncias 1, 2, 3, 4, 5 comparativamente a 6 consiste na demanda elétrica inicial. Enquanto nas demais instâncias a demanda inicial é da ordem de grandeza de centenas de MWh, na instância 6 a ordem de grandeza se dá em milhares de MWh, conforme figura 6.11.

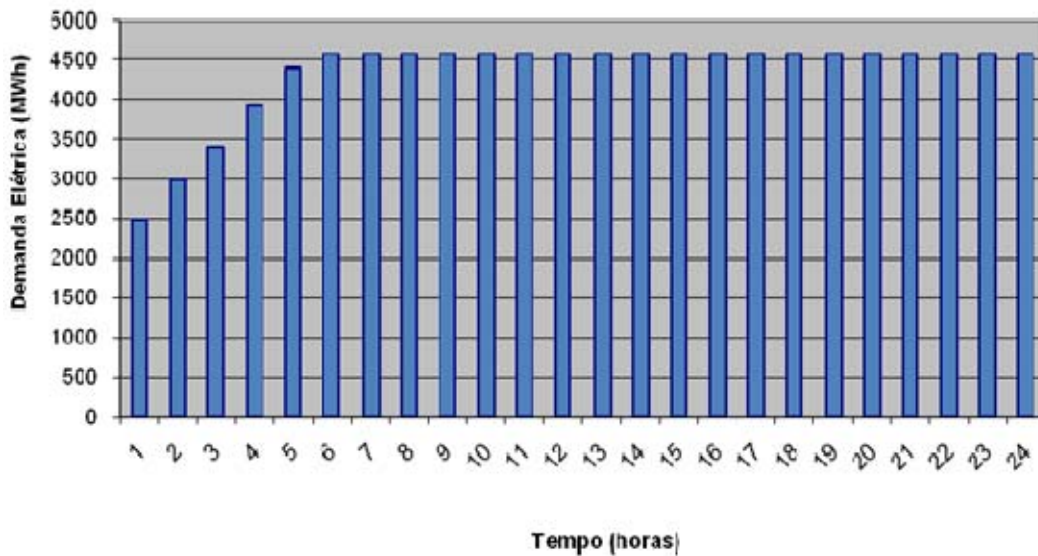


Figura 6.11: Demanda elétrica da instância 6 do planejamento de 24 horas.

A figura 6.11 mostra inicialmente uma demanda elétrica de 2500MWh, aumentando-se, conseqüentemente, ao longo do tempo até permanecer constante em 4572MWh.

Os valores estabelecidos no gráfico da figura 6.11 encontram-se descritos detalhadamente na seção A.6.

A figura 6.12 mostra a evolução da distância percentual da solução ótima ao longo do tempo. Essa figura revela o *gap* de otimalidade das soluções viáveis obtidas nos instantes descritos.

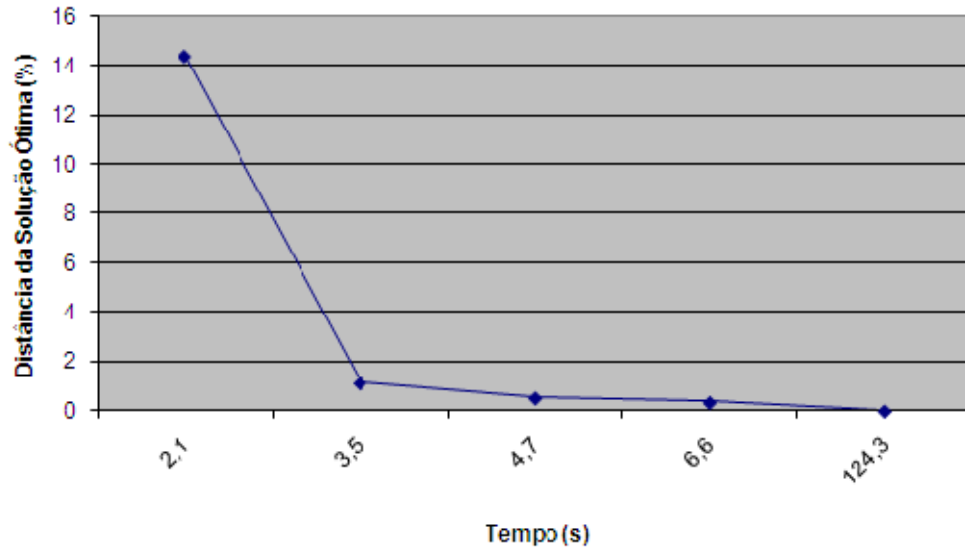


Figura 6.12: Distância percentual da solução ótima.

Conforme figura 6.12, a solução ótima é obtida em 124,3s, ou seja, 2 minutos, sendo que em 3,5s atinge-se solução viável a 1,13% da solução ótima.

O relatório contendo o resultado da solução ótima da programação das usinas termelétricas está na seção A.22. A análise dos resultados revela que, devido à demanda elétrica inicial, as termelétricas do parque são despachadas, com exceção das termelétricas 11, 12, 13 e 15.

As termelétricas 11, 13 e 15 não geram energia, já que são as detentoras dos maiores custos operacionais dentre as 15 termelétricas do parque.

Vale realçar que é despachada a termelétrica 14, apesar de possuir maior custo operacional (tabela 5.2) que a termelétrica 12. A termelétrica 12 não gera energia nesse caso, já que não possui capacidade de geração suficiente para o atendimento da demanda requerida a partir da 5ª hora, implicando, caso fosse despachada, maior custo de acionamento na utilização de outras termelétricas.

6.1.7 Instância 7

A diferença entre as instâncias 6 e 7 está no fato de que a demanda elétrica nesta é praticamente constante nas primeiras horas, ocorrendo na 6ª hora uma acentuada diminuição no requerimento de energia elétrica, sendo seguida de uma demanda crescente nos intervalos subsequentes, conforme figura 6.13.

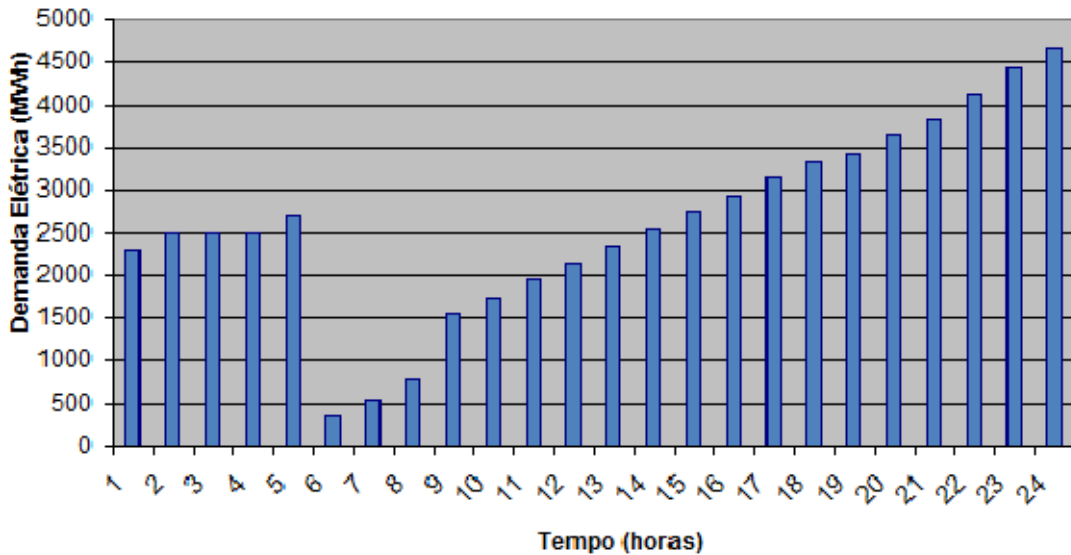


Figura 6.13: Demanda elétrica da instância 7 do planejamento de 24 horas.

Os valores do gráfico da figura 6.13 estão descritos na seção A.7. A figura 6.14 mostra a evolução da distância percentual da solução ótima ao longo do tempo, evidenciando o *gap* de otimalidade das soluções viáveis obtidas para cada instante.

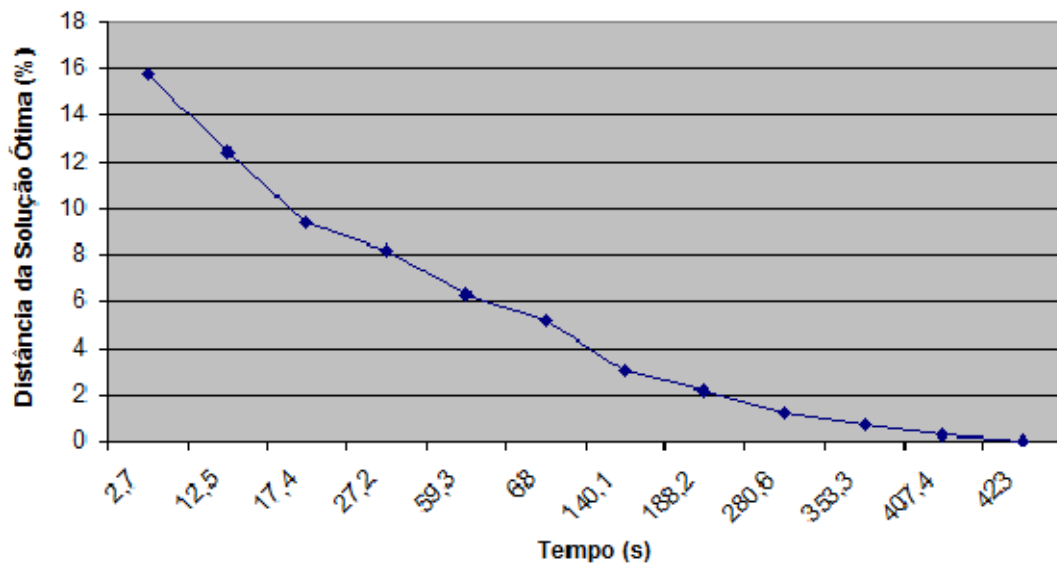


Figura 6.14: Distância percentual da solução ótima.

Dentre as soluções viáveis obtidas estão algumas distantes 2,15% e 0,69% da solução ótima, respectivamente em 188,2s (3 min. e 8s) e 353,3s (5 min. e 53s). A solução ótima é obtida em 423s (7 min. e 3s).

O relatório com o resultado da solução ótima da programação das usinas termelétricas se encontra na seção A.23. Os resultados mostram que as termelétricas não despachadas são as 5, 11 e 12.

Nesse caso, as termelétricas 5 e 11 não geram energia, uma vez que possuem capacidade de geração insuficiente para o atendimento da demanda, de forma a minimizar custo de acionamento de outras termelétricas.

A termelétrica 11 é substituída pela geração da termelétrica 15, apesar de possuir maior custo operacional, de forma a atender a demanda da 24ª hora.

A termelétrica 5 possui capacidade máxima de 87 MWh. Dessa forma, caso gerasse em substituição a uma das termelétricas 13, 14 ou 15, a termelétrica 5 não teria capacidade operacional para atendimento à demanda elétrica a partir da 23ª hora, onerando o custo de operação do sistema por meio do acionamento de outra termelétrica.

A termelétrica 12 não é despachada, uma vez que sua capacidade de operação não atende à demanda elétrica a partir da 22ª hora. Desse modo, caso a termelétrica 12 gerasse energia em substituição à termelétrica 14 ou 15, ela seria capaz de atender à demanda até a 21ª hora, sendo necessário após esse instante o acionamento das termelétricas 14 ou 15, implicando, assim, custo de acionamento e aumentando, portanto, o custo total de operação do sistema.

6.1.8 Instância 8

Diferentemente das instâncias 6 e 7, a instância 8 apresenta demanda elétrica crescente até a 8ª hora, seguida de uma demanda decrescente até a 13ª hora. Nas horas subsequentes é estabelecida uma demanda crescente, conforme figura 6.15.

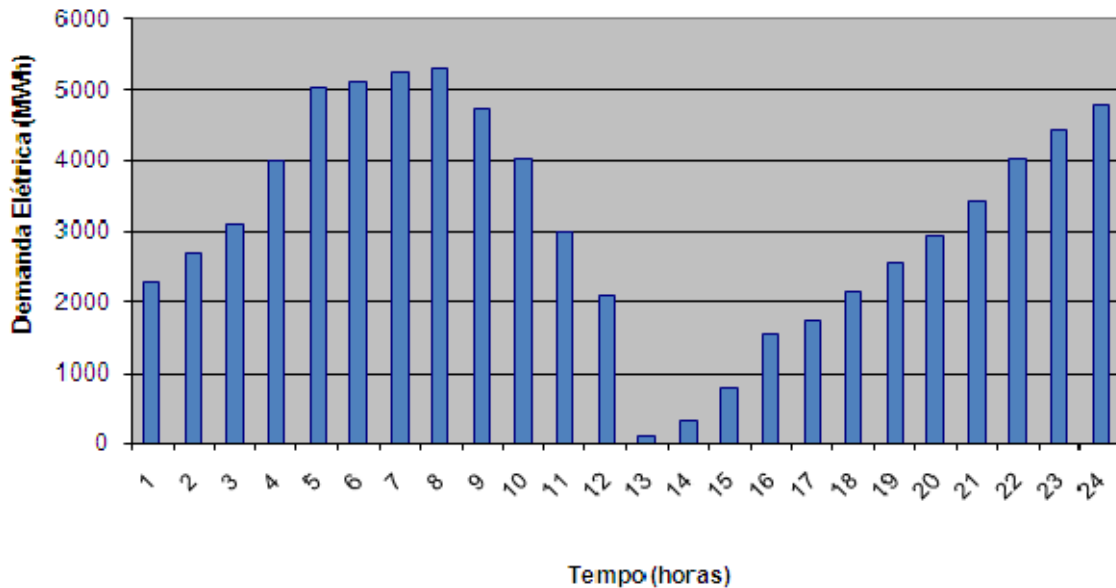


Figura 6.15: Demanda elétrica da instância 8 do planejamento de 24 horas.

Os valores estabelecidos no gráfico da figura 6.15 encontram-se descritos detalhadamente na seção A.8. A figura 6.16 mostra a distância percentual das soluções viáveis obtidas em relação à solução ótima ao longo do tempo.

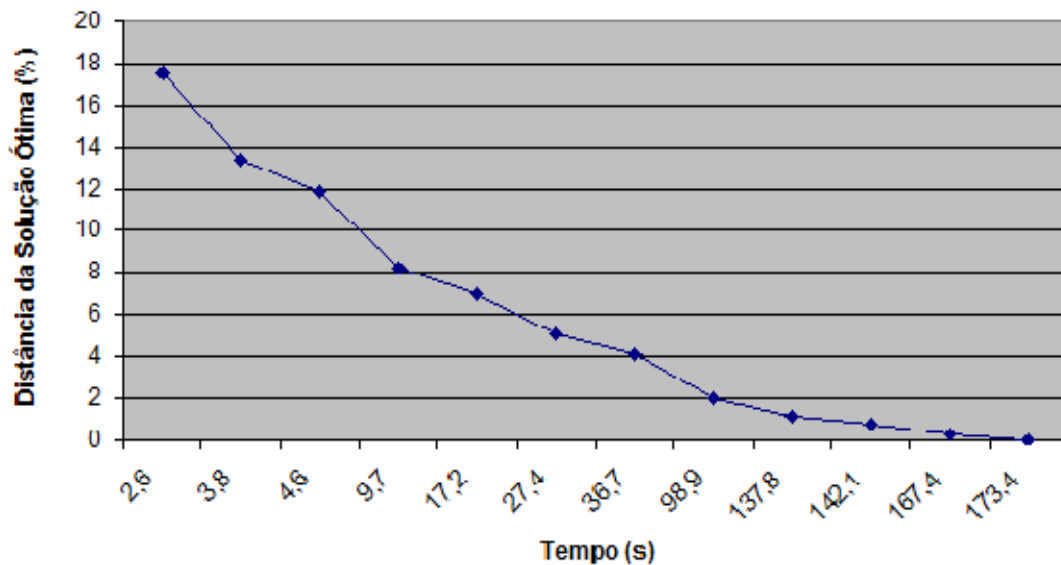


Figura 6.16: Distância percentual da solução ótima.

A figura 6.16 mostra diferentes soluções viáveis. Destacam-se as soluções distantes 4,08% e 1,15% da solução ótima, obtidas, respectivamente, em 36,7s e 137,8s (2 min. e 18s). A solução ótima ocorre em 173,4s (2 min. e 53s).

O relatório com a solução ótima da programação das usinas termelétricas se encontra na seção A.24. O resultado mostra que, devido à crescente demanda elétrica, nas oito primeiras horas há a geração das termelétricas existentes no parque. Nas demais horas há o desligamento das termelétricas 1, 5, 8, 11 e 12 de modo a atingir à demanda elétrica existente.

A termelétrica 1 é desligada na 13ª hora, uma vez que sua capacidade mínima de geração de 76MWh somada à capacidade mínima de geração de qualquer outra termelétrica pertencente ao parque ultrapassa nesse instante a demanda de 114MWh. A termelétrica 1 não é acionada nos instantes subsequentes, devido a seu custo de acionamento superior às demais unidades, segundo tabela 5.6, com exceção às termelétricas 3, 4 e 7.

Estas termelétricas são despachadas, apesar de possuírem maior custo de acionamento e operacional (tabela 5.2) que a termelétrica 1. Isso ocorre devido ao fato de possuírem as maiores capacidades de geração do parque termelétrico. Dessa forma, ao serem geradas, essas termelétricas atendem a demanda elétrica, evitando-se, conseqüentemente, a necessidade de custos de acionamentos de outras termelétricas.

A termelétrica 5 não gera energia a partir da 11ª hora, uma vez que a termelétrica 10 possui capacidade suficiente de atendimento à demanda elétrica a um menor custo operacional, conforme tabela 5.2. A termelétrica 11 é desligada na 9ª hora, uma vez que a termelétrica 13, detentora de menor custo operacional, conforme tabela 5.2, é capaz de atender à demanda elétrica nessa hora.

Semelhante à termelétrica 1, a termelétrica 8 é desligada na 13ª hora, devido a sua capacidade mínima de geração. Nas horas subsequentes, essa termelétrica não é acionada, já que a termelétrica 9 possui a capacidade de geração necessária para atender a demanda elétrica a um menor custo operacional, conforme tabela 5.2.

A termelétrica 12 é desligada na 10ª hora, devido à diminuição de demanda elétrica. Essa unidade de geração não é acionada nas horas posteriores, com o intuito de se minimizar o custo de acionamento.

6.2 Planejamento de 48 horas

O planejamento de 48 horas é caracterizado por 8 instâncias contendo diferentes demandas elétricas horárias. As instâncias 9 a 13 são aplicáveis a uma situação de seca inicial, apresentando, nas primeiras horas demanda elétrica na ordem de centenas de MWh. As instâncias 14 a 16 são caracterizadas por demanda elétrica inicial na ordem de milhares de MWh, sendo aplicáveis a período de seca atuante no país a determinado tempo.

Esse planejamento é caracterizado por modelo matemático composto por 14436 restrições e 2880 variáveis.

6.2.1 Instância 9

Essa instância é caracterizada por uma demanda elétrica crescente até a 23ª hora, permanecendo constante no valor de 4572MWh a partir desse instante, conforme figura 6.17.

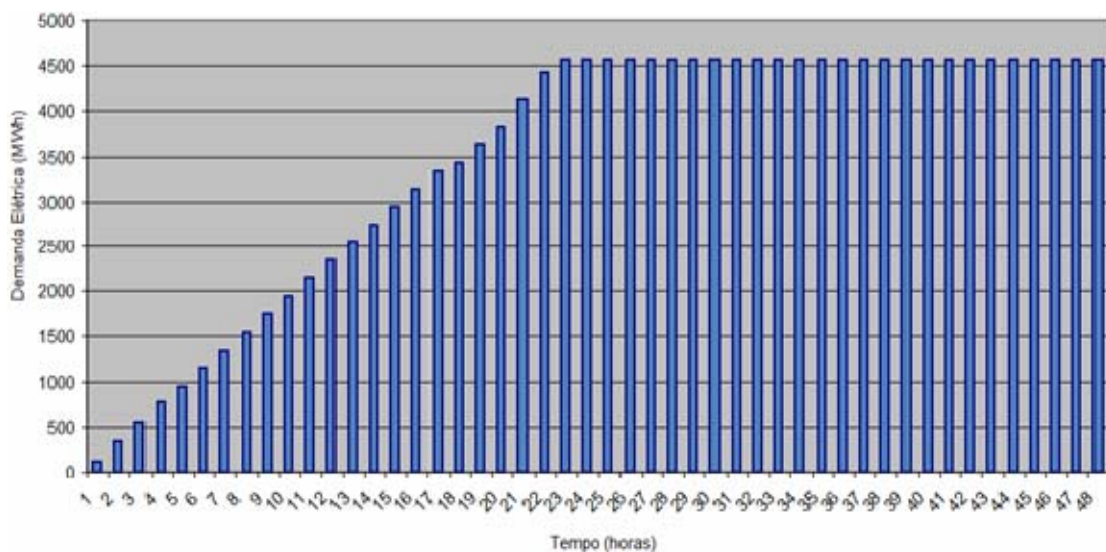


Figura 6.17: Demanda elétrica da instância 9.

Os valores estabelecidos na figura 6.17 encontram-se descritos detalhadamente na seção A.9.

A figura 6.18 mostra a distância percentual da solução ótima ao longo do tempo, identificando o *gap* de otimalidade para cada solução viável obtida.

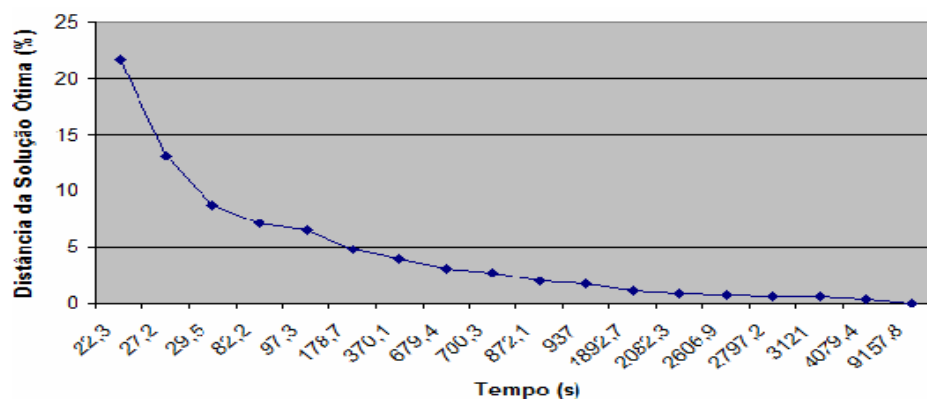


Figura 6.18: Distância percentual da solução ótima.

Da figura 6.18 destacam-se soluções distantes 3,9% e 1,04% da solução ótima, obtidas, respectivamente, em 370,1s (6 min. e 10s) e 1892,7s (31 min. e 33s). A solução ótima é dada em 9157,8s (2 hs. e 32 min. e 38s).

O relatório com o resultado da solução ótima se encontra na seção A.25. Devido à demanda elétrica inicial, o resultado mostra que as termelétricas não despachadas durante o planejamento de operação são as termelétricas 1, 8, 11 e 15.

Na 1ª hora a termelétrica 1 encontra-se desligada, devido a sua capacidade mínima de geração, e nos demais instantes ela permanece nesse estado, em decorrência de seu custo de acionamento.

A termelétrica 8 não é despachada, devido a sua limitada capacidade máxima de operação. As termelétricas 3 e 8 compartilham mesmo gasoduto, conforme dados da tabela 5.3. A capacidade desse gasoduto possibilita que a soma da geração dessas termelétricas atinja valor máximo de 652 MWh. Com o intuito de se atingir a demanda elétrica, maximiza-se a geração da termelétrica 3, uma vez que sua maior capacidade de geração comparada à termelétrica 8, minimizando-se, conseqüentemente, custos de acionamentos de outras termelétricas para o devido atendimento à demanda. Dessa forma, uma vez maximizada o despacho da termelétrica 3, a termelétrica 8 apresenta capacidade máxima de operação restrita a 88 MWh.

Apesar da termelétrica 5 possuir capacidade máxima de operação próxima à capacidade limitada de operação máxima da termelétrica 8, despacha-se na 5ª hora a termelétrica 5, uma vez que, dentre as termelétricas do parque, apresenta o menor custo de acionamento, conforme tabela 5.6.

As termelétricas 11 e 15 não são despachadas nesse caso, uma vez que apresentam os maiores custos operacionais dentre as usinas do parque termelétrico, conforme tabela 5.2.

6.2.2 Instância 10

A diferença entre as instâncias 9 e 10 consiste no planejamento da 25ª a 48ª hora. Na instância 9 a demanda elétrica é constante nesse intervalo. No entanto, na instância 10, da 25ª a 28ª hora a demanda é decrescente, passando a ser crescente da 29ª a 32ª hora e decrescente até a 48ª hora, conforme figura 6.19.

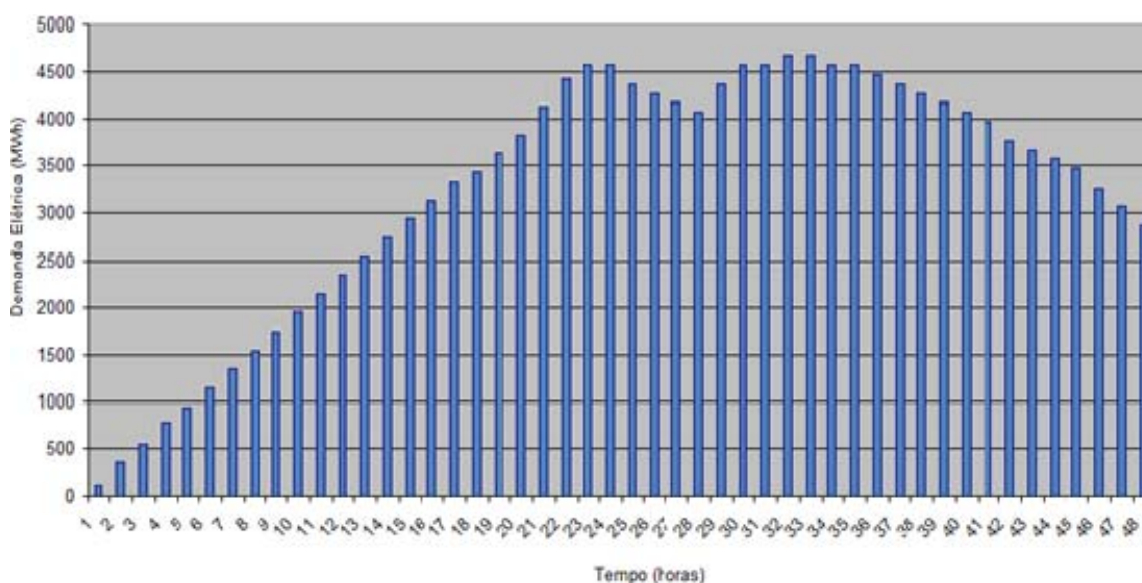


Figura 6.19: Demanda elétrica da instância 10.

Os valores estabelecidos no gráfico da figura 6.19 encontram-se descritos detalhadamente na seção A.10.

A figura 6.20 mostra a distância percentual da solução ótima ao longo do tempo, identificando o *gap* de otimalidade das soluções viáveis obtidas em seus respectivos tempos.

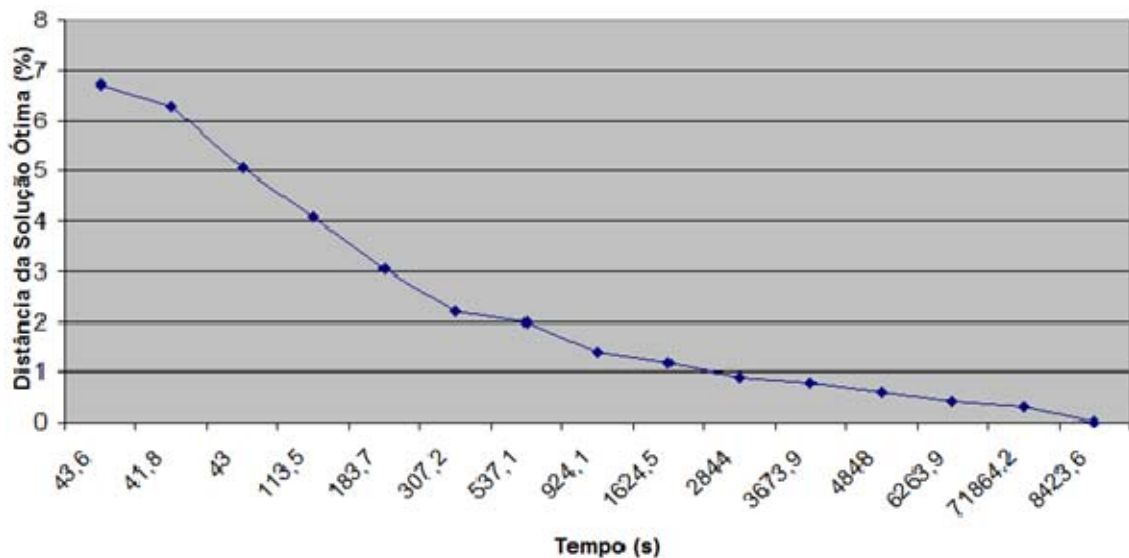


Figura 6.20: Distância percentual da solução ótima.

A figura 6.20 evidencia soluções distantes 3,04%, 1,98% e 0,9% da solução ótima. Essas soluções são obtidas, respectivamente, em 183,7s (6 min. e 4s), 537,1s (8 min. e 57s) e 2844s (47 min. e 24s). A solução ótima é obtida com 8423,6s (2hs. 20 min. e 24s).

Comparando-se os relatórios das instâncias 9 e 10, apresentados, respectivamente, nas seções A.25 e A.26, observa-se que, apesar de em ambos os casos as demandas elétricas serem iguais, nas primeiras 24 horas há diferenças nos resultados nesse intervalo. Esse fato se deve à modificação da instância 10 no que concerne à demanda elétrica da 25ª a 48ª hora.

A diferença entre os resultados das instâncias 9 e 10 consiste basicamente na geração das termelétricas 5, 12, 13 e 15.

Com o intuito de se atingir 4572 MWh na 23ª hora, o resultado da instância 10 mostra que a geração das termelétricas 5 e 12, evidenciadas na instância 9, é realocada para as termelétricas 13 e 15. Apesar de essas termelétricas possuírem maior custo operacional, conforme tabela 5.2, a realocação do despacho para essas unidades na instância 10 é necessário para se atingir a demanda elétrica de 4672MWh na 32ª hora. Caso o resultado do despacho nas primeiras 24 horas da instância 10 ocorresse igual ao da instância 9, ou seja, utilizando-se a geração das unidades 5 e 12, haveria a necessidade do acionamento de outra termelétrica para o devido atendimento à demanda na 32ª hora. Dessa forma, realocando-se a geração das termelétricas 5 e 12 para a 13 e a

15, evita-se custo de acionamento, possibilitando o atendimento à demanda elétrica na 32ª hora.

6.2.3 Instância 11

A diferença entre a instância 10 e 11 se dá pela modificação da demanda elétrica a partir da 29ª hora, conforme figura 6.21.

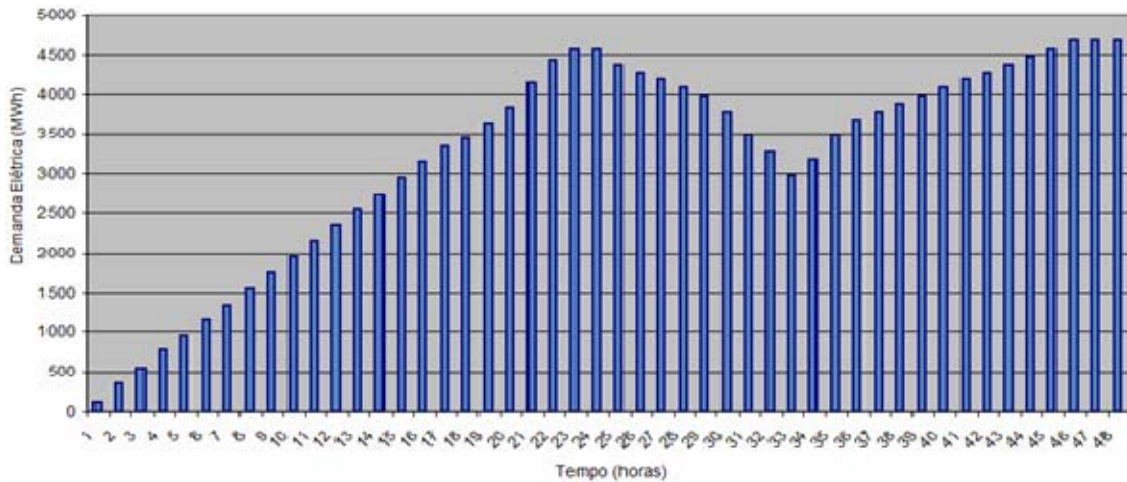


Figura 6.21: Demanda elétrica da instância 11.

Essa instância possui até a 28ª hora demanda elétrica igual à instância 10. Todavia, da 29ª até a 33ª hora a demanda é decrescente até 2972MWh. Da 34ª a 48ª hora a demanda elétrica é crescente, atingindo o valor máximo de 4672MWh.

Os valores do gráfico da figura 6.21 encontram-se detalhados na seção A.11. A figura 6.22 identifica a distância percentual das soluções viáveis em relação à solução ótima ao longo do tempo.

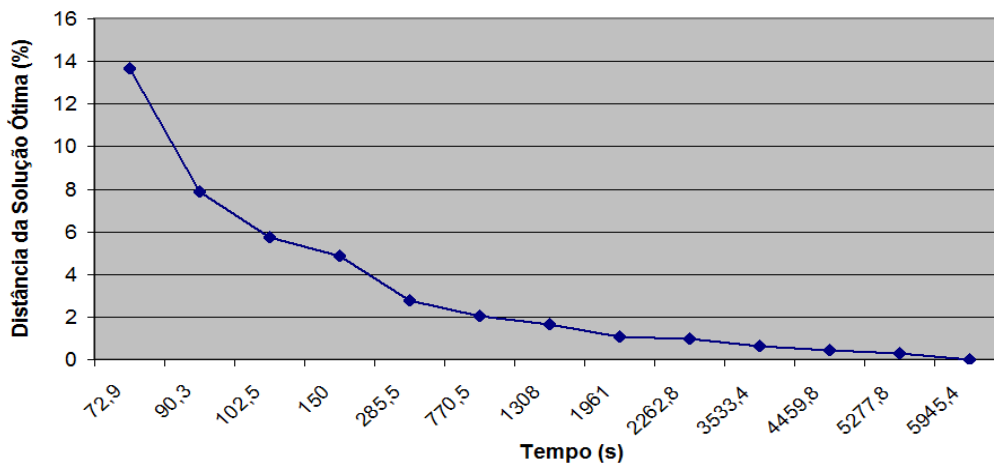


Figura 6.22: Distância percentual da solução ótima.

Destaca-se da figura 6.22 as soluções distantes 2,06% e 1,07% da solução ótima. Essas soluções ocorrem, respectivamente, em 770,5s (12 min. e 50s), e 1961s (32 min. e 41s). A solução ótima é obtida em 7084,4s (1 h. 58 min. e 4s).

O relatório com o resultado da solução ótima se encontra na seção A.27. Comparando-se o resultado da instância 9 e 10, nota-se que há diferença a partir da 29ª hora no despacho das termelétricas 2, 7, 13, 14 e 15. A modificação na geração das termelétricas 2, 7, 13, 14 e 15 se deve aos seguintes fatores:

- a partir da 29ª hora o modelo decide por maximizar a geração das termelétricas 3, 4, 6, 9 e 10, uma vez que apresentam menor custo operacional do que as termelétricas 2, 7, 13, 14 e 15, conforme tabela 5.2.

- maximizado o despacho das termelétricas 3, 4, 6, 9 e 10, diminui-se a geração das termelétricas 2 e 7. Além disso, realiza-se o atendimento à demanda elétrica por meio da menor operação possível das termelétricas 13, 14 e 15, uma vez que apresentam maior custo operacional do que as termelétricas 2 e 7. A partir da 40ª hora há um aumento no despacho das termelétrica 13, 14 e 15 para o atendimento à demanda elétrica, uma vez que as demais termelétricas despachadas encontram-se em sua capacidade máxima, conforme dados da tabela 5.4.

6.2.4 Instância 12

Essa instância difere das instâncias 9 a 11 em relação às demandas elétricas da 22ª a 48ª hora, conforme figura 6.23.

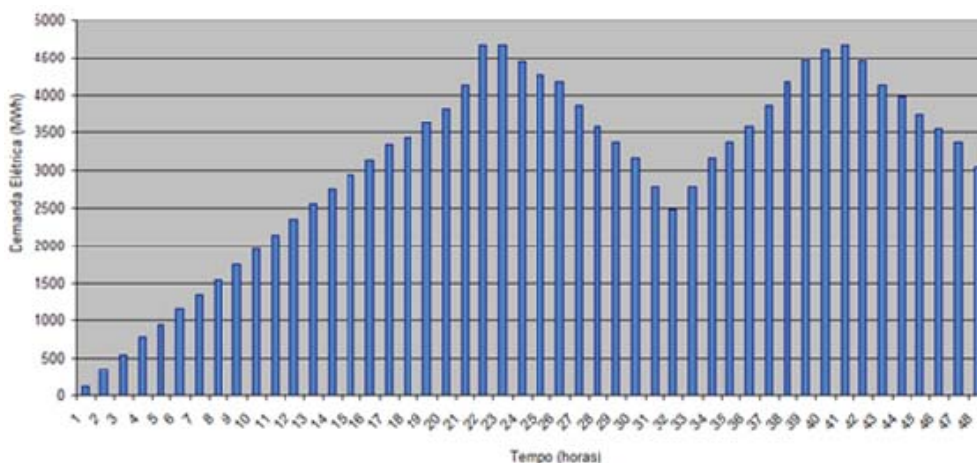


Figura 6.23: Demanda elétrica da instância 12.

Conforme mostra a figura 6.23, até a 22ª hora a demanda é crescente, atingindo valor máximo de 4672MWh. Da 23ª a 32ª hora, a demanda elétrica diminui, atingindo o valor mínimo de 2472MWh. Da 33ª a 41ª hora, a demanda elétrica é crescente com valor máximo de 4672MWh. Da 42ª a 48ª hora, a demanda passa a diminuir até o valor de 3044MWh.

Os valores do gráfico da figura 6.23 encontram-se descritos na seção A.12. A figura 6.24 mostra a distância percentual das soluções viáveis em relação à solução ótima ao longo do tempo.

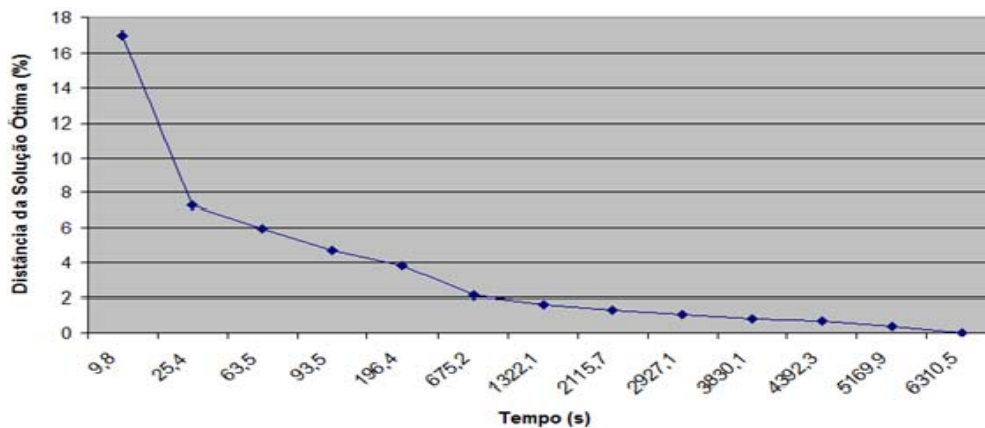


Figura 6.24: Distância percentual da solução ótima.

Conforme mostra a figura 6.24, foram obtidas soluções distantes 2,1% e 1,05% da solução ótima. Essas soluções são dadas, respectivamente, em 675,2s (12 min. e 22s) e 2927,1s (48 min. e 47s). A solução ótima ocorre em 6310,5s (1 h, 45 min. e 10s).

O relatório com o resultado da solução ótima se encontra na seção A.28. Assim como nas instâncias 9 a 11, a instância 12 apresenta maximização da geração das termelétricas 3, 4, 6, 9 e 10, decorrente de menor custo operacional em relação às outras termelétricas despachadas.

Diferentemente da instância 11, a instância 12 apresenta o desligamento das usinas 2, 14, 13 e 15 a partir da 47ª, 43ª e 45ª hora, respectivamente. Esses desligamentos são causados tanto pela demanda elétrica decrescente a partir da 42ª hora, quanto pelo fato dessas termelétricas apresentarem os maiores custos operacionais dentre as termelétricas despachadas, conforme tabela 5.2.

6.2.5 Instância 13

A demanda elétrica da instância 13 difere daquelas apresentadas pelas instâncias 9 a 12, devido aos valores requeridos a partir da 4ª hora, conforme figura 6.25.

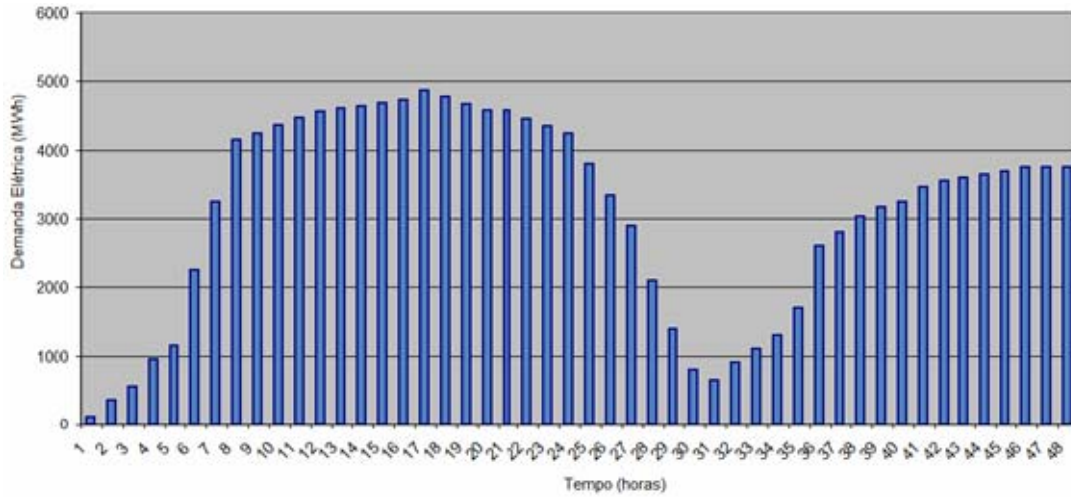


Figura 6.25: Demanda elétrica da instância 13.

A figura 6.25 mostra uma demanda elétrica inicialmente crescente até 4672MWh na 19ª hora. Da 20ª a 31ª hora diminui-se a demanda, atingindo 640MWh na 31ª hora. Da 32ª a 48ª hora aumenta-se a demanda até o valor de 3744MWh na última hora do horizonte de planejamento.

Os valores do gráfico da figura 6.25 encontram-se detalhados na seção A.13. A figura 6.26 mostra o *gap* de otimalidade das soluções viáveis ao longo do tempo.

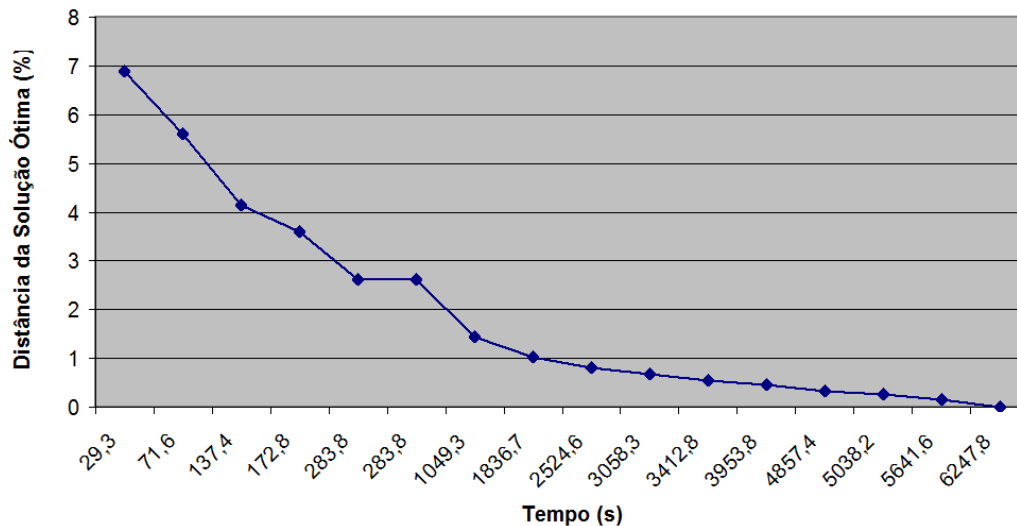


Figura 6.26: Distância percentual da solução ótima.

Por meio da figura 6.26 observam-se as soluções distantes 2,62%, 1,02% e 0,5% da solução ótima. Essas soluções são dadas, respectivamente, em 283,4s (4 min. e 43s), 1836,7s (30 min. e 37s) e 3412,8s (56 min. e 53s). A solução ótima é dada em 6247,8s (1 h, 44 min. e 8s).

O relatório com o resultado da solução ótima é apresentado na seção A.29. Os resultados evidenciam a não geração das termelétricas 1, 8 e 12.

As termelétricas 1, 8 e 12 não são despachadas na 1ª hora, devido a sua capacidade mínima de geração. Nas horas subsequentes, essas termelétricas não geram energia, em razão de seu custo de acionamento e de sua capacidade máxima de geração. Essa capacidade implica o não atendimento à demanda requerida, sendo necessário o acionamento de outras termelétricas para ser atingido o despacho solicitado.

6.2.6 Instância 14

Diferentemente das instâncias 9 a 13, a instância 14 estabelece um regime de operação com demanda elétrica nas 5 primeiras horas na ordem de milhares de MWh, conforme figura 6.27.

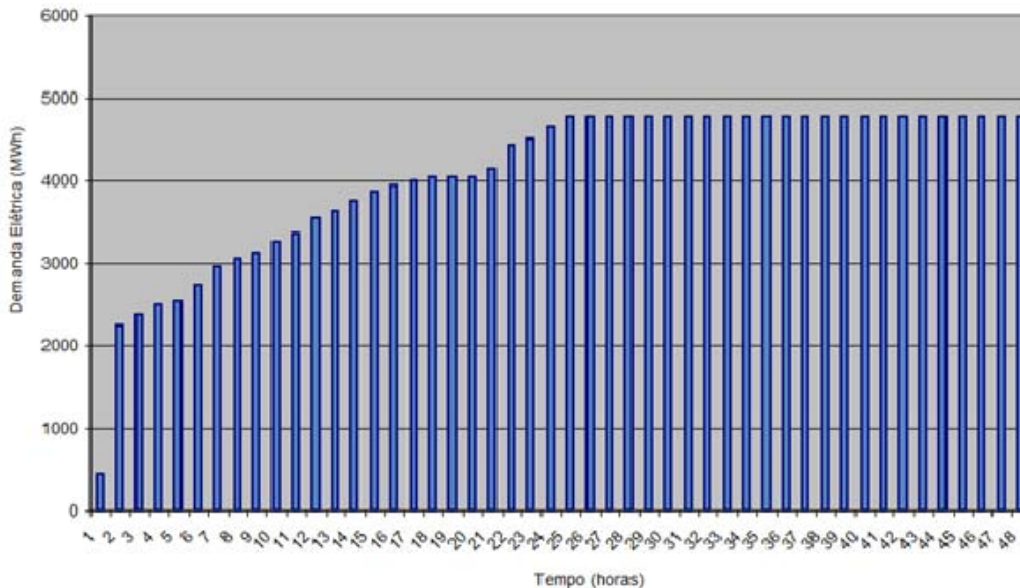


Figura 6.27: Demanda elétrica da instância 14.

A figura 6.27 mostra uma demanda elétrica crescente com 450MWh na 1ª hora, aumentando-se na hora seguinte para 2247MWh, atingindo-se o valor de 4772MWh na 25ª hora e permanecendo constante nesse valor até a 48ª hora.

Os valores do gráfico da figura 6.27 encontram-se detalhados na seção A.14. A figura 6.28 mostra para cada solução viável a distância percentual da solução ótima ao longo do tempo.

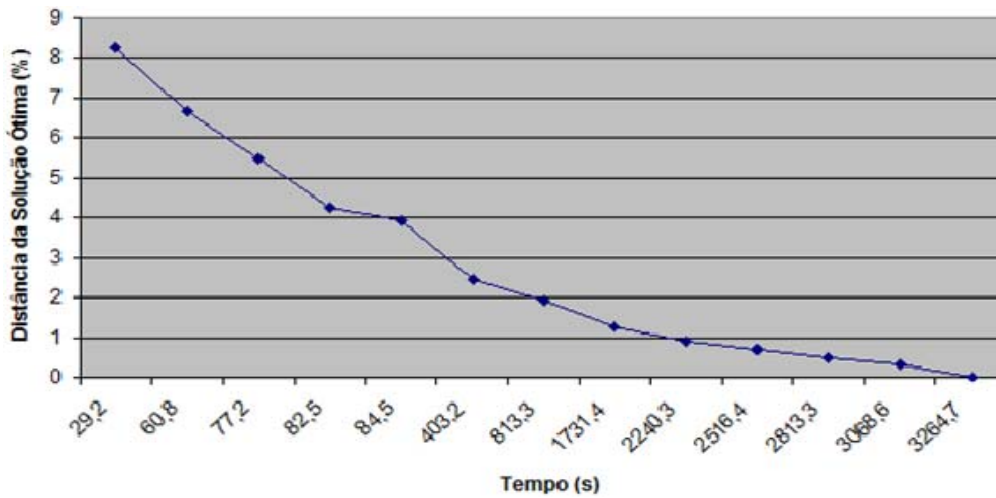


Figura 6.28: Distância percentual da solução ótima.

A figura 6.28 mostra que a solução ótima ocorre em 3264,7s (54 min. 24s), sendo obtida em 1731,4s (28 min. e 51s) solução 1,25% distante da solução ótima.

O relatório contendo o resultado da solução ótima é apresentado na seção A.30. A solução mostra que, devido à demanda elétrica inicial, as termelétricas são despachadas, exceto as 8, 11 e 15. Por meio da tabela 5.2, nota-se que a termelétrica 8 apresenta maior custo operacional que a termelétrica 3, além de compartilharem mesmo gasoduto, conforme tabela 5.3. Com isso, uma vez maximizada a geração da termelétrica 3, a capacidade do gasoduto limita, conseqüentemente, a geração máxima da termelétrica 8 em 88MWh. Nesse caso, em razão de sua capacidade mínima de 84MWh (tabela 5.4) e máxima de 88MWh, a termelétrica 8 não é capaz de atender a demanda elétrica, implicando custos de acionamentos de outras termelétricas.

As termelétricas 11 e 15 não são despachadas em virtude do pleno atendimento à demanda elétrica por termelétricas detentoras de menores custos operacionais, como as termelétricas 6 e 9. Além desse fato, vale mencionar que as termelétricas 11 e 15 são as unidades de geração com maior custo operacional dentre as termelétricas do parque, de acordo com a tabela 5.2.

6.2.7 Instância 15

Diferentemente da instância 14, essa instância estabelece uma demanda elétrica constante nas primeiras 5 horas. Na 6ª hora há uma redução e a partir desse instante apresenta uma evolução crescente, atingindo 4670MWh na 31ª hora, conforme figura 6.29.

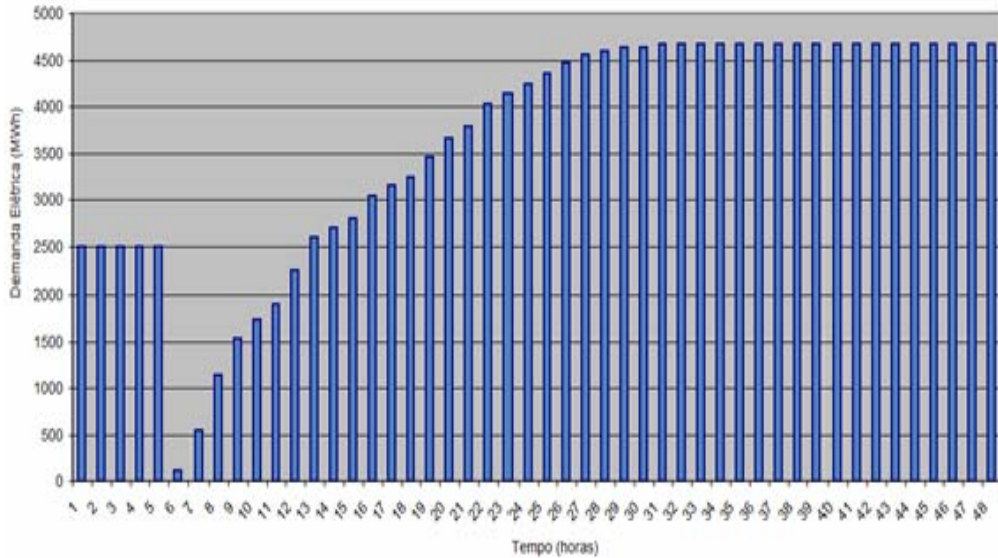


Figura 6.29: Demanda elétrica da instância 15.

Os valores no gráfico da figura 6.29 estão detalhados na seção A.15.

A figura 6.30 mostra a distância percentual das soluções viáveis obtidas em relação à solução ótima ao longo do tempo.

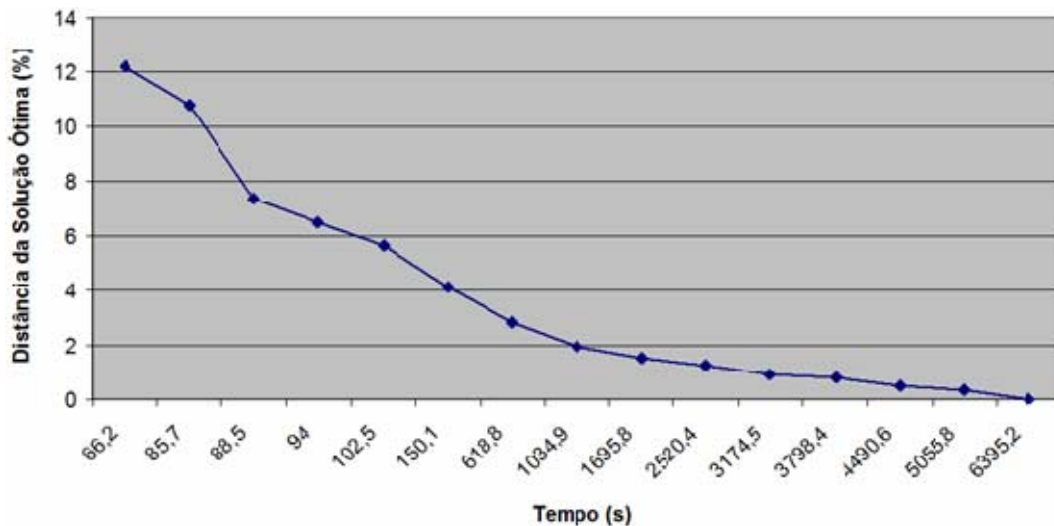


Figura 6.30: Distância percentual da solução ótima.

A figura 6.30 mostra soluções distantes 2,83%, 1,27% e 0,92% da solução ótima. Essas soluções são obtidas, respectivamente, em 618,8s (10 min. e 19s), 2520,4 (42 min.) e 3174,5s (52 min. e 55s). A solução ótima é dada em 6395,2s (1h, 46min. e 35s).

O relatório com o resultado da solução ótima se encontra na seção A.31. Os resultados mostram que, devido à demanda elétrica nas cinco primeiras horas, ocorre a geração das termelétricas existentes no parque gerador, com exceção das termelétricas 12 e 15.

A termelétrica 12 apresenta menor custo operacional e de acionamento que a termelétrica 14, conforme tabelas 5.2 e 5.6. Entretanto, a termelétrica 12 não é despachada, uma vez que não apresenta capacidade máxima de geração suficiente para o atendimento, a partir da 24ª hora, da demanda elétrica, implicando custo de acionamento de outras termelétricas. A termelétrica 14 é despachada, nesse caso, devido a sua capacidade de geração máxima, minimizando-se, conseqüentemente, o custo de acionamento de demais termelétricas.

Em virtude das demais termelétricas serem capazes de suprir a demanda elétrica, a termelétrica 15 não é despachada, uma vez que apresenta o maior custo operacional, segundo dados da tabela 5.2.

As termelétricas 1 e 8 são desligadas na 6ª hora devido às suas capacidades mínimas de operação, que somadas à capacidade mínima de geração de outra termelétrica viola a restrição de demanda, segundo tabela 5.4. Nas horas subseqüentes, as termelétricas 1 e 8 permanecem nessa condição, devido aos seus custos de acionamento. Outras termelétricas possuem capacidade de atendimento à demanda elétrica a um menor custo operacional e de acionamento, como, as termelétricas 6, 9 e 10, segundo tabelas 5.2 e 5.6.

6.2.8 Instância 16

Diferentemente da instância 15, que apresenta demanda inicial constante, seguida de uma demanda crescente, a instância 16 apresenta demanda elétrica com variações crescentes e decrescentes ao longo do horizonte de planejamento, conforme pode ser visto na figura 6.31.

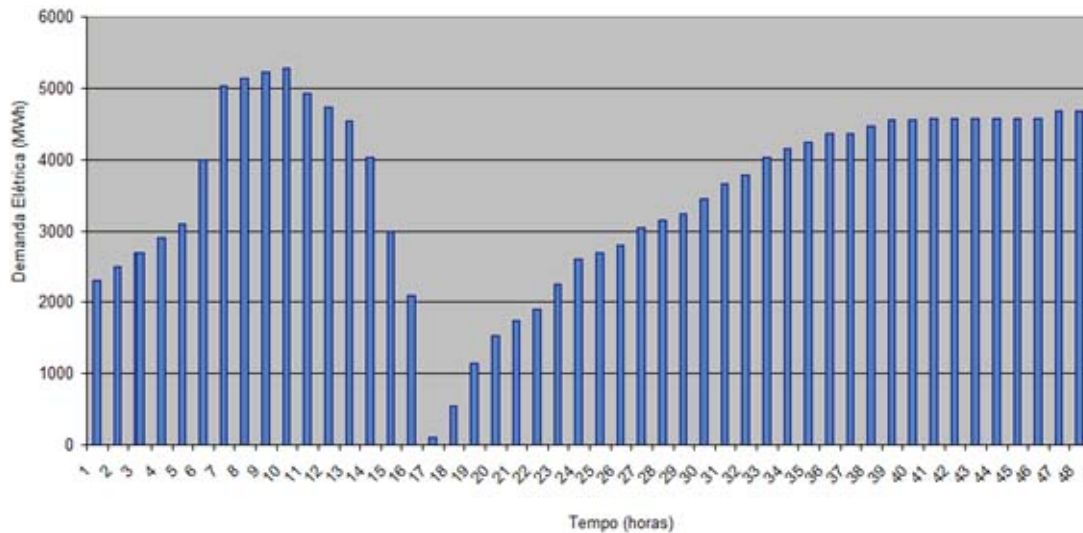


Figura 6.31: Demanda elétrica da instância 16.

A figura 6.31 mostra uma demanda elétrica inicialmente crescente até atingir 5279MWh na 10ª hora. Após esse instante, a demanda diminui até o valor de 114MWh na 17ª hora. Dessa forma, a partir da 18ª hora, aumenta-se a demanda, atingindo-se 4676MWh na última hora do horizonte de planejamento.

Os valores estabelecidos no gráfico da figura 6.31 encontram-se descritos detalhadamente na seção A.16. A figura 6.32 mostra a evolução da distância percentual das soluções viáveis em relação à solução ótima ao longo do tempo.

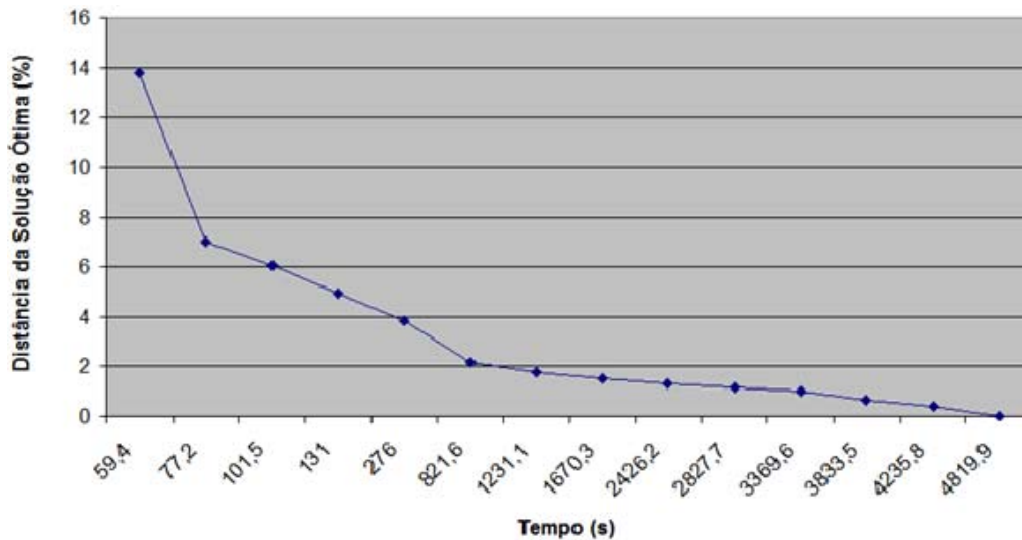


Figura 6.32: Distância percentual da solução ótima.

A figura 6.32 mostra soluções viáveis distantes 2,16% e 1,01% da solução ótima. Essas soluções ocorrem, respectivamente, em 821,6s (13 min. e 42s) e 1916,2s (31 min. e 56s). A solução ótima ocorre em 4819,9s (1h, 20 min. e 20s).

O relatório com o resultado da solução ótima se encontra na seção A.32. Devido à demanda elétrica crescente nas primeiras 10 horas do planejamento, tem-se o despacho das termelétricas pertencentes ao parque gerador. A diminuição da demanda elétrica da 11^a a 17^a hora implica o desligamento das termelétricas 1, 8, 12 e 15.

As termelétricas 1 e 8 são desligadas na 17^a hora, em consequência de suas capacidades mínimas de operação, segundo tabela 5.4. Nas demais horas, essas termelétricas não são despachadas, uma vez que as termelétricas 6 e 10 possuem capacidade de geração necessária ao atendimento da demanda ao menor custo operacional e de acionamento, segundo tabelas 5.2 e 5.6.

A termelétrica 12 é desligada na 14^a hora. Nas horas subsequentes, essa termelétrica não é despachada, devido à sua capacidade máxima de geração e ao seu custo de acionamento. Apesar de possuir maior custo operacional e de acionamento que a termelétrica 14, a termelétrica 14 permanece em operação, uma vez que possui capacidade máxima de geração suficiente para o atendimento à demanda elétrica, minimizando-se custos de acionamentos de outras termelétricas.

A termelétrica 15 é desligada, já que é a termelétrica com maior custo operacional, dentre as termelétricas do parque gerador, conforme tabela 5.2.

6.3 Resumo dos resultados

As tabelas 6.1 e 6.2 mostram um resumo dos resultados.

Instância	Tempo para obtenção da solução ótima	Gap de otimalidade das soluções viáveis	Tempo para obtenção das soluções viáveis
1	24 min 58s	2,16% 1,28% 0,6%	5 min 47s 13 min 27s 19 min 55s
2	19 min 48s	2,03% 1% 0,51%	2 min 53s 6 min 55s 13 min 22s
3	8 min 36s	2,03% 1%	60,7s 2 min 58s
4	6 min 23s	1,18% 0,51%	3 min 2s 5 min 23s
5	12 min 49s	2,23% 1,06% 0,67%	170,7s 360,9s 507,9s
6	2 min	1,13%	3,5s
7	7min 3s	2,15% 0,69%	3 min 8s 5 min 53s
8	2 min 53s	4,08% 1,15%	36,7s 2 min 18s

Tabela 6.1: Resultados das Instâncias do planejamento de 24 horas.

Instância	Tempo para obtenção da solução ótima	Gap de otimalidade das soluções viáveis	Tempo para obtenção das soluções viáveis
9	2hs 32 min 38s	3,9% 1,04%	31 min 33s 6 min 10s
10	2hs 20 min 24s	3,04% 1,98% 0,9%	6 min 4s 8 min 57s 47 min 24s
11	1h 58 min 4s	2,06% 1,07%	12 min 50s 32 min 41s
12	1h 45 min 10s	2,1% 1,05%	12 min 22s 48 min 47s
13	1h 44 min 8s	2,62% 1,02% 0,5%	4 min 43s 30 min 37s 56 min 53s
14	54 min 24s	1,25%	28 min 51s
15	1h 46 min 35s	2,83% 1,27% 0,92%	10 min 19s 42 min 52 min 55s
16	1h 20 min 20s	2,16% 1,01%	13 min 42s 31 min 56s

Tabela 6.2: Resultados das Instâncias do planejamento de 48 horas.

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Atualmente, a operação de termelétricas a gás natural brasileiras não é um tema amplamente estudado no país. No entanto, devido ao constante crescimento econômico e às dificuldades existentes na expansão do parque hidrelétrico brasileiro, as termelétricas a gás natural do país ganham importância no estudo da segurança energética do país.

Desse modo, o planejamento de operações de termelétricas a gás natural é essencial para que se estabeleça uma solução ótima no despacho dessas unidades de geração, de forma a atender a demanda elétrica ao menor custo e, conseqüentemente, com melhor eficiência energética. A implementação do modelo matemático do problema considerou as características operacionais das termelétricas e as limitações de disponibilidade de gás natural, por meio das restrições de capacidade de vazão dos gasodutos, tornando, assim, o problema mais próximo da realidade.

O modelo matemático implementado apresentou para os casos estudados soluções ótimas em tempos computacionais viáveis. Cada instância foi caracterizada por demandas elétricas distintas, representando diferentes situações. A análise dos resultados apresentados no capítulo 6, mostra que quanto mais variável a demanda elétrica ao longo do planejamento, maior o tempo necessário para a obtenção da solução ótima. Além disso, quanto maior o número de horas de planejamento, maior o número de restrições e de variáveis, implicando também maior tempo para obtenção da solução ótima.

7.1.1 Sugestões de Trabalhos Futuros

i) Expandir o modelo matemático para uma estrutura composta de 2 etapas. A primeira delas sendo constituída pelo modelo desenvolvido no presente trabalho, obtendo-se, assim, os valores de despacho do parque termelétrico. Utilizando-se essa solução inicial, pode-se desenvolver uma segunda etapa iterativa por meio de modelagens matemáticas de operação dos equipamentos de cada uma das termelétricas, considerando-se, assim, restrições específicas das áreas de elétrica, mecânica e instrumentação;

ii) Estender o estudo para situações em que parte do parque termelétrico se encontre em parada de manutenção;

iii) Estender o estudo para horizontes de planejamentos semanais;

iv) Estudar formas de reduzir os tempos computacionais para horizontes de planejamentos maiores, por meio de metaheurísticas como maneira de atingir soluções iniciais mais próximas da solução ótima;

v) Utilizar uma abordagem de modelagem por Programação Estocástica;

vi) Utilizar uma modelagem capaz de abranger também as restrições operacionais das linhas de transmissão;

8 Publicações

O trabalho foi publicado em anais dos seguintes Congressos:

i) Modelo de Gestão Energética de Despacho de Termelétricas a Gás Natural por Programação Matemática - 4º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética;

ii) Despacho Ótimo Local de Termelétricas a Gás Natural Considerando Operações de Comprometimento - XLIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional e;

iii) *An Efficient Dispatch Model for a Set of Natural Gas Thermoelectric Plants in Brazil: An Approach by Thermal Unit Commitment Problem - Ninth Latin-American Congress On Electricity Generation and Transmission*

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AN, S.; LI, Q.; GEDRA, T. W., 2003, *Natural gas and electricity optimal power flow*. In *Proc. Of IEEE PES Transmission and Distribution Conference*, Dallas, EUA.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010, Atlas: Parte 3 Fontes Não Renováveis, Capítulo 6 Gás Natural, Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas_par3_cap6.pdf>, acessado em: 25 de julho de 2011.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2010, ANP: Boletim Mensal do Gás Natural. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br/?pg=25129&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1275348995785>>, acessado em: 31 de julho de 2011.
- ARROYO, J. M.; CONEJO, A. J., 2000, *Optimal Response of a Thermal Unit to na Electricity Spot Market.*, In *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol.15, No.3, pp. 1098-1104.
- ARROYO, J. M.; CONEJO, A. J., 2002, *Multiperiod Auction for a Pool-Based Electricity Market*. In *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol.17, No.4, pp. 1225-1231.
- BARROSO, L. A.; FLACH, B.; KELMAN, R.; BEZERRA, B.; BINATO, S.; BRESSANE, J. M.; PEREIRA, M. V., 2005, *Integrated gas-electricity adequacy planning in Brazil: technical and economical aspects*, *Proceedings of the IEEE PES General Meeting, São Francisco*.
- BEZERRA, B.; KELMAN, R.; BARROSO, L. A.; FLACH, B.; LATORRE, M. L.; CAMPODÓNICO, N.; PEREIRA, M. V. F., 2006, *Integrated electricity-gas operations planning in hydrothermal systems*, In *Proc. Of X Symposium of Specialists in Electrical Operation and Expansion Planning (X SEPOPE)*, Florianópolis (SC), Brazil.
- CARRIÓN, M.; ARROYO J. M., 2006 *A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem*. In *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 21, No.3, pp. 1371-1378.

- CARTER, R. G., 1998, *Pipeline optimization: Dynamic programming after 30 years*.
In: Proceedings of the 30th PSIG Annual Meeting, Denver.
- CARVALHO, L. M. R., 2006, Métodos de pontos interiores aplicados ao pré-despacho de um sistema hidroelétrico usando o princípio de mínimo esforço – comparação com o modelo de fluxo em redes. Tese de Doutorado. Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação (ICMC), Universidade de São Paulo, USP, SP, Brasil.
- CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais, 2011, CEMIG: Relações com Investidores. acessado em 04 de dezembro de 2011. Disponível em: <<http://ri.cemig.com.br/static/ptb/glossario.asp?idioma=ptb>>
- CEPEL – Centro de Pesquisas Elétricas, 2008, Validação do Modelo DECOMP - Versão 14.4, In: Relatório Final ANEEL no. 62. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2008/062/documento/rf-validacao_do_decomp-versao14.4.pdf>, acessado em 05 de dezembro de 2011.
- COBOS-ZALETA, D.; RIOS-MERCADO, R. Z., 2002, *A MINLP model for minimizing fuel consumption on natural gas pipeline networks*. In *Proceedings of the XI Latin-Ibero-American Conference on Operations Research, Concepcion, Chile*.
- EIA - ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2011, *ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION: Forecast and Analysis of Energy Data*. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/analysis/projection-data.cfm#annualproj>>, acessado em: 11 de maio de 2011.
- GOLDBERG, D. E., 1989, *Messy Genetic Algorithms: Motivation, Analysis, and First Results*, *Complex Systems*, 3: 493-530.
- HORST, R.; PARDALOS, P. M.; THOAI, N. V., 1995, *Introduction to Global Optimization*, *Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, The Netherlands*.
- IPCC – INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, 2006, IPCC: *Task Force on National Greenhouse Gas Inventories*. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf>, acessado em: 10 de junho de 2010.
- KARMAKAR, N., 1984, *A new polynomial-time algorithm for linear programming*. *Combinatorica*, v. 4, n. 4, p. 373-395.

- KIRSCHEN, D. S. e STRBAC G., "*Fundamentals of Power System Economics*", John Wiley & Sons, April 2004.
- LISBOA, M. L. V.; MARZANO, L. G. B.; SABOIA, C. H. M.; MACEIRA, M. E. P.; MELO, A. C. G., 2006, Discussão de premissas básicas para a modelagem do problema de planejamento da expansão da geração de longo prazo. In: X SEPOPE – *Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Florianópolis.
- LISBOA, M. L. V.; MARZANO, L. G. B.; SABOIA, C. H. M.; MACEIRA, M. E. P.; MELO, A. C. G., 2008, *A Mixed-Integer Programming Model to Long Term Generation Expansion Planning of the Brazilian System*. In: 16th PSCC - *Power Systems Computation Conference*, Glasgow, Escócia.
- LISBOA, M. L. V.; MARZANO, L. G. B.; SABOIA, C. H. M.; MACEIRA, M. E. P.; MELO, A. C. G., 2009, Representação do Sistema de Gás Natural no Modelo Computacional MELP. In: XI SEPOPE – *Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Belém.
- LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. (coordenadores), “Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação”, 1^a ed., Editora Interciência, 2004. 2 volumes (1296 p.).
- MACIEIRA, M. E. P.; DUARTE, V. S.; PENNA, D. D. J.; MORAES, L. A. M.; MELO, A. C. G., 2008, *Ten years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil description of the NEWAVE*. In: *Power Systems Computation Conference*, Glasgow.
- MACHADO JÚNIOR, Z. S., 2000, Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento. Dissertação de Mestrado, COPPE / UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- MANCHESTER *School of Electrical & Electronic Engineering*, 2006, *Postgraduates Course Material EEPS04 – Economic Operations of Power Systems*, disponível em <<http://intranet.eee.manchester.ac.uk/intranet/pg/coursematerial/EEPS/EEPS04 - Economic Operations of Power Systems/04 Unit Commitment.pdf>>, acessado em 24 de agosto de 2011.

- MELLO, O. D.; OHISHI, T.; 2006, *An Integrated Dispatch Model of Gas Supply and Thermoelectric Generation with Constraints On The Gas Supply*. In: *X SEPOPE - Symposium of Specialists in Electrical Operational and Expansion Planning*, Florianópolis.
- MELLO, O. D.; 2006, Despacho integrado da geração termelétrica e da produção e transmissão de gás natural. Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil.
- MELLO, O. D.; OHISHI, T.; 2004, *Natural Gas Transmission for Thermoelectric Generation Problem*. In: *IX SEPOPE - Symposium of Specialists in Electrical Operational and Expansion Planning*, Rio de Janeiro.
- MME – Ministério de Minas e Energia, 2011, Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/spg/menu/publicacoes.html>>, acessado em 12 de fevereiro de 2011.
- MOHTASHAMI, S. e MASHHADI, H. R., 2009, *Power Generation Scheduling of Thermal Units Considering Gas Pipelines Constraints*, *World Academy of Science, Engineering and Technology* 49, pp. 935-940.
- MUNOZ, J.; REDONDO, N. J.; RUIZ, J. P., 2003, *Natural gas network modeling for Power systems reliability studies*, In: *Power Tech Conference Proceedings 2003 IEEE Bologna*, vol.4, no. pp. 8 pp. Vol. 4, 23-26 June 2003.
- ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2011, ONS: Perguntas Frequentes. Disponível em: <http://www.ons.org.br/sala_imprensa/faq.aspx>, acessado em: 01 de dezembro de 2011.
- PETROBRÁS, 2010, PETROBRAS: Projeto GASENE. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/spic/bco_arq/2887_financ_bndes_gasene_port_final.pdf>, acessado em: 21 de maio de 2010.
- RÍOS-MERCADO, R. Z.; BORRAZ-SÁNCHEZ, C., 2005, *A Hybrid Meta-heuristic Approach for Natural Gas Pipeline Network Optimization*. In: *Lecture Notes In Computer Science* 2005, No 3636, pages 54-65 ,ISSN 0302-9743, Springer-Verlag, Alemanha.

- SAFARI, A.; SHAYANFAR, H. A.; JAHANI, R., 2010, *Optimal Unit Commitment of Power System Using Fast Messy Genetic Algorithm.*, In: *International Journal on "Technical and Physical Problems of Engineering"* (IJTPE), Issue 3, Number 2, Volume 1, Pages 22-27.
- SANTOS, E. P., 2009, Despacho integrado da geração termelétrica e da produção e transporte de gás Natural com método de Newton. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil.
- TRANSPETRO, 2010, TRANSPETRO: Mapa Portal. Disponível em: <<http://200.184.189.110/portugues/centralInformacoes/mapa.htm>>, acessado em: 1 de junho de 2010.
- THE PETROLEUM ECONOMIST AND GAS WORLD INTERNATIONAL, 1995, Fundamentals of The Natural Gas Industry, London.*
- UNSIHUAY-VILA, C.; MARANGON-LIMA, J. W.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; PEREZ-ARRIAGA I. J.; BALESTRASSI, P. P., 2010, *A Model to Long-Term, Multiarea, Multistage, and Integrated Expansion Planning of Electricity and Natural Gas Systems*, *IEEE Transactions On Power Systems*, vol.25, No.2, pp. 1154-1168.
- UNSIHUAY, C.; MARANGON-LIMA, J. W.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C., 2007, *Modeling the Integrated Natural Gas and Electricity Optimal Power Flow*, *Proceedings of the IEEE PES General Meeting, Tampa, Flórida.*
- VAZ, C.E.M, MAIA, J. L. P. e DOS SANTOS, W.G, 2008, "Tecnologia da Indústria do Gás Natural", 1ª ed., Editora Blucher.

A APÊNDICE I – RELATÓRIOS DOS RESULTADOS E DADOS DAS INSTÂNCIAS

Essa seção mostra os dados das demandas elétricas representadas graficamente no capítulo 6, além de evidenciar os relatórios contendo os resultados da programação de despacho das termelétricas.

A.1 Demanda elétrica da Instância 1 do planejamento de 24 horas

A tabela A.1 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.1, contido na seção 6.1.1.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	114	345	547	784	944	1144
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	1344	1544	1744	1944	2144	2344
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	2544	2744	2944	3144	3344	3432
Hora	19	20	21	22	23	24
Demanda Elétrica (MWh)	3632	3832	4132	4432	4572	4672

Tabela A.1: Valores da demanda elétrica da Instância 1 do planejamento de 24 horas.

A.2 Demanda elétrica da Instância 2 do planejamento de 24 horas

A tabela A.2 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.3, contido na seção 6.1.2.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	114	345	547	784	944	1144
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	1544	1744	2144	2544	2744	2944
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	3344	3632	3832	4132	4572	4672
Hora	19	20	21	22	23	24
Demanda Elétrica (MWh)	3832	3832	3836	3344	2944	2944

Tabela A.2: Valores da demanda elétrica da Instância 2 do planejamento de 24 horas.

A.3 Demanda elétrica da Instância 3 do planejamento de 24 horas

A tabela A.3 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.5, contido na seção 6.1.3.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	114	345	547	784	944	1144
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	1744	2544	3344	3632	4132	4672
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	4132	3632	3344	2544	1744	2544
Hora	19	20	21	22	23	24
Demanda Elétrica (MWh)	3344	3632	4132	4672	4672	4672

Tabela A.3: Valores da demanda elétrica da Instância 3 do planejamento de 24 horas.

A.4 Demanda elétrica da Instância 4 do planejamento de 24 horas

A tabela A.4 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.7, contido na seção 6.1.4.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	114	345	547	944	1144	1744
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	2544	3344	3632	4132	4572	4132
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	3632	3344	2544	3355	3856	4240
Hora	19	20	21	22	23	24
Demanda Elétrica (MWh)	4632	4132	3743	3105	2600	1744

Tabela A.4: Valores da demanda elétrica da Instância 4 do planejamento de 24 horas.

A.5 Demanda elétrica da Instância 5 do planejamento de 24 horas

A tabela A.5 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.9, contido na seção 6.1.5.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	114	345	547	944	1144	2244
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	3244	4144	4632	4732	4872	4632
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	4232	3444	2544	1655	856	640
Hora	19	20	21	22	23	24
Demanda Elétrica (MWh)	1432	2132	2743	3105	3600	3744

Tabela A.5: Valores da demanda elétrica da Instância 5 do planejamento de 24 horas.

A.6 Demanda elétrica da Instância 6 do planejamento de 24 horas

A tabela A.6 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.11, contido na seção 6.1.6.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	2500	3000	3400	3915	4400	4572
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	4572	4572	4572	4572	4572	4572
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	4572	4572	4572	4572	4572	4572
Hora	19	20	21	22	23	24
Demanda Elétrica (MWh)	4572	4572	4572	4572	4572	4572

Tabela A.6: Valores da demanda elétrica da Instância 6 do planejamento de 24 horas.

A.7 Demanda elétrica da Instância 7 do planejamento de 24 horas

A tabela A.7 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.13, contidos na seção 6.1.7.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	2300	2500	2500	2500	2700	345
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	547	784	1544	1744	1944	2144
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	2344	2544	2744	2944	3144	3344
Hora	19	20	21	22	23	24
Demanda Elétrica (MWh)	3432	3632	3832	4132	4432	4672

Tabela A.7: Valores da demanda elétrica da Instância 7 do planejamento de 24 horas.

A.8 Demanda elétrica da Instância 8 do planejamento de 24 horas

A tabela A.8 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.15, contido na seção 6.1.8.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	2300	2700	3100	4000	5032	5132
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	5232	5279	4732	4072	2987	2100
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	114	345	784	1544	1744	2144
Hora	19	20	21	22	23	24
Demanda Elétrica (MWh)	2544	2944	3432	4032	4432	4672

Tabela A.8: Valores da demanda elétrica da Instância 8 do planejamento de 24 horas..

A.9 Demanda elétrica da Instância 9 do planejamento de 48 horas

A tabela A.9 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.17, contido na seção 6.2.1.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	114	345	547	784	944	1144
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	1344	1544	1744	1944	2144	2344
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	2544	2744	2944	3144	3344	3432
Hora	19	20	21	22	23	24 até 48
Demanda Elétrica (MWh)	3632	3832	4132	4432	4572	4572

Tabela A.9: Valores da demanda elétrica da Instância 9.

A.10 Demanda elétrica da Instância 10 do planejamento de 48 horas

A tabela A.10 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.19, contido na seção 6.2.2.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	114	345	547	784	944	1144
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	1344	1544	1744	1944	2144	2344
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	2544	2744	2944	3144	3344	3432
Hora	19	20	21	22	23	24
Demanda Elétrica (MWh)	3632	3832	4132	4432	4572	4572
Hora	25	26	27	28	29	30
Demanda Elétrica (MWh)	4372	4272	4172	4072	4372	4572
Hora	31	32	33	34	35	36
Demanda Elétrica (MWh)	4572	4672	4672	4572	4572	4472
Hora	37	38	39	40	41	42
Demanda Elétrica (MWh)	4372	4272	4172	4072	3972	3772
Hora	43	44	45	46	47	48
Demanda Elétrica (MWh)	3672	3572	3472	3272	3072	2872

Tabela A.10: Valores da demanda elétrica da Instância 10.

A.11 Demanda elétrica da Instância 11 do planejamento de 48 horas

A tabela A.11 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.21, contido na seção 6.2.3.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	114	345	547	784	944	1144
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	1344	1544	1744	1944	2144	2344
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	2544	2744	2944	3144	3344	3432
Hora	19	20	21	22	23	24
Demanda Elétrica (MWh)	3632	3832	4132	4432	4572	4572
Hora	25	26	27	28	29	30
Demanda Elétrica (MWh)	4372	4272	4172	4072	3972	3772
Hora	31	32	33	34	35	36
Demanda Elétrica (MWh)	3472	3272	2972	3172	3472	3672
Hora	37	38	39	40	41	42
Demanda Elétrica (MWh)	3772	3872	3972	4072	4172	4272
Hora	43	44	45	46	47	48
Demanda Elétrica (MWh)	4372	4472	4572	4672	4672	4672

Tabela A.11: Valores da demanda elétrica da Instância 11.

A.12 Demanda elétrica da Instância 12 do planejamento de 48 horas

A tabela A.12 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.23, contido na seção 6.2.4.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	114	345	547	784	944	1144
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	1344	1544	1744	1944	2144	2344
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	2544	2744	2944	3144	3344	3432
Hora	19	20	21	22	23	24
Demanda Elétrica (MWh)	3632	3832	4132	4672	4672	4450
Hora	25	26	27	28	29	30
Demanda Elétrica (MWh)	4272	4172	3872	3572	3372	3172
Hora	31	32	33	34	35	36
Demanda Elétrica (MWh)	2772	2472	2772	3172	3372	3572
Hora	37	38	39	40	41	42
Demanda Elétrica (MWh)	3872	4172	4472	4622	4672	4456
Hora	43	44	45	46	47	48
Demanda Elétrica (MWh)	4135	3986	3754	3543	3368	3044

Tabela A.12: Valores da demanda elétrica da Instância 12.

A.13 Demanda elétrica da Instância 13 do planejamento de 48 horas

A tabela A.13 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.25, contido na seção 6.2.5.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	114	345	547	944	1144	2244
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	3244	4144	4244	4355	4467	4556
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	4600	4632	4680	4732	4872	4772
Hora	19	20	21	22	23	24
Demanda Elétrica (MWh)	4672	4572	4572	4454	4354	4245
Hora	25	26	27	28	29	30
Demanda Elétrica (MWh)	3798	3340	2890	2100	1400	800
Hora	31	32	33	34	35	36
Demanda Elétrica (MWh)	640	900	1100	1300	1700	2600
Hora	37	38	39	40	41	42
Demanda Elétrica (MWh)	2800	3032	3172	3244	3455	3556
Hora	43	44	45	46	47	48
Demanda Elétrica (MWh)	3600	3644	3694	3744	3744	3744

Tabela A.13: Valores da demanda elétrica da Instância 13.

A.14 Demanda elétrica da Instância 14 do planejamento de 48 horas

A tabela A.14 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.27, contido na seção 6.2.6.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	450	2247	2365	2498	2544	2744
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	2944	3044	3116	3256	3364	3544
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	3624	3752	3864	3944	4000	4031
Hora	19	20	21	22	23	24
Demanda Elétrica (MWh)	4031	4031	4132	4432	4510	4650
Hora	25	26	27	28	29	30
Demanda Elétrica (MWh)	4772	4772	4772	4772	4772	4772
Hora	31	32	33	34	35	36
Demanda Elétrica (MWh)	4772	4772	4772	4772	4772	4772
Hora	37	38	39	40	41	42
Demanda Elétrica (MWh)	4772	4772	4772	4772	4772	4772
Hora	43	44	45	46	47	48
Demanda Elétrica (MWh)	4772	4772	4772	4772	4772	4772

Tabela A.14: Valores da demanda elétrica da Instância 14.

A.15 Demanda elétrica da Instância 15 do planejamento de 48 horas

A tabela A.15 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.29, contido na seção 6.2.7.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	2500	2500	2500	2500	2500	114
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	547	1144	1530	1740	1900	2244
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	2600	2700	2800	3040	3150	3244
Hora	19	20	21	22	23	24
Demanda Elétrica (MWh)	3454	3654	3789	4021	4144	4244
Hora	25	26	27	28	29	30
Demanda Elétrica (MWh)	4355	4467	4556	4600	4632	4632
Hora	31	32	33	34	35	36
Demanda Elétrica (MWh)	4670	4670	4670	4670	4670	4670
Hora	37	38	39	40	41	42
Demanda Elétrica (MWh)	4670	4670	4670	4670	4670	4670
Hora	43	44	45	46	47	48
Demanda Elétrica (MWh)	4670	4670	4670	4670	4670	4670

Tabela A.15: Valores da demanda elétrica da Instância 15.

A.16 Demanda elétrica da Instância 16 do planejamento de 48 horas

A tabela A.16 apresenta os valores de demanda elétrica mostradas no gráfico da figura 6.31, contido na seção 6.2.8.

Hora	1	2	3	4	5	6
Demanda Elétrica (MWh)	2300	2500	2700	2900	3100	4000
Hora	7	8	9	10	11	12
Demanda Elétrica (MWh)	5032	5132	5232	5279	4932	4732
Hora	13	14	15	16	17	18
Demanda Elétrica (MWh)	4532	4032	2987	2100	114	547
Hora	19	20	21	22	23	24
Demanda Elétrica (MWh)	1144	1530	1740	1900	2244	2600
Hora	25	26	27	28	29	30
Demanda Elétrica (MWh)	2700	2800	3040	3150	3244	3454
Hora	31	32	33	34	35	36
Demanda Elétrica (MWh)	3654	3789	4021	4144	4244	4355
Hora	37	38	39	40	41	42
Demanda Elétrica (MWh)	4355	4467	4556	4556	4572	4572
Hora	43	44	45	46	47	48
Demanda Elétrica (MWh)	4572	4572	4572	4572	4672	4676

Tabela A.16: Valores da demanda elétrica da Instância 16.

A.17 Relatório com resultado da Instância 1

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	60	0
2ª	0	45	0	0	0	0	45	0	90	0	0	0	45	60	60
3ª	0	45	0	176	0	0	45	0	116	0	0	0	45	60	60
4ª	0	45	90	176	0	60	45	0	143	60	0	0	45	60	60
5ª	0	45	90	176	0	60	45	0	263	100	0	0	45	60	60
6ª	0	45	90	176	0	79	45	0	383	161	0	0	45	60	60
7ª	0	45	90	176	0	182	45	0	480	161	0	0	45	60	60
8ª	0	45	90	305	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
9ª	0	45	114	481	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
10ª	0	45	138	657	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
11ª	0	45	162	833	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
12ª	0	45	257	938	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
13ª	0	45	398	997	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
14ª	0	45	539	1056	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
15ª	0	45	564	1056	0	253	220	0	480	161	0	0	45	60	60
16ª	0	45	564	1056	0	253	420	0	480	161	0	0	45	60	60
17ª	0	45	564	1056	0	253	620	0	480	161	0	0	45	60	60
18ª	0	45	564	1056	0	253	708	0	480	161	0	0	45	60	60
19ª	0	45	564	1056	0	253	908	0	480	161	0	0	45	60	60
20ª	0	230	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	60	60
21ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	211	60
22ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	196	360	60
23ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	154
24ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254

Tabela A.17: Solução ótima da Instância 1 do planejamento de 24 horas dado em MWh.

A.18 Relatório com resultado da Instância 2

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	60	0
2ª	0	45	0	0	0	0	45	0	90	0	0	0	45	60	60
3ª	0	45	0	176	0	0	45	0	116	0	0	0	45	60	60
4ª	0	45	90	176	0	60	45	0	143	60	0	0	45	60	60
5ª	0	45	90	176	0	60	45	0	263	100	0	0	45	60	60
6ª	0	45	90	176	0	79	45	0	383	161	0	0	45	60	60
7ª	0	45	90	305	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
8ª	0	45	114	481	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
9ª	0	45	255	657	0	253	128	0	480	161	0	0	45	60	60
10ª	0	45	396	833	0	253	211	0	480	161	0	0	45	60	60
11ª	0	94	537	1009	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
12ª	0	45	564	1056	0	253	220	0	480	161	0	0	45	60	60
13ª	0	45	564	1056	0	253	620	0	480	161	0	0	45	60	60
14ª	0	45	564	1056	0	253	908	0	480	161	0	0	45	60	60
15ª	0	230	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	60	60
16ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	211	60
17ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	154
18ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254
19ª	0	379	564	1056	0	253	894	0	480	161	0	0	45	0	0
20ª	0	379	564	1056	0	253	894	0	480	161	0	0	45	0	0
21ª	0	379	564	1056	0	253	898	0	480	161	0	0	45	0	0
22ª	0	0	564	1056	0	253	830	0	480	161	0	0	0	0	0
23ª	0	0	564	1056	0	253	430	0	480	161	0	0	0	0	0
24ª	0	0	564	1056	0	253	430	0	480	161	0	0	0	0	0

Tabela A.18: Solução ótima da Instância 2 do planejamento de 24 horas dado em MWh.

A.19 Relatório com resultado da Instância 3

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	60	0
2ª	0	45	0	0	0	0	45	0	90	0	0	0	45	60	60
3ª	0	45	0	176	0	0	45	0	116	0	0	0	45	60	60
4ª	0	45	90	176	0	60	45	0	143	60	0	0	45	60	60
5ª	0	45	90	176	0	60	45	0	263	100	0	0	45	60	60
6ª	0	45	90	188	0	67	45	0	383	161	0	0	45	60	60
7ª	0	45	231	364	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
8ª	0	45	372	540	0	253	528	0	480	161	0	0	45	60	60
9ª	0	133	513	716	0	253	923	0	480	161	0	0	45	60	60
10ª	0	194	564	892	0	253	923	0	480	161	0	0	45	60	60
11ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	211	60
12ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254
13ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	211	60
14ª	0	379	564	1056	0	253	574	0	480	161	0	0	45	60	60
15ª	0	45	564	1056	0	253	620	0	480	161	0	0	45	60	60
16ª	0	45	376	864	0	253	200	0	480	161	0	0	45	60	60
17ª	0	45	188	600	0	60	45	0	480	161	0	0	45	60	60
18ª	0	45	329	776	0	253	335	0	480	161	0	0	45	60	60
19ª	0	45	470	952	0	253	818	0	480	161	0	0	45	60	60
20ª	0	45	564	1056	0	253	908	0	480	161	0	0	45	60	60
21ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	211	60
22ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254
23ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254
24ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254

Tabela A.19: Solução ótima da Instância 3 do planejamento de 24 horas dado em MWh.

A.20 Relatório com resultado da Instância 4

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	60	0
2ª	0	45	0	0	0	0	45	0	90	0	0	0	45	60	60
3ª	0	45	0	176	0	0	45	0	116	0	0	0	45	60	60
4ª	0	45	90	176	0	60	45	0	236	127	0	0	45	60	60
5ª	0	45	90	192	0	90	45	0	356	161	0	0	45	60	60
6ª	0	45	231	368	0	253	45	0	476	161	0	0	45	60	60
7ª	0	45	372	544	0	253	524	0	480	161	0	0	45	60	60
8ª	0	129	513	720	0	253	923	0	480	161	0	0	45	60	60
9ª	0	190	564	896	0	253	923	0	480	161	0	0	45	60	60
10ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	211	60
11ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	154
12ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	211	60
13ª	0	45	564	1056	0	253	908	0	480	161	0	0	45	60	60
14ª	0	45	564	1056	0	253	620	0	480	161	0	0	45	60	60
15ª	0	45	423	972	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
16ª	0	45	564	1056	0	253	631	0	480	161	0	0	45	60	60
17ª	0	254	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	60	60
18ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	319	60
19ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	214
20ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	0	316	0
21ª	0	379	564	1056	0	253	850	0	480	161	0	0	0	0	0
22ª	0	0	564	1056	0	253	591	0	480	161	0	0	0	0	0
23ª	0	0	376	926	0	253	404	0	480	161	0	0	0	0	0
24ª	0	0	188	662	0	253	0	0	480	161	0	0	0	0	0

Tabela A.20: Solução ótima da Instância 4 do planejamento de 24 horas dado em MWh.

A.21 Relatório com resultado da Instância 5

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	60	0
2ª	0	45	0	0	0	0	45	0	90	0	0	0	45	60	60
3ª	0	45	0	0	0	60	45	0	107	60	65	0	45	60	60
4ª	0	45	90	176	43	60	45	0	195	60	65	0	45	60	60
5ª	0	45	90	352	43	60	45	0	219	60	65	0	45	60	60
6ª	0	45	231	528	43	253	414	0	339	161	65	0	45	60	60
7ª	0	99	372	704	43	253	923	0	459	161	65	0	45	60	60
8ª	0	379	513	880	87	253	923	0	480	161	65	0	45	298	60
9ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	67	0	242	360	60
10ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	167	0	242	360	60
11ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	186	0	242	360	181
12ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	127	0	242	360	0
13ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	0	0	329	0
14ª	0	95	564	968	0	253	923	0	480	161	0	0	0	0	0
15ª	0	45	419	704	0	253	482	0	480	161	0	0	0	0	0
16ª	0	45	231	440	0	253	45	0	480	161	0	0	0	0	0
17ª	0	45	90	176	0	60	45	0	324	116	0	0	0	0	0
18ª	0	45	90	176	0	60	45	0	164	60	0	0	0	0	0
19ª	0	106	231	352	0	253	45	0	284	161	0	0	0	0	0
20ª	0	45	372	528	0	253	369	0	404	161	0	0	0	0	0
21ª	0	379	513	704	0	253	253	0	480	161	0	0	0	0	0
22ª	0	45	564	880	0	253	722	0	480	161	0	0	0	0	0
23ª	0	163	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	0	0	0
24ª	0	307	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	0	0	0

Tabela A.21: Solução ótima da Instância 5 do planejamento de 24 horas dado em MWh.

A.22 Relatório com resultado da Instância 6

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	76	379	141	176	87	253	923	84	120	161	0	0	0	100	0
2ª	152	366	282	352	43	253	923	168	240	161	0	0	0	60	0
3ª	228	199	423	528	43	253	923	222	360	161	0	0	0	60	0
4ª	228	379	556	704	75	253	923	96	480	161	0	0	0	60	0
5ª	228	379	564	880	87	253	923	88	480	161	0	0	0	357	0
6ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
7ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
8ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
9ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
10ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
11ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
12ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
13ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
14ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
15ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
16ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
17ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
18ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
19ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
20ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
21ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
22ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
23ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0
24ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	0	0	353	0

Tabela A.22: Solução ótima da Instância 6 do planejamento de 24 horas dado em MWh.

A.23 Relatório com resultado da Instância 7

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	76	201	141	176	0	253	923	84	120	161	0	0	45	60	60
2ª	152	45	282	352	0	253	682	168	240	161	0	0	45	60	60
3ª	228	45	423	528	0	253	115	222	360	161	0	0	45	60	60
4ª	228	45	466	528	0	253	63	181	410	161	0	0	45	60	60
5ª	114	166	278	264	0	253	923	126	250	161	0	0	45	60	60
6ª	0	0	90	0	0	0	45	0	90	0	0	0	0	60	60
7ª	0	45	90	0	0	0	45	0	142	60	0	0	45	60	60
8ª	0	45	90	0	0	60	45	0	262	117	0	0	45	60	60
9ª	0	45	231	0	0	253	307	0	382	161	0	0	45	60	60
10ª	0	92	372	176	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
11ª	0	45	443	352	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
12ª	0	45	467	528	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
13ª	0	45	491	704	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
14ª	0	45	515	880	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
15ª	0	45	539	1056	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
16ª	0	45	564	1056	0	253	220	0	480	161	0	0	45	60	60
17ª	0	45	564	1056	0	253	420	0	480	161	0	0	45	60	60
18ª	0	45	564	1056	0	253	620	0	480	161	0	0	45	60	60
19ª	0	45	564	1056	0	253	708	0	480	161	0	0	45	60	60
20ª	0	45	564	1056	0	253	908	0	480	161	0	0	45	60	60
21ª	0	230	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	60	60
22ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	211	60
23ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	196	360	60
24ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254

Tabela A.23: Solução ótima da Instância 7 do planejamento de 24 horas dado em MWh.

A.24 Relatório com resultado da Instância 8

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	76	45	141	176	43	253	911	84	120	161	65	60	45	60	60
2ª	152	45	282	352	43	253	714	168	240	161	65	60	45	60	60
3ª	228	45	423	528	43	253	547	222	360	161	65	60	45	60	60
4ª	228	379	556	704	43	253	810	96	480	161	65	60	45	60	60
5ª	228	379	564	880	87	253	923	88	480	161	186	138	242	360	63
6ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	113	138	242	360	60
7ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	186	138	242	360	87
8ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	186	138	242	360	134
9ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	0	138	45	270	60
10ª	228	339	480	792	43	253	923	168	480	161	0	0	45	60	60
11ª	228	45	376	528	0	253	659	252	320	161	0	0	45	60	60
12ª	114	379	188	264	0	253	290	126	160	161	0	0	45	60	60
13ª	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	60	0
14ª	0	45	0	0	0	0	45	0	0	90	0	0	45	60	60
15ª	0	45	0	0	0	253	160	0	0	161	0	0	45	60	60
16ª	0	379	141	0	0	253	325	0	120	161	0	0	45	60	60
17ª	0	379	282	176	0	253	88	0	240	161	0	0	45	60	60
18ª	0	45	423	352	0	253	385	0	360	161	0	0	45	60	60
19ª	0	45	564	528	0	253	348	0	480	161	0	0	45	60	60
20ª	0	45	564	704	0	253	572	0	480	161	0	0	45	60	60
21ª	0	379	564	880	0	253	550	0	480	161	0	0	45	60	60
22ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	111	60
23ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	196	360	60
24ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254

Tabela A.24: Solução ótima da Instância 8 do planejamento de 24 horas dado em MWh.

A.25 Relatório com resultado da Instância 9

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	60	0
2ª	0	45	0	0	0	0	45	0	90	60	0	0	45	60	0
3ª	0	45	0	176	0	0	45	0	116	60	0	0	45	60	0
4ª	0	45	90	176	43	60	45	0	160	60	0	0	45	60	0
5ª	0	45	90	176	43	60	45	0	280	100	0	0	45	60	0
6ª	0	45	90	176	43	79	45	0	400	161	0	0	45	60	0
7ª	0	45	90	176	43	199	45	0	480	161	0	0	45	60	0
8ª	0	45	90	322	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0
9ª	0	45	114	498	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0
10ª	0	45	138	674	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0
11ª	0	45	162	850	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0
12ª	0	45	274	938	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0
13ª	0	45	415	997	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0
14ª	0	45	556	1056	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0
15ª	0	45	564	1056	43	253	237	0	480	161	0	0	45	60	0
16ª	0	45	564	1056	43	253	437	0	480	161	0	0	45	60	0
17ª	0	45	564	1056	43	253	637	0	480	161	0	0	45	60	0
18ª	0	379	564	1056	43	253	391	0	480	161	0	0	45	60	0
19ª	0	379	564	1056	43	253	591	0	480	161	0	0	45	60	0
20ª	0	379	564	1056	43	253	791	0	480	161	0	0	45	60	0
21ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	124	45	60	0
22ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	45	346	0
23ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
24ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0

Tabela A.25: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 9 em MWh.

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
25ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
26ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
27ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
28ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
29ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
30ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
31ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
32ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
33ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
34ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
35ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
36ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
37ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
38ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
39ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
40ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
41ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
42ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
43ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
44ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
45ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
46ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
47ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0
48ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	171	360	0

Tabela A.26: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 9 em MWh.

A.26 Relatório com resultado da Instância 10

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	60	0
2ª	0	45	0	0	0	0	45	0	90	0	0	0	45	60	60
3ª	0	45	0	176	0	0	45	0	116	0	0	0	45	60	60
4ª	0	45	90	176	0	60	45	0	143	60	0	0	45	60	60
5ª	0	45	90	176	0	60	45	0	263	100	0	0	45	60	60
6ª	0	45	90	176	0	79	45	0	383	161	0	0	45	60	60
7ª	0	45	90	176	0	182	45	0	480	161	0	0	45	60	60
8ª	0	45	90	305	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
9ª	0	45	114	481	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
10ª	0	45	138	657	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
11ª	0	45	162	833	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
12ª	0	45	257	938	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
13ª	0	45	398	997	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
14ª	0	45	539	1056	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
15ª	0	45	564	1056	0	253	220	0	480	161	0	0	45	60	60
16ª	0	45	564	1056	0	253	420	0	480	161	0	0	45	60	60
17ª	0	45	564	1056	0	253	620	0	480	161	0	0	45	60	60
18ª	0	45	564	1056	0	253	708	0	480	161	0	0	45	60	60
19ª	0	45	564	1056	0	253	908	0	480	161	0	0	45	60	60
20ª	0	230	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	60	60
21ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	211	60
22ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	196	360	60
23ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	154
24ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	154

Tabela A.27: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 10 em MWh.

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
25 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	136	360	60
26 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	351	60
27 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	251	60
28 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	151	60
29 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	136	360	60
30 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	154
31 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	154
32 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254
33 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254
34 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	154
35 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	154
36 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	236	360	60
37 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	196	360	0
38 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	96	360	0
39 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	0	356	0
40 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	0	256	0
41 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	0	156	0
42 ^a	0	379	564	1056	0	253	879	0	480	161	0	0	0	0	0
43 ^a	0	235	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	0	0	0
44 ^a	0	379	564	1056	0	253	679	0	480	161	0	0	0	0	0
45 ^a	0	379	564	1056	0	253	579	0	480	161	0	0	0	0	0
46 ^a	0	379	564	1056	0	253	379	0	480	161	0	0	0	0	0
47 ^a	0	0	564	1056	0	253	558	0	480	161	0	0	0	0	0
48 ^a	0	0	564	1056	0	253	358	0	480	161	0	0	0	0	0

Tabela A.28: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 10 em MWh.

A.27 Relatório com resultado da Instância 11

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	60	0
2ª	0	45	0	0	0	0	45	0	90	0	0	0	45	60	60
3ª	0	45	0	176	0	0	45	0	116	0	0	0	45	60	60
4ª	0	45	90	176	0	60	45	0	143	60	0	0	45	60	60
5ª	0	45	90	176	0	60	45	0	263	100	0	0	45	60	60
6ª	0	45	90	176	0	79	45	0	383	161	0	0	45	60	60
7ª	0	45	90	176	0	182	45	0	480	161	0	0	45	60	60
8ª	0	45	90	305	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
9ª	0	45	114	481	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
10ª	0	45	138	657	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
11ª	0	45	162	833	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
12ª	0	45	257	938	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
13ª	0	45	398	997	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
14ª	0	45	539	1056	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
15ª	0	45	564	1056	0	253	220	0	480	161	0	0	45	60	60
16ª	0	45	564	1056	0	253	420	0	480	161	0	0	45	60	60
17ª	0	45	564	1056	0	253	620	0	480	161	0	0	45	60	60
18ª	0	45	564	1056	0	253	708	0	480	161	0	0	45	60	60
19ª	0	45	564	1056	0	253	908	0	480	161	0	0	45	60	60
20ª	0	230	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	60	60
21ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	211	60
22ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	196	360	60
23ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	154
24ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	154

Tabela A.29: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 11 em MWh.

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
25 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	136	360	60
26 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	351	60
27 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	251	60
28 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	151	60
29 ^a	0	370	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	60	60
30 ^a	0	170	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	60	60
31 ^a	0	45	564	1056	0	253	748	0	480	161	0	0	45	60	60
32 ^a	0	45	564	1056	0	253	548	0	480	161	0	0	45	60	60
33 ^a	0	248	564	1056	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
34 ^a	0	45	564	1056	0	253	448	0	480	161	0	0	45	60	60
35 ^a	0	379	564	1056	0	253	414	0	480	161	0	0	45	60	60
36 ^a	0	379	564	1056	0	253	614	0	480	161	0	0	45	60	60
37 ^a	0	170	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	60	60
38 ^a	0	270	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	60	60
39 ^a	0	379	564	1056	0	253	914	0	480	161	0	0	45	60	60
40 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	151	60
41 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	251	60
42 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	351	60
43 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	136	360	60
44 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	236	360	60
45 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	154
46 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254
47 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254
48 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254

Tabela A.30: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 11 em MWh.

A.28 Relatório com resultado da Instância 12

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	60	0
2ª	0	45	0	0	0	0	45	0	90	0	0	0	45	60	60
3ª	0	45	0	176	0	0	45	0	116	0	0	0	45	60	60
4ª	0	45	90	176	0	60	45	0	143	60	0	0	45	60	60
5ª	0	45	90	176	0	60	45	0	263	100	0	0	45	60	60
6ª	0	45	90	176	0	79	45	0	383	161	0	0	45	60	60
7ª	0	45	90	176	0	182	45	0	480	161	0	0	45	60	60
8ª	0	45	90	305	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
9ª	0	45	114	481	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
10ª	0	45	138	657	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
11ª	0	45	162	833	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
12ª	0	45	257	938	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
13ª	0	45	398	997	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
14ª	0	45	539	1056	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
15ª	0	220	564	1056	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
16ª	0	45	564	1056	0	253	420	0	480	161	0	0	45	60	60
17ª	0	45	564	1056	0	253	620	0	480	161	0	0	45	60	60
18ª	0	379	564	1056	0	253	374	0	480	161	0	0	45	60	60
19ª	0	45	564	1056	0	253	908	0	480	161	0	0	45	60	60
20ª	0	230	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	60	60
21ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	211	60
22ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254
23ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254
24ª	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	214	360	60

Tabela A.31: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 12 em MWh.

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
25 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	351	60
26 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	251	60
27 ^a	0	379	564	1056	0	253	814	0	480	161	0	0	45	60	60
28 ^a	0	379	564	1056	0	253	514	0	480	161	0	0	45	60	60
29 ^a	0	379	564	1056	0	253	314	0	480	161	0	0	45	60	60
30 ^a	0	379	564	1056	0	253	114	0	480	161	0	0	45	60	60
31 ^a	0	45	564	1056	0	253	48	0	480	161	0	0	45	60	60
32 ^a	0	45	423	900	0	253	45	0	480	161	0	0	45	60	60
33 ^a	0	45	564	1056	0	253	48	0	480	161	0	0	45	60	60
34 ^a	0	45	564	1056	0	253	448	0	480	161	0	0	45	60	60
35 ^a	0	45	564	1056	0	253	648	0	480	161	0	0	45	60	60
36 ^a	0	45	564	1056	0	253	848	0	480	161	0	0	45	60	60
37 ^a	0	379	564	1056	0	253	814	0	480	161	0	0	45	60	60
38 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	45	251	60
39 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	236	360	60
40 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	204
41 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	242	360	254
42 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	220	360	60
43 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	0	319	0
44 ^a	0	379	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	0	170	0
45 ^a	0	379	564	1056	0	253	861	0	480	161	0	0	0	0	0
46 ^a	0	106	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	0	0	0
47 ^a	0	0	564	1056	0	253	854	0	480	161	0	0	0	0	0
48 ^a	0	0	564	1056	0	253	530	0	480	161	0	0	0	0	0

Tabela A.32: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 12 em MWh.

A.29 Relatório com resultado da Instância 13

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	60	0
2ª	0	45	0	0	0	0	45	0	90	0	0	0	45	60	60
3ª	0	45	0	0	0	60	45	0	107	60	65	0	45	60	60
4ª	0	45	90	176	43	60	45	0	195	60	65	0	45	60	60
5ª	0	45	90	352	43	60	45	0	219	60	65	0	45	60	60
6ª	0	379	231	528	43	253	80	0	339	161	65	0	45	60	60
7ª	0	99	372	704	43	253	923	0	459	161	65	0	45	60	60
8ª	0	379	513	880	87	253	923	0	480	161	65	0	45	298	60
9ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	45	171	60
10ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	45	282	60
11ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	79	360	60
12ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	168	360	60
13ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	212	360	60
14ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	67	0	242	360	60
15ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	115	0	242	360	60
16ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	167	0	242	360	60
17ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	186	0	242	360	181
18ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	186	0	242	360	81
19ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	167	0	242	360	0
20ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	67	0	242	360	0
21ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	67	0	242	360	0
22ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	0	191	360	0
23ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	0	91	360	0
24ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	0	0	342	0

Tabela A.33: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 13 em MWh.

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
25 ^a	0	379	564	1056	0	253	905	0	480	161	0	0	0	0	0
26 ^a	0	45	564	1056	0	253	781	0	480	161	0	0	0	0	0
27 ^a	0	45	466	854	0	253	631	0	480	161	0	0	0	0	0
28 ^a	0	293	278	590	0	253	45	0	480	161	0	0	0	0	0
29 ^a	0	45	90	326	0	253	45	0	480	161	0	0	0	0	0
30 ^a	0	45	90	176	0	60	45	0	324	60	0	0	0	0	0
31 ^a	0	45	90	176	0	60	45	0	164	60	0	0	0	0	0
32 ^a	0	45	90	176	0	99	45	0	284	161	0	0	0	0	0
33 ^a	0	45	90	176	0	179	45	0	404	161	0	0	0	0	0
34 ^a	0	45	90	309	0	170	45	0	480	161	0	0	0	0	0
35 ^a	0	45	231	485	0	253	45	0	480	161	0	0	0	0	0
36 ^a	0	379	372	661	0	253	294	0	480	161	0	0	0	0	0
37 ^a	0	45	513	837	0	253	511	0	480	161	0	0	0	0	0
38 ^a	0	379	564	1013	0	253	182	0	480	161	0	0	0	0	0
39 ^a	0	379	564	1056	0	253	279	0	480	161	0	0	0	0	0
40 ^a	0	379	564	1056	0	253	351	0	480	161	0	0	0	0	0
41 ^a	0	45	564	1056	0	253	896	0	480	161	0	0	0	0	0
42 ^a	0	379	564	1056	0	253	663	0	480	161	0	0	0	0	0
43 ^a	0	379	564	1056	0	253	707	0	480	161	0	0	0	0	0
44 ^a	0	207	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	0	0	0
45 ^a	0	379	564	1056	0	253	801	0	480	161	0	0	0	0	0
46 ^a	0	307	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	0	0	0
47 ^a	0	307	564	1056	0	253	923	0	480	161	0	0	0	0	0
48 ^a	0	379	564	1056	0	253	851	0	480	161	0	0	0	0	0

Tabela A.34: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 13 em MWh.

A.30 Relatório com resultado da Instância 14

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	76	45	90	0	43	0	45	0	91	0	0	0	0	60	0
2ª	152	379	231	176	43	253	536	0	211	161	0	0	45	60	0
3ª	228	379	372	352	43	253	141	0	331	161	0	0	45	60	0
4ª	228	171	513	528	43	253	45	0	451	161	0	0	45	60	0
5ª	228	45	480	704	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0
6ª	228	45	504	880	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0
7ª	228	45	528	1056	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0
8ª	228	109	564	1056	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0
9ª	228	45	564	1056	43	253	181	0	480	161	0	0	45	60	0
10ª	228	321	564	1056	43	253	45	0	480	161	0	0	45	60	0
11ª	228	379	564	1056	43	253	95	0	480	161	0	0	45	60	0
12ª	228	45	564	1056	43	253	609	0	480	161	0	0	45	60	0
13ª	228	379	564	1056	43	253	355	0	480	161	0	0	45	60	0
14ª	228	45	564	1056	43	253	817	0	480	161	0	0	45	60	0
15ª	228	51	564	1056	43	253	923	0	480	161	0	0	45	60	0
16ª	228	379	564	1056	43	253	675	0	480	161	0	0	45	60	0
17ª	228	379	564	1056	43	253	731	0	480	161	0	0	45	60	0
18ª	228	379	564	1056	43	253	762	0	480	161	0	0	45	60	0
19ª	228	218	564	1056	43	253	923	0	480	161	0	0	45	60	0
20ª	228	379	564	1056	43	253	762	0	480	161	0	0	45	60	0
21ª	228	379	564	1056	43	253	863	0	480	161	0	0	45	60	0
22ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	45	118	0
23ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	45	196	0
24ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	45	336	0

Tabela A.35: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 14 em MWh.

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
25ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
26ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
27ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
28ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
29ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
30ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
31ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
32ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
33ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
34ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
35ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
36ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
37ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
38ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
39ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
40ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
41ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
42ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
43ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
44ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
45ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
46ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
47ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0
48ª	228	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	0	138	143	360	0

Tabela A.36: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 14 em MWh.

A.31 Relatório com resultado da Instância 15

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	76	379	141	176	43	253	897	84	120	161	65	0	45	60	0
2ª	152	379	282	352	43	253	300	168	240	161	65	0	45	60	0
3ª	228	267	423	528	43	253	45	222	160	161	65	0	45	60	0
4ª	228	45	376	528	43	253	444	252	0	161	65	0	45	60	0
5ª	114	258	188	264	43	253	923	126	0	161	65	0	45	60	0
6ª	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	60	0
7ª	0	45	0	0	43	60	45	0	120	64	65	0	45	60	0
8ª	0	45	0	0	43	253	232	0	240	161	65	0	45	60	0
9ª	0	45	141	0	43	253	357	0	360	161	65	0	45	60	0
10ª	0	130	282	176	43	253	45	0	480	161	65	0	45	60	0
11ª	0	45	351	352	43	253	45	0	480	161	65	0	45	60	0
12ª	0	72	492	528	43	253	45	0	480	161	65	0	45	60	0
13ª	0	180	564	704	43	253	45	0	480	161	65	0	45	60	0
14ª	0	104	564	880	43	253	45	0	480	161	65	0	45	60	0
15ª	0	45	547	1056	43	253	45	0	480	161	65	0	45	60	0
16ª	0	268	564	1056	43	253	45	0	480	161	65	0	45	60	0
17ª	0	45	564	1056	43	253	378	0	480	161	65	0	45	60	0
18ª	0	45	564	1056	43	253	472	0	480	161	65	0	45	60	0
19ª	0	379	564	1056	43	253	348	0	480	161	65	0	45	60	0
20ª	0	379	564	1056	43	253	548	0	480	161	65	0	45	60	0
21ª	0	139	564	1056	43	253	923	0	480	161	65	0	45	60	0
22ª	0	379	564	1056	43	253	915	0	480	161	65	0	45	60	0
23ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	45	131	0
24ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	45	231	0

Tabela A.37: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 15 em MWh.

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
25ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	45	342	0
26ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	139	360	0
27ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	228	360	0
28ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	95	0	242	360	0
29ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	127	0	242	360	0
30ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	127	0	242	360	0
31ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
32ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
33ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
34ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
35ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
36ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
37ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
38ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
39ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
40ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
41ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
42ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
43ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
44ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
45ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
46ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
47ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0
48ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	165	0	242	360	0

Tabela A.38: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 15 em MWh.

A.32 Relatório com resultado da Instância 16

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1ª	76	45	141	176	43	253	911	84	120	161	65	60	45	60	60
2ª	152	45	282	352	43	253	514	168	240	161	65	60	45	60	60
3ª	228	45	423	528	43	253	147	222	360	161	65	60	45	60	60
4ª	228	45	555	704	43	253	45	96	480	161	65	60	45	60	60
5ª	228	45	564	880	43	253	68	88	480	161	65	60	45	60	60
6ª	228	379	564	1056	43	253	458	88	480	161	65	60	45	60	60
7ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	65	138	190	360	60
8ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	113	138	242	360	60
9ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	186	138	242	360	87
10ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	186	138	242	360	134
11ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	65	138	150	360	0
12ª	228	379	564	1056	87	253	923	88	480	161	65	138	45	265	0
13ª	228	379	505	1056	87	253	923	145	480	161	65	138	45	67	0
14ª	228	379	376	792	43	253	921	229	480	161	65	0	45	60	0
15ª	228	379	188	528	43	253	465	252	320	161	65	0	45	60	0
16ª	114	45	0	264	43	253	764	126	160	161	65	0	45	60	0
17ª	0	0	0	0	0	0	54	0	0	0	0	0	0	60	0
18ª	0	45	0	0	43	83	45	0	0	161	65	0	45	60	0
19ª	0	331	141	0	43	253	45	0	0	161	65	0	45	60	0
20ª	0	45	282	0	43	253	456	0	120	161	65	0	45	60	0
21ª	0	45	423	176	43	253	229	0	240	161	65	0	45	60	0
22ª	0	45	471	352	43	253	45	0	360	161	65	0	45	60	0
23ª	0	45	519	528	43	253	45	0	480	161	65	0	45	60	0
24ª	0	45	564	704	43	253	180	0	480	161	65	0	45	60	0

Tabela A.39: Solução ótima das primeiras 24hs da Instância 16 em MWh.

Usinas Termelétricas															
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
25ª	0	45	564	880	43	253	104	0	480	161	65	0	45	60	0
26ª	0	45	547	1056	43	253	45	0	480	161	65	0	45	60	0
27ª	0	268	564	1056	43	253	45	0	480	161	65	0	45	60	0
28ª	0	45	564	1056	43	253	378	0	480	161	65	0	45	60	0
29ª	0	45	564	1056	43	253	472	0	480	161	65	0	45	60	0
30ª	0	45	564	1056	43	253	682	0	480	161	65	0	45	60	0
31ª	0	45	564	1056	43	253	882	0	480	161	65	0	45	60	0
32ª	0	139	564	1056	43	253	923	0	480	161	65	0	45	60	0
33ª	0	379	564	1056	43	253	915	0	480	161	65	0	45	60	0
34ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	45	131	0
35ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	45	231	0
36ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	45	342	0
37ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	45	342	0
38ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	139	360	0
39ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	228	360	0
40ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	65	0	228	360	0
41ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	67	0	242	360	0
42ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	67	0	242	360	0
43ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	67	0	242	360	0
44ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	67	0	242	360	0
45ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	67	0	242	360	0
46ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	67	0	242	360	0
47ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	167	0	242	360	0
48ª	0	379	564	1056	87	253	923	0	480	161	171	0	242	360	0

Tabela A.40: Solução ótima das últimas 24hs da Instância 16 em MWh.