

Universidade Federal de Juiz de Fora
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Mestrado em Engenharia Elétrica

Heverton Reis Souza

**IMPACTO DA REPRESENTAÇÃO DA REDE ELÉTRICA NO PLANEJAMENTO
DA OPERAÇÃO DE MÉDIO PRAZO**

Juiz de Fora
2014

Heverton Reis Souza

**Impacto da Representação da Rede Elétrica no Planejamento da Operação
de Médio Prazo**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. André Luís Marques Marcato, D.Sc.

Co-orientador: Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc.

Juiz de Fora
2014

Souza, Heverton Reis.

Impacto da Representação da Rede Elétrica no Planejamento da Operação de Médio Prazo / Heverton Reis Souza. -- 2014. 105 p. : il.

Orientador: André Luís Marques Marcato

Coorientador: João Alberto Passos Filho

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2014.

1. Planejamento da Operação. 2. Despacho Hidrotérmico. 3. Programação Não Linear. 4. Otimização. 5. Fluxo de Potência. I. Marcato, André Luís Marques, orient. II. Passos Filho, João Alberto, coorient. III. Título.

Impacto da Representação da Rede Elétrica no Planejamento da Operação de Médio Prazo

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 28 de fevereiro de 2014.

BANCA EXAMINADORA

Prof. André Luís Marques Marcato, D.Sc. (Orientador)
Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)

Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc. (Co-orientador)
Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.
Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ/COPPE)

Prof. Ivo Chaves da Silva Junior, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)

Prof. Bruno Henriques Dias, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)

*Dedico este trabalho à minha
família, eterna fonte de amor,
carinho e motivação.*

AGRADECIMENTOS

À Deus, por me conceder o dom da vida e me permitir a realização deste trabalho.

À toda minha família, em especial aos meus pais Alírio e Maria Aparecida.

À minha namorada Carina pela compreensão e apoio, nas horas difíceis.

Aos orientadores. Prof. André Luís Marques Marcato e Prof. João Alberto Passos Filho, pela excelência na orientação deste trabalho.

À amiga Paula La Gatta pelas contribuições em todas as fases de desenvolvimento do trabalho, e o reconhecimento de que a conclusão deste trabalho só foi possível devido ao seu apoio.

Ao amigo Tales Ramos por ter produzido as funções de custo futuro utilizadas no trabalho.

Aos amigos de mestrado, principalmente os companheiros de trabalho do LABSPOT.

Aos amigos de graduação, especialmente: Vagner Vieira, Renan Fontes e Vitor Bernardes.

Aos amigos do curso de formação da PETROBRAS (CENEL 2013), especialmente: Rodrigo Vianello, Daniel Bollos e Fábio Bertoldi.

Aos demais amigos que caminham sempre ao meu lado desde os tempos de infância e certamente tem participação indireta neste trabalho.

À CAPES e ao PPEE pelo apoio financeiro.

À todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho

RESUMO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) possui características peculiares que o torna diferente de qualquer outro no mundo, como por exemplo, predominância de usinas hidrelétricas e uma extensa rede de transmissão. Estas características, aliadas a incerteza nas afluências futuras, conduz a necessidade da realização de vários estudos na área de planejamento da operação. O planejamento da operação energética tem por objetivo determinar metas de geração hidráulica e térmica, de forma a atender o mercado consumidor de energia, com confiabilidade e economicidade, utilizando da melhor forma possível os recursos energéticos disponíveis. Para este propósito são utilizados modelos matemáticos que buscam a minimização do custo total esperado de operação do sistema, dentro de um determinado horizonte de planejamento, utilizando diferentes níveis de detalhamento.

O objetivo principal deste trabalho é avaliar alguns impactos da modelagem do sistema elétrico no problema de planejamento da operação de médio prazo. Neste sentido, o sistema de transmissão é representado em sua forma completa, através de equações não lineares que modelam os fluxos de potência ativa e reativa em cada circuito que compõe o sistema elétrico. Além disso, são considerados os limites de tensão nas barras, assim como o limite de carregamento dos circuitos para cada patamar de carga. As usinas hidrelétricas e termelétricas são representadas de forma individualizada, e a função de produtividade é modelada através de polinômios de quarto grau.

O modelo proposto utiliza Funções de Custo Futuro (FCF) pré-calculadas por um programa de planejamento da operação de médio/longo prazo, baseado em sistemas equivalentes de energia. Neste trabalho foram utilizadas as FCF produzidas pelo programa Modelo de Despacho Hidrotérmico (MDDH), desenvolvido pela UFJF. Entretanto, é importante destacar que outro modelo de decisão estratégica, baseado em sistemas equivalentes de energia, poderia ser adotado para gerar as FCF utilizadas neste trabalho.

A metodologia proposta neste trabalho foi avaliada através do estudo de casos tutoriais e de médio porte, objetivando demonstrar os impactos da representação do sistema de transmissão no custo total esperado de operação do sistema e diferenças na estratégia de operação do mesmo.

Palavras-chave: Operação de Sistema de Potência, Despacho Hidrotérmico, Otimização, Programação Não Linear, Planejamento da Operação, Fluxo de Potência.

ABSTRACT

The Brazilian Interconnected System has unique characteristics that make it different of any other in the world, such as predominance of hydroelectric power plants and an extensive transmission system. These features, combined with uncertainty in future inflows, leads to necessity of conducting several studies on planning of the operation. The energy operation planning aims to determine targets for hydraulic and thermal generation to meet the consumer energy market with reliability and economy, as well as possible using the available energy resources. For this purpose mathematical models that aims to minimize the expected total cost of the system operation, within a given planning horizon, using different levels of detail are used.

The main objective of this work is to evaluate some impacts of the transmission system modeling in the long-term operation planning problem. In this sense, the transmission system is included in its complete form, using nonlinear equations that model the active and reactive power flow in the electrical system. In addition, some operation limits are considered, such as bus voltage limits and power flow limits in the transmission lines and transformers, for each load level. The hydroelectric and thermoelectric plants are represented in an individual form and the producibility function is modeled by fourth degree polynomials.

The proposed model uses cost-to-go functions calculated from a long term operation planning program based on equivalent energy systems. In this work the cost-to-go functions produced by MDDH program were used. This program was developed by the Federal University of Juiz de Fora (UFJF). However, it is important to point out that any other model of strategic decision, based on equivalent energy systems, could be used to generate the cost-to-go functions.

The proposed methodology is evaluated and validated through the study of medium scale systems and tutorial systems. The main objective is to demonstrate the impact of the detailed transmission system modeling in the total system operating expected total cost and identify differences in operation strategy.

Keywords: Power System Operation, Hydrothermal Dispatch, Optimization, Non-linear Programming, Power System Operation Planning, Power Flow.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	11
LISTA DE TABELAS	13
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	14
SIMBOLOGIA	15
1 INTRODUÇÃO	20
1.1 Contextualização do Problema.....	20
1.2 Objetivos do Trabalho	26
1.3 Estrutura da Dissertação	27
2 MODELOS COMPUTACIONAIS PARA O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO	28
2.1 Considerações Iniciais.....	28
2.2 Histórico do Planejamento Energético SIN.....	29
2.3 O Modelo NEWAVE	31
2.4 O Modelo SUISHI-O.....	33
2.5 O Modelo DECOMP	35
2.6 O Modelo DESSEM.....	36
2.7 O Modelo MIUH.....	38
2.8 Importância da Representação da Rede Elétrica no Planejamento da Operação	39
2.9 Revisão Bibliográfica	40
2.10 Sumário do Capítulo.....	41
3 METODOLOGIA PROPOSTA.....	42
3.1 Considerações Iniciais.....	42
3.2 Representação dos Patamares de Carga	44
3.3 Formulação do Problema.....	46
3.3.1 Função Objetivo	47
3.3.2 Equação de Balanço Hídrico	49
3.3.3 Equação de Vazão Mínima.....	52
3.3.4 Equação de Atendimento da Demanda de Potência Ativa	52

3.3.5	Equação de Atendimento da Demanda de Potência Reativa.....	54
3.3.6	Perdas Elétricas nos Circuitos	56
3.3.7	Limite de Carregamento nos Circuitos.....	57
3.3.8	Equação de Custo Futuro	57
3.3.9	Cálculo da Produtibilidade Não Linear	59
3.3.10	Restrições de Canalização	61
3.4	Sumário do Capítulo.....	63
4	RESULTADOS.....	64
4.1	Considerações Iniciais	64
4.2	Sistemas Teste	65
4.2.1	Sistema Teste 1	65
4.2.2	Sistema Teste 2.....	66
4.2.3	Sistema Teste 3.....	67
4.3	Impacto dos Limites de Transmissão no Planejamento da Operação	68
4.4	Impacto da Modelagem das Perdas Elétricas	71
4.5	Análise do Custo Marginal de Operação.....	75
4.6	Comparação da Produtibilidade Linear e Não Linear	78
4.7	Validação da Solução do Fluxo de Potência	80
4.7.1	Sistema Teste 1 (9 barras)	80
4.7.2	Sistema Teste 2 (<i>New England</i>)	82
4.7.3	Sistema Teste 3 (Sistema Sul).....	84
4.8	Comparação Utilizando Diferentes Quantidades de Patamares	86
4.9	Sumário do Capítulo.....	89
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	90
5.1	Conclusões.....	90
5.2	Trabalhos Futuros.....	91
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	92
	ANEXO A.....	96
	Dados dos Sistemas Teste Utilizados	96
A.1	– Sistema 9 barras	96

A.2 – Sistema New England.....	97
A.3 – Sistema Sul	102

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Capacidade Instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 31/12/2012.....	20
Figura 1.2: Integração Eletroenergética do SIN	21
Figura 1.3: Complementaridade Hidrológica entre Subsistemas	22
Figura 1.4: Consequências da Decisão Operativa em um Sistema Hidrotérmico	23
Figura 1.5: Custo Total de Operação de um Sistema Hidrotérmico.....	24
Figura 1.6: Modelagem de Sistemas Hidrotérmicos no Planejamento da Operação	25
Figura 2.1: Modelos da Cadeia de programas de Planejamento da Operação	29
Figura 2.2: Fluxograma do Modelo NEWAVE.....	32
Figura 2.3: Fluxograma do Modelo SUIHI-O.....	33
Figura 2.4: Esquema de Representação dos Cenários de Afluência.....	35
Figura 2.5: Discretização temporal do Modelo DESSEM	37
Figura 2.6: Representação dos Patamares Cronológicos no DESSEM.....	37
Figura 2.7: Representação do Problema da Programação Diária no DESSEM	38
Figura 3.1: Fluxograma do Modelo Proposto.....	43
Figura 3.2: Evolução da Carga Mensal de um Sistema Fictício.....	44
Figura 3.3: Exemplo Ilustrativo do Tratamento de Patamares de Carga.....	45
Figura 3.4: Vazão Turbinada para Diferentes Patamares de Carga.....	51
Figura 4.1: Topologia Básica do Sistema Fictício 9 Barras – Sistema Teste 1	65
Figura 4.2: Topologia Básica do Sistema <i>New England</i> – “Sistema Teste 2”	66
Figura 4.3: Topologia Básica do Sistema Sul – “Sistema Teste 3”	67
Figura 4.4: Potência Transmitida na linha [6-30].....	68
Figura 4.5: Tensão em Algumas Barras do Sistema Sul	69
Figura 4.6: Potência transmitida Com e Sem Restrições.....	69
Figura 4.7: Perfil de Tensão em Algumas Barras do Sistema Sul.....	70
Figura 4.8: Geração da Hidrelétricas no Mês de Setembro.....	70
Figura 4.9: Perdas elétricas no Sistema 9 Barras.....	72
Figura 4.10: Energia Armazenada nos Reservatórios Durante o Horizonte de Planejamento .	72
Figura 4.11: Geração Térmica do Sistema 9 Barras	74
Figura 4.12: Geração Térmica do Sistema 9 Barras com Novos Valores de Condutância	74
Figura 4.13: Geração Térmica do Sistema 9 Barras Utilizando Novos Custos de Geração.....	75
Figura 4.14: Sistema Teste 9 Barras	76
Figura 4.15: Fluxo de Potência na Linha [4-1].....	76
Figura 4.16: Custo Marginal de Operação Sem Consideração dos Limites da Linha [4-1].....	77
Figura 4.17: Custo Marginal de Operação Com os Limites da Linha [4-1].....	78
Figura 4.18: Energia Armazenada no Sistema <i>New England</i>	79
Figura 4.19: Geração Total das Termelétricas do Sistema <i>New England</i>	79
Figura 4.20: Geração Total das Hidrelétricas do Sistema <i>New England</i>	80
Figura 4.21: Evolução da Demanda de Energia para um Dia Típico	86
Figura 4.22: Representação da Carga Utilizando 3 e 6 Patamares	87

Figura 4.23: Representação da Carga Utilizando 12 e 24 Patamares	87
Figura 4.24: Tempo de Simulação Utilizando Vários Patamares.....	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1: Custos de Operação do Sistema Teste 3	71
Tabela 4.2: Custos de Operação das Usinas Termelétricas	73
Tabela 4.3: Novos Custos de Operação das Usinas Termelétricas.....	75
Tabela 4.4: Comparação do Módulo e Ângulo da Tensão para o Sistema 9 Barras	80
Tabela 4.5: Comparação da Potência Aparente para o Sistema 9 Barras.....	81
Tabela 4.6: Comparação do Módulo e Ângulo da Tensão para o Sistema <i>New England</i>	82
Tabela 4.7: Comparação da Potência Aparente para o Sistema <i>New England</i>	83
Tabela 4.8: Comparação do Módulo e Ângulo da Tensão para o Sistema Sul	84
Tabela 4.9: Comparação da Potência Aparente para o Sistema Sul.....	85
Tabela 4.10: Comparação das Soluções com Vários Patamares para o Sistema 9 Barras	87
Tabela 4.11: Comparação das Soluções para Vários Patamares do Sistema <i>New England</i>	88
Tabela 4.12: Comparação das Soluções com Vários Patamares para o Sistema Sul	88
Tabela A.1: Dados das Usinas Hidrelétricas do Sistema 9 Barras	96
Tabela A.2: Dados das Usinas Termelétricas do Sistema 9 Barras.....	96
Tabela A.3: Dados de Barra do Sistema 9 Barras	96
Tabela A.4: Dados de Linha do Sistema 9 Barras	97
Tabela A.5: Dados das Usinas Hidrelétricas do Sistema <i>New England</i>	97
Tabela A.6: Dados das Usinas Termelétricas do Sistema <i>New England</i>	98
Tabela A.7: Dados de Barra do Sistema <i>New England</i>	98
Tabela A.8: Dados de Linha do Sistema <i>New England</i>	100
Tabela A.9: Dados das Usinas Hidrelétricas do Sistema Sul	102
Tabela A.10: Dados das Usinas Termelétricas do Sistema Sul.....	102
Tabela A.11: Dados de Barra do Sistema Sul	102
Tabela A.12: Dados de Linha do Sistema Sul.....	104

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
FCF	Função de Custo Futuro
MDDH	Modelo Dinâmico de Despacho Hidrotérmico
MIUH	Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PD	Programação Dinâmica
PDDD	Programação Dinâmica Dual Determinística
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDE	Programação Dinâmica Estocástica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional

SIMBOLOGIA

a_{km} :	Tap dos transformadores de tap variável conectado no ramo km ; (pu)
$ALTQUEDA_h^t$:	Altura de queda da usina h no período t ; (m)
B_{km} :	Susceptância do circuito entre o ramo km ; (pu)
B_{km}^{sh} :	Susceptância <i>shunt</i> ; (pu)
CD_b^t	Custo de déficit da barra b no período t ; ($R\$/MWmês$)
Corte_Carga $_{p,b}^t$:	Corte de carga na barra b no patamar de carga p no período t ; (pu).
$COTAJUSA_h^t$:	Cota jusante da usina h no período t ; (m)
$COTAMONT_h^t$:	Cota montante da usina h no período t ; (m)
CP :	Penalização das perdas elétricas; ($R\$/MWmês$)
CT_n^t :	Custo da usina térmica n no período t ; ($R\$/MWmês$)
$def_{p,b}^t$:	Déficit da barra b no patamar de carga p no período t ; ($MWmédio$)
$EARM_s^{t+1}$:	Energia armazenada no sistema s , no período $t+1$; ($MWmês$)
ENA_s^{t-p+1} :	Energia natural afluyente do subsistema s , para período $t-p+1$; ($MWmês$)
$ENGOL_h$:	Vazão máxima da hidrelétrica h ; (m^3/s)
$FATOR$:	Fator de conversão de m^3/s para hm^3 (2,628);
G_{km} :	Condutância do circuito entre o ramo km ; (pu)

$HIDK :$	Número de hidrelétricas conectadas na barra k ;
$M_h :$	Conjunto de usinas a montante da usina h ;
$NBAR :$	Número de barras do sistema elétrico de potência;
$NHID :$	Número de usinas hidrelétricas do sistema;
$NPARp :$	Ordem máxima do $PAR(p)$;
$NPAT :$	Número de patamares de carga;
$NSIS :$	Número de subsistema;
$ENTER :$	Número de usinas térmicas do sistema;
$P_{p,km}^t :$	Potência transmitida no circuito km no patamar p , período t ; (MW_{medio})
$PB :$	Potência base do sistema elétrico; (MVA)
$PCV_{h,j} :$	Coefficiente j do polinômio cota-volume de quarto grau da usina h ;
$Perdas_p^t :$	Total de perdas elétricas nos circuitos, no patamar p no período t ; (MW_{medio})
$PERDAHIDR_h :$	Perda hidráulica da usina hidrelétrica h ; (m)
$PESP_h :$	Produtibilidade específica da usina h ; ($MW_{medio}/m^3/s/m$)
$PD_{p,k}^t :$	Demanda líquida da barra k , no patamar p no período t ; (MW_{medio})
$P_{-}gt_{p,n}^t :$	Potência ativa gerada, termelétrica n no patamar de carga p no período t ; (MW_{medio})
$P_{-}GT_n \max :$	Geração máxima de potência ativa da termelétrica n ; (MW_{medio})

$P_{GT_n} \text{ min} :$	Geração mínima de potência ativa da termelétrica n ; ($MW_{\text{médio}}$)
$PVNJ_{h,j} :$	Coefficiente j do polinômio vazão nível-jusante de quarto grau, usina h ;
$Q_{p,km}^t :$	Potência transmitida no circuito km no patamar p , período t ; ($Mvar_{\text{médio}}$)
$QD_{p,k}^t :$	Demanda líquida da barra k , no patamar p no período t ; ($Mvar_{\text{médio}}$)
$q_{gh_{p,h}}^t :$	Potência reativa gerada, hidrelétrica h , patamar p no período t ; ($Mvar_{\text{médio}}$)
$Q_{GH_n} \text{ max} :$	Geração máxima de potência reativa da hidrelétrica h ; ($MW_{\text{médio}}$)
$Q_{GH_n} \text{ min} :$	Geração mínima de potência reativa da hidrelétrica n ; ($MW_{\text{médio}}$)
$q_{gt_{p,n}}^t :$	Potência reativa gerada, termelétrica n , patamar p no período t ; ($Mvar_{\text{médio}}$)
$Q_{GT_n} \text{ max} :$	Geração máxima de potência reativa da termelétrica n ; ($MW_{\text{médio}}$)
$Q_{GT_n} \text{ min} :$	Geração mínima de potência reativa da termelétrica n ; ($MW_{\text{médio}}$)
$QI_h^t :$	Vazão incremental da usina h , no período t ; (m^3/s)
$Qmin_h^t :$	Vazão mínima obrigatória da usina h no período t ; (m^3/s)
$S_{Max_{p,mk}} :$	Limite de potência aparente, no ramo mk , no patamar p ; (MVA)
$S_{Max_{p,km}} :$	Limite de potência aparente, no ramo km , no patamar p ; (MVA)
$TERK :$	Número de termelétricas conectadas na barra k ;
$TD_p :$	Duração do patamar p dentro do mês; (pu)

$V_{p,b}^t$:	Módulo da tensão na barra b no patamar de carga b , no período t (pu)
$V_b \max$:	Valor máximo do módulo da tensão na barra b ; (pu)
$V_b \min$:	Valor mínimo do módulo da tensão na barra b ; (pu)
VA_h^t :	Volume inicial armazenado da usina h , período t ; (hm^3)
va_h^{t+1} :	Volume armazenado final da usina h no estágio t ; (hm^3)
$VAF_h \max$:	Volume armazenado máximo da usina hidrelétrica h ; (km^3)
$VAF_h \min$:	Volume armazenado mínimo da usina hidrelétrica h ; (km^3)
\overline{vt}_h :	Vazão média turbinada da usina h no período t ; (m^3/s)
$vt_{p,h}^t$:	Vazão turbinada, usina h no patamar p período t ; (m^3/s)
\overline{vv}_h :	Vazão média vertido da usina h no período t ; (m^3/s)
$vv_{p,h}^t$:	Vazão vertida, usina h no patamar p período t ; (m^3/s)
w_j :	Termo constante do j -ésimo Corte de Benders; ($R\$$)
Z_t :	Custo total de operação no período t ; ($R\$$)
α_t :	Custo futuro associado ao período t ; ($R\$$)
β :	Taxa de desconto.
ϕ_{km} :	Ângulo de defasagem do transformador defasador conectado no ramo km ; (rad)

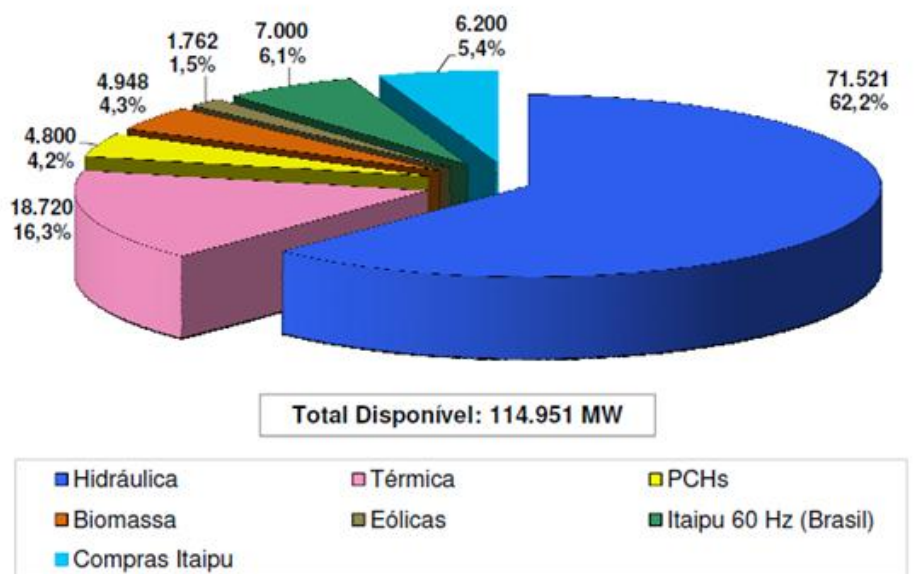
$\pi_{EAFs,p,j}^{t+1}$:	Coeficiente do j -ésimo corte construído no período $t+1$, associado a afluência do p -ésimo período passado ao subsistema s ($R\$/MWhês$);
$\pi_{Vs,j}^{t+1}$:	Coeficiente do j -ésimo corte, construído no período $t+1$ associado ao armazenamento do sistema s ($R\$/MWhês$);
θ_{km} :	Diferença entre os ângulos da tensão na barras k e m ; (rad)
$\theta_b \max$:	Valor máximo do ângulo da tensão na barra b ; (rad)
$\theta_b \min$:	Valor mínimo do ângulo da tensão na barra b ; (rad)
ρ_h^t :	Produtibilidade da usina h , no período t ; ($MWh_{\text{medio}}/m^3/s$)
$\rho_{-eq_h^t}$:	Produtibilidade equivalente da usina h , no período t ; ($MWh_{\text{medio}}/m^3/s$)
Ω_k :	Conjunto de barras adjacentes a barra k ;
Ω_n :	Conjunto de hidrelétrica à jusante na usina n inclusive;

1 Introdução

1.1 Contextualização do Problema

A energia elétrica é um insumo de grande importância na vida moderna, sua versatilidade e facilidade de transporte fazem com este tipo de energia seja utilizada em diversas aplicações. O desenvolvimento econômico e industrial de um país depende fortemente da disponibilidade de energia elétrica. Desta forma, o investimento no suprimento de energia elétrica é um elemento estratégico para o crescimento de uma nação.

No Brasil a maior parte da geração de energia elétrica é proveniente de usinas hidráulicas. Características naturais como grandes bacias hidrográficas, reservas de carvão concentradas no sul do País e com baixo poder calorífico levaram o Brasil a investir em grandes usinas hidrelétricas. Entretanto, nos últimos anos houve um aumento significativo de usinas termelétricas comparado as hidrelétricas devido a diversos fatores, entre eles pode-se citar o menor custo de instalação, menor tempo de construção e restrições de ordem ambiental.



Fonte: ONS

Figura 1.1: Capacidade Instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 31/12/2012

A Figura 1.1 mostra a capacidade instalada no SIN de 114951 MW em dezembro de 2012, destes 84721 (73,7 %) são hidrelétricas, incluindo a parcela da usina binacional de Itaipu disponível para o Brasil (ONS, 2013).

As usinas hidrelétricas são geralmente construídas em locais distantes dos grandes centros consumidores de carga. Esta característica, aliada às dimensões continentais do território brasileiro, tornaram necessária a construção de um extenso e complexo sistema de transmissão de energia elétrica. A Figura 1.2 mostra a integração eletroenergética entre as bacias hidrográficas através da malha principal (rede básica) do sistema de transmissão (ANEEL, 2005).

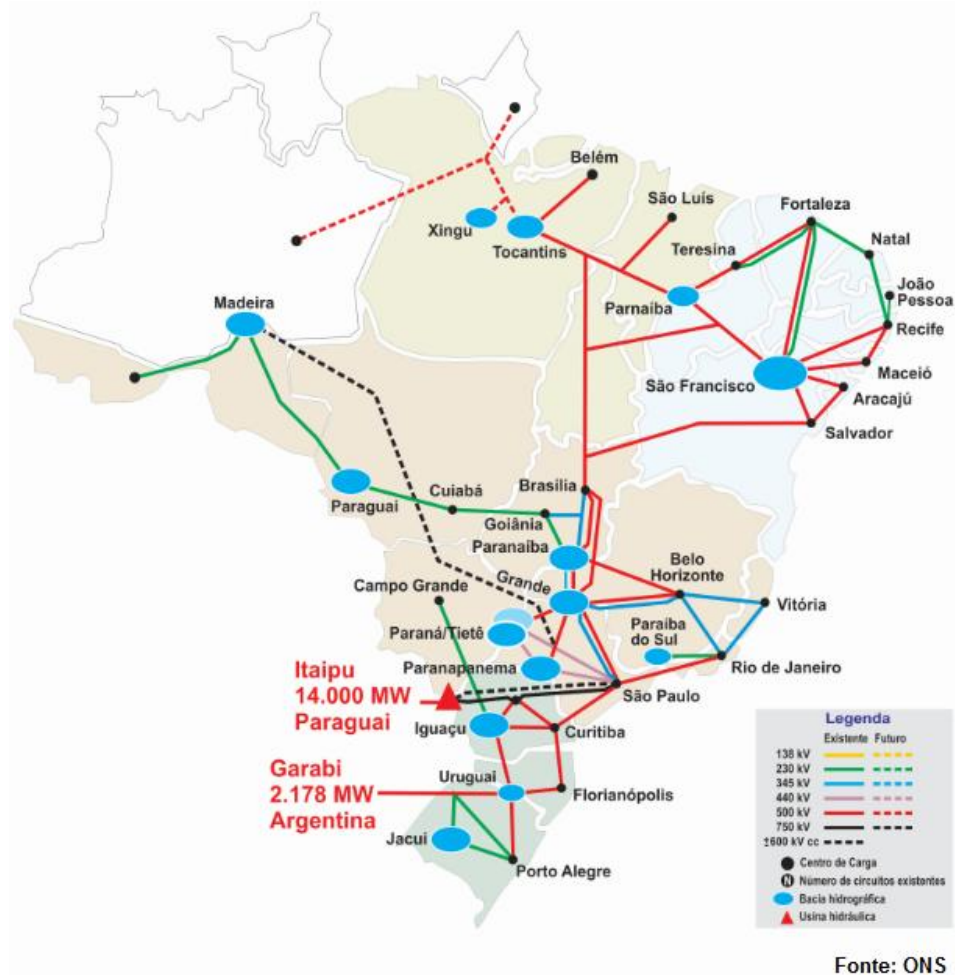


Figura 1.2: Integração Eletroenergética do SIN

As variações climáticas e hidrológicas podem ocasionar excedentes ou escassez de geração hidrelétrica em determinadas regiões e períodos do ano. As interligações oriundas do complexo sistema de transmissão possibilitam a troca de energia entre regiões, permitindo

obter vantagens da diversidade do comportamento hidrológico entre as diferentes bacias hidrográficas distribuídas ao longo do extenso território brasileiro (ANEEL, 2005). A Figura 1.3 mostra de forma ilustrativa a complementaridade entre os regimes hidrológicos dos subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Norte, Nordeste e Sul.

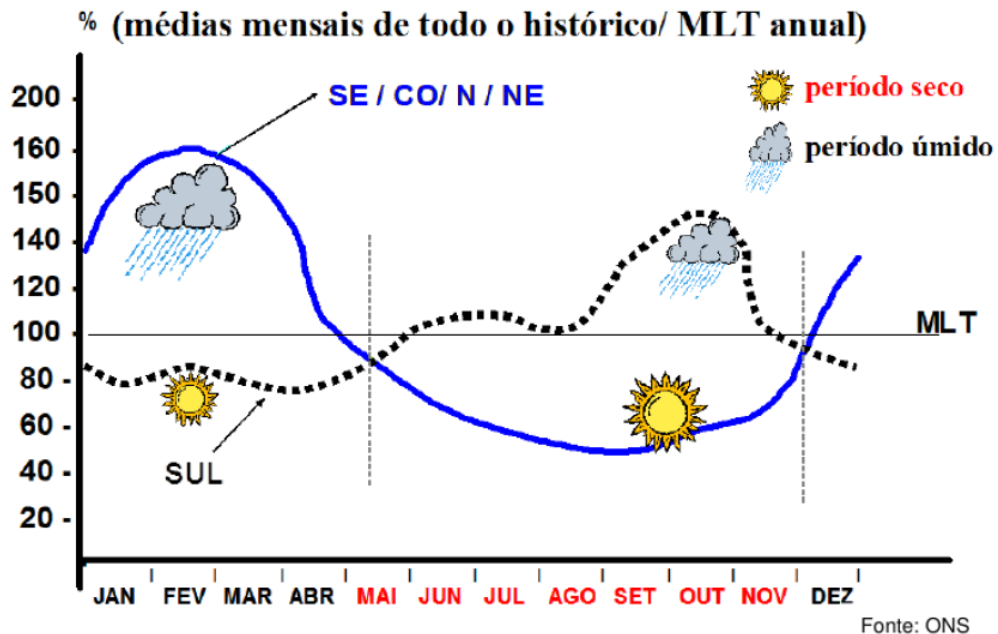


Figura 1.3: Complementaridade Hidrológica entre Subsistemas

Com o objetivo de minimizar o custo global de produção de energia, o sistema eletroenergético brasileiro é operado de forma coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A operação coordenada está embasada na interdependência operativa entre as usinas hidrelétricas, na interconexão dos sistemas elétricos e na integração entre os diversos recursos energéticos no atendimento da carga do sistema, como descrito em (MARCATO, 2002). Entre as principais características de operação deste sistema pode-se citar:

- A interdependência entre as usinas hidrelétricas ocorre porque os reservatórios geralmente são construídos ao longo de uma mesma bacia hidrográfica. Desta forma, a operação de uma usina impacta na operação das demais que se encontrem a jusante da mesma;
- A interconexão entre os sistemas elétricos é importante, pois na ocorrência de regimes hidrológicos desfavoráveis, as usinas termelétricas podem suprir a carga do sistema, e não apenas os consumidores da região onde foi construída;

- A utilização de recursos de geração e transmissão dos sistemas interligados permite reduzir o custo de suprimento através da economia de geração termelétrica, sempre que houver regiões vizinhas com excedente de geração hidrelétrica.

Nos sistemas hidrotérmicos a energia hidráulica armazenada é limitada pela capacidade máxima dos reservatórios que compõem o sistema, como as afluições futuras são desconhecidas, pode-se concluir que a decisão operativa em uma etapa do planejamento da operação deve ser função das consequências futuras que esta decisão pode causar. Por exemplo, se num dado período a decisão operativa for utilizar a energia proveniente das hidrelétricas, e no futuro ocorrer um regime hidrológico desfavorável, poderá ser necessário uma intensa geração termelétrica ou mesmo ocorrer o não atendimento de parte da carga do sistema. Por outro lado, se a decisão for utilizar as termelétricas mantendo alto o nível de armazenamento dos reservatórios, e no futuro ocorrer altas vazões afluentes, poderá haver vertimento excessivo nos reservatórios, que representa um desperdício de recursos hídricos. Esta situação está ilustrada na Figura 1.4.

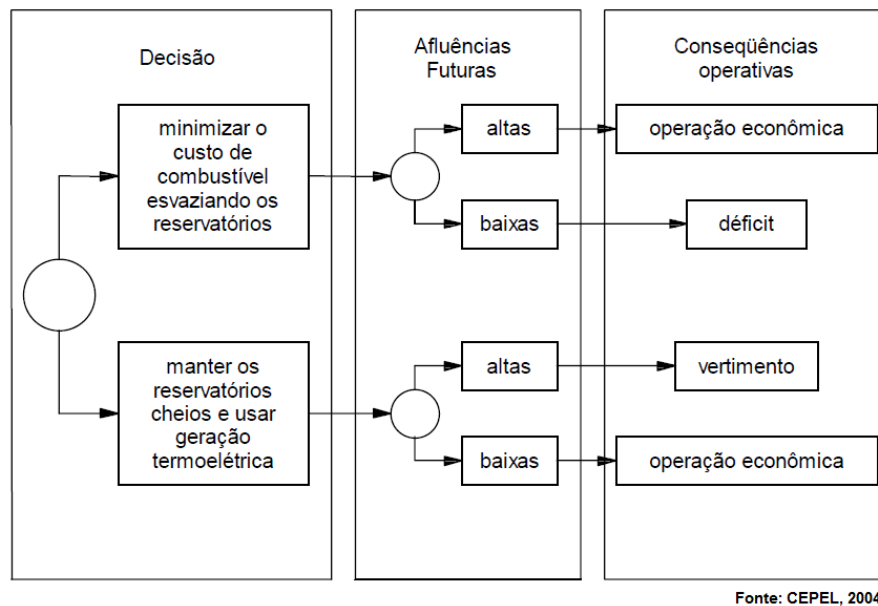
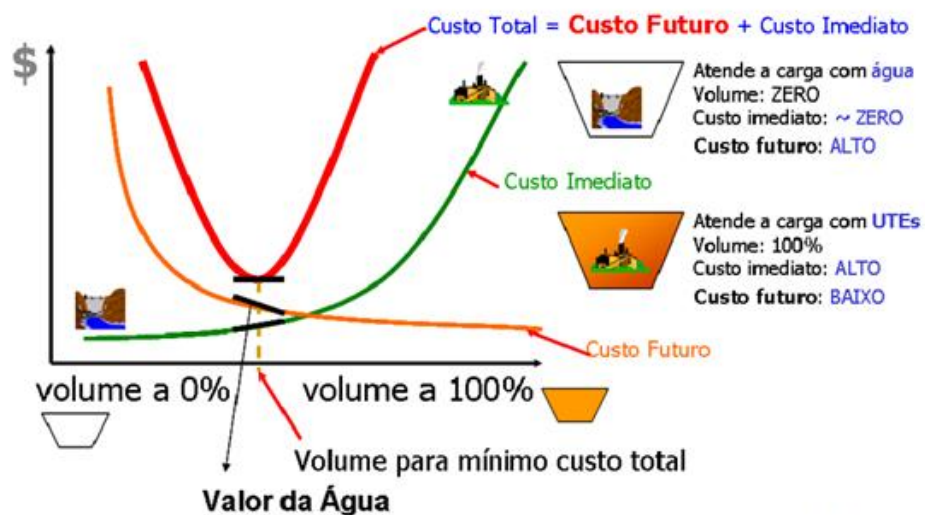


Figura 1.4: Consequências da Decisão Operativa em um Sistema Hidrotérmico

Estas características dos sistemas hidrotérmicos são agravadas diante das atuais restrições de ordem ambiental, que impedem ou dificultam a construção de usinas dotadas de grandes reservatórios. Ou seja, existe uma tendência de construção de usina hidrelétricas que possuem baixa ou nenhuma capacidade de regularização plurianual em seus reservatórios.

Esta característica vem reduzindo a capacidade de regularização do sistema ao longo dos anos e tende a se agravar no futuro com o aumento da demanda e manutenção da capacidade de armazenamento de energia do sistema. Este é um dos motivos da discussão da necessidade de diversificação da matriz elétrica no Brasil.

Do exposto anteriormente, percebe-se que nos sistemas hidrotérmicos as decisões operativas provocam alterações na disponibilidade de energia hidráulica armazenada. Desta forma, o custo total de operação do sistema pode ser decomposto em duas parcelas, uma relativa à decisão operativa no estágio atual e outra que reflete as consequências desta decisão no custo futuro esperado, estas parcelas são chamadas de custo presente e custo futuro, respectivamente. A Figura 1.5 mostra também de forma ilustrativa as curvas que representam o custo imediato e o custo futuro em função do volume armazenado.



Fonte: RAMOS, 2011

Figura 1.5: Custo Total de Operação de um Sistema Hidrotérmico

A dinâmica de operação dos sistemas hidrotérmicos pode ser vista em função das curvas de custo futuro e custo imediato. Se em um determinado estágio a decisão operativa for utilizar as usinas hidrelétricas, o custo imediato será reduzido, visto que esta operação economiza o combustível das termelétricas. Porém, o nível de armazenamento dos reservatórios será menor, conseqüentemente o custo futuro será maior, visto que esta estratégia aumenta a probabilidade da haver necessidade de geração térmica para o suprimento da demanda no futuro. Por outro lado, se a decisão for utilizar as usinas termelétricas no estágio atual, o custo imediato será maior, no entanto, o custo futuro será baixo, visto que a energia dos reservatórios foi economizada, podendo ser utilizada para o suprimento da demanda futura de energia.

As características apresentadas anteriormente aliadas às incertezas nas afluências futuras fazem com que o problema seja complexo e, portanto, de difícil solução. Para contornar esta complexidade o problema de planejamento da operação é subdividido em diversos horizontes, cada qual com o seu nível de detalhamento. A Figura 1.6 apresenta as características dos diferentes horizontes de planejamento.

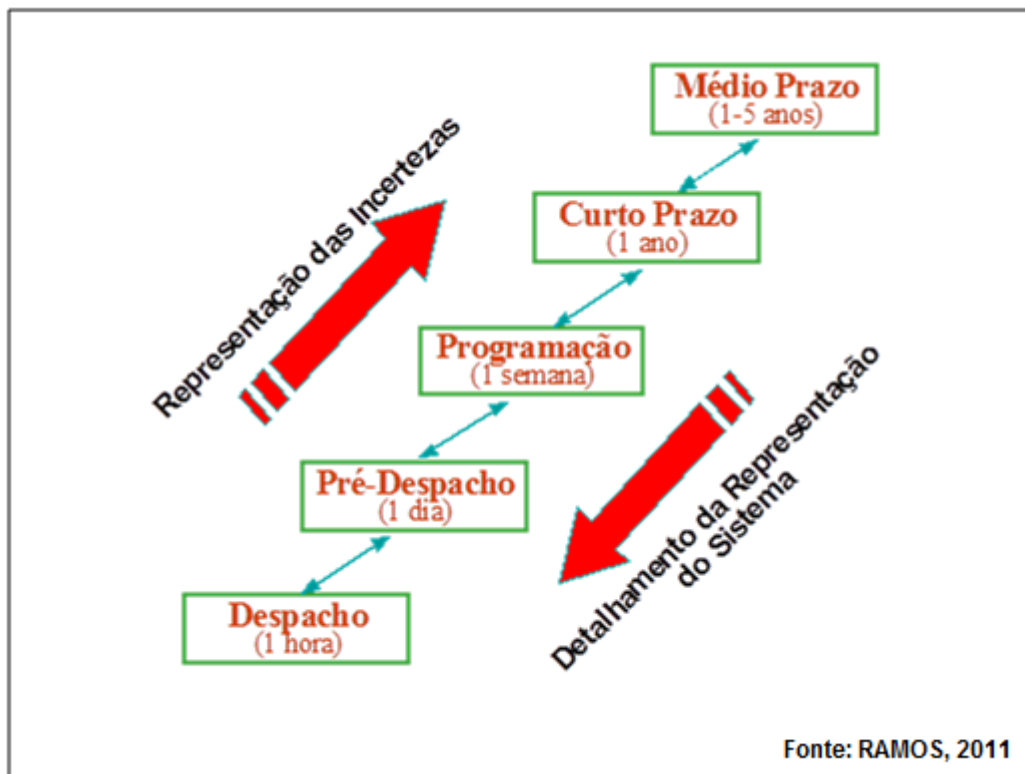


Figura 1.6: Modelagem de Sistemas Hidrotérmicos no Planejamento da Operação

As etapas do planejamento são descritas por (MARCATO, 2002) e reproduzidas aqui por sua importância:

- **Planejamento da operação de médio prazo:** nesta fase o horizonte de estudo é de cinco anos discretizado em etapas mensais. Faz-se uma representação detalhada do processo estocástico de vazões afluentes aos reservatórios e as usinas hidrelétricas que compõem cada sistema são representadas de forma agregada (sistemas equivalentes). Além disto, os sistemas podem trocar energia entre si até um limite máximo de intercâmbio. Desta etapa resulta uma função multivariada que define o valor econômico da energia armazenada em função dos níveis de armazenamento e afluência aos meses passados, chamada **Função de Custo Futuro (FCF)**;

- **Planejamento da operação de curto prazo:** o horizonte, neste caso, é de alguns meses e a incerteza relacionada às afluências aos reservatórios é representada através de uma árvore de vazões. Nesta etapa, as usinas são representadas de forma individualizada. O objetivo é, a partir da FCF gerada pelo modelo de médio prazo em um estágio que coincide com o final do horizonte do modelo de curto prazo, gerar uma função que retrate o valor econômico da água armazenada nos reservatórios em função dos níveis de armazenamento dos reservatórios;
- **Programação diária da operação:** nesta etapa, o horizonte é de apenas alguns dias, discretizados em etapas horárias ou de meia em meia hora. Não é representada a incerteza das vazões. Em contrapartida, o parque hidrotérmico é representado de forma detalhada, levando-se em conta as restrições relativas as máquinas e turbinas, tais como: tomada e alívio de carga, faixas operativas das turbinas, entre outras. O sistema de transmissão é representado com precisão. A FCF gerada pelo modelo de curto prazo no estágio que coincide com último estágio do modelo de programação diária é utilizada para definir-se a meta de geração de cada unidade geradora.

Atualmente os programas oficiais, homologados pela ANEEL, utilizados no planejamento da operação do SIN são os seguintes: para programação diária, o modelo DESSEM; para o planejamento de curto prazo, o modelo DECOMP; para médio e longo prazo, os modelos NEWAVE e SUISHI-O (RAMOS, 2011), desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. Estes programas serão descritos com maiores detalhes no Capítulo 2.

1.2 Objetivos do Trabalho

Os modelos oficiais do Setor Elétrico Brasileiro utilizados para resolver o problema de planejamento da operação de médio prazo não consideram a representação explícita da rede elétrica. Conforme o horizonte de planejamento diminui, o detalhamento do sistema aumenta, a partir da etapa da programação diária da operação, a rede elétrica é representada com precisão, além de outras restrições as características de operação relativas às máquinas e turbinas.

A inserção de restrições do sistema de transmissão, adicionais ao problema energético, pode ocasionar um desvio da operação ótima do sistema, modificando a solução previamente encontrada. Desta forma, seria importante considerar aspectos relacionados ao sistema de transmissão de energia elétrica, já nos estágios iniciais do planejamento, com intuito de evitar uma disparidade entre o planejamento elétrico e energético. É importante destacar que a não consideração das restrições do sistema de transmissão pode restringir a implementação prática das metas de geração definidas no planejamento energético.

Este trabalho tem o objetivo principal de avaliar quantitativamente o impacto da representação da rede elétrica no problema de planejamento da operação de médio prazo. Neste sentido, propõe-se o desenvolvimento e implementação de um modelo de planejamento da operação de médio prazo baseado em usinas individualizadas no ambiente LINGO e MatLab, onde a rede elétrica é representada em sua forma completa, através de equações não lineares que modelam os fluxos de potência ativa e reativa em cada circuito que compõe o sistema elétrico. Além disso, são considerados alguns limites operacionais do sistema tais como, limites de tensão nas barras e o carregamento dos circuitos para cada patamar de carga. As usinas hidrelétricas e termelétricas são representadas de forma individualizada, e a função de produtividade é modelada através de polinômios de quarto grau.

1.3 Estrutura da Dissertação

No presente capítulo foi realizada uma contextualização do problema e definido o objetivo principal deste trabalho. O Capítulo 2 abordará aspectos relevantes dos programas oficiais utilizados na cadeia de planejamento: NEWAVE, SUSHI-O, DECOMP e DESSEM. Além disso, é descrita a formulação do programa MIUH, desenvolvido pela UFJF no âmbito de um projeto estratégico ANEEL.

No Capítulo 3 é apresentada a metodologia proposta, suas premissas e seu mecanismo de funcionamento.

O Capítulo 4 traz os resultados obtidos e as análises e comparações do impacto da rede elétrica no problema de planejamento da operação.

Finalmente, o Capítulo 5 traz as conclusões deste trabalho e apresenta sugestões de trabalhos futuros.

2 Modelos Computacionais para o Planejamento da Operação

2.1 Considerações Iniciais

Como foi visto na Seção 1.2, o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos abrange desde o planejamento plurianual até a programação diária da operação da geração dos reservatórios. Devido ao seu porte e complexidade o problema é dividido em diversas etapas, como pode ser observado na Figura 1.6, do capítulo anterior. Em cada etapa são utilizados modelos com diferentes graus de detalhamento na representação do sistema.

No planejamento de médio prazo o programa oficial do SIN é o NEWAVE, este modelo tem o objetivo de definir parcelas de geração hidrelétrica e termoelétrica que minimizem o valor esperado do custo de operação, representando o sistema através de um modelo equivalente (CEPEL, 2001).

No planejamento de curto prazo utiliza-se o modelo DECOMP, o objetivo nesta etapa da cadeia de planejamento da operação é determinar, a cada semana, metas individuais de geração para as usinas térmicas e hidroelétricas, bem como os intercâmbios de energia entre subsistemas, a partir das informações da etapa de médio prazo (CEPEL, 2004).

Finalmente, na programação diária, define-se, a partir das informações produzidas no curto prazo, uma programação de geração sujeita às condições operativas da rede elétrica. O programa DESSEM é o modelo utilizado nesta etapa do planejamento da operação. O objetivo desta etapa é determinar metas de geração das usinas hidrelétricas e termoelétricas, que minimizem o custo total de operação do sistema, composto por uma parcela de custo presente (geração térmica, déficit no atendimento) e outra de custo futuro, cuja função é fornecida pelo modelo DECOMP e representa o valor esperado dos custos de suprimento de energia no futuro (CEPEL, 2003).

Para utilização de cada um destes programas necessita-se de uma série de modelos auxiliares para fornecer os dados necessários para a determinação do planejamento, tais como

previsão de carga, geração de cenários de afluências, cronograma de manutenção das usinas, entre outros (CEPEL, 2003).

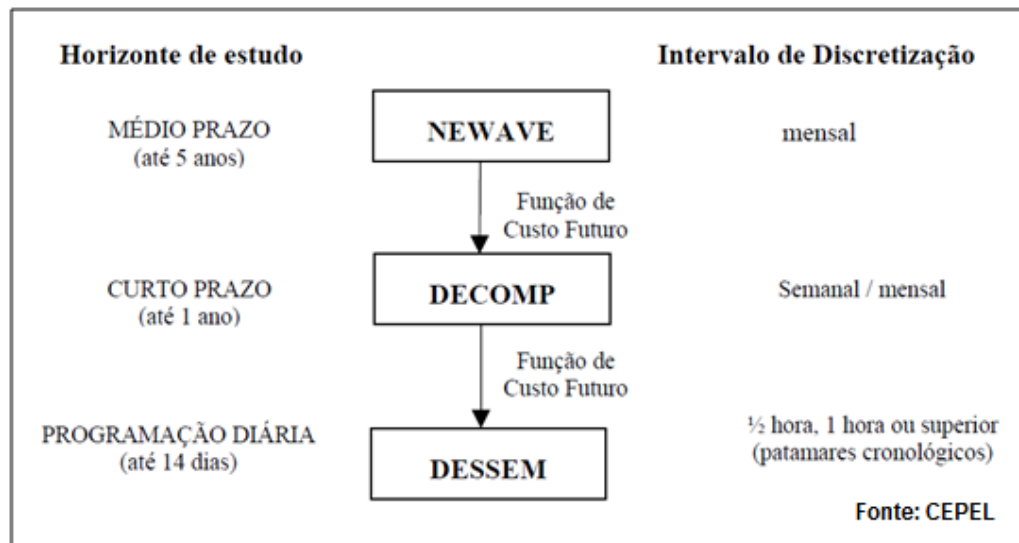


Figura 2.1: Modelos da Cadeia de programas de Planejamento da Operação

A partir dos modelos de curto prazo até o despacho horário existe a representação individualizada dos reservatórios, ou seja, determina-se as metas individuais de geração das usinas hidrelétricas e térmicas do sistema, bem como o intercâmbio energético entre elas.

A definição dos limites de intercâmbio é de grande importância, pois determina o nível de acoplamento entre os subsistemas. Em (SANT'ANNA et al., 2011) é encontrada uma metodologia para definição destes limites que leva em consideração tanto aspectos de regime permanente quanto dinâmicos.

2.2 Histórico do Planejamento Energético SIN

Até meados da década de 70 a operação do sistema eletroenergético brasileiro era determinada pelos proprietários das usinas. Após esta data a operação do sistema passa a ser realizada de forma coordenada por um órgão centralizador (ZAMBELLI, 2006). A partir desta data houve o desenvolvimento de metodologias na tentativa de garantir uma operação econômica e segura do sistema eletroenergético.

Entre os anos de 1974 e 1978 foi utilizado um modelo determinístico denominado Método da Curva Limite Inferior do Armazenamento, este modelo estabelecia a energia

mínima que deveria ser armazenada nos reservatórios do sistema, baseado na pior seca já ocorrida no histórico de vazões, que permitisse o atendimento do mercado consumidor sem a ocorrência de déficits de energia.

Em 1977, a ELETROBRAS e o Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), concluíram o desenvolvimento de um programa com base na técnica de Programação Dinâmica Estocástica (PDE). A PDE consiste na aplicação da Programação Dinâmica (PD) a problemas nos quais o futuro é modelado através de um conjunto de cenários possíveis (SOUZA, 2008). Este modelo não considerava o intercâmbio entre regiões como variável de decisão do problema, visto que o Brasil era formado por sistemas isolados neste período.

A Programação Dinâmica é uma técnica utilizada na otimização de problemas modelados através de uma sequência de decisões. Esta técnica é baseada no "Princípio da Otimalidade de Bellman", ou seja, que a otimalidade global pode ser obtida através da otimização das decisões em cada estágio (local) do problema (BELLMAN, 1957). Desta forma, o problema é resolvido no sentido contrário, ou seja, a solução parte do último estágio, fazendo recursão no tempo, e a cada estágio são consideradas as consequências futuras da decisão atual.

A grande desvantagem da Programação Dinâmica é a chamada "Maldição da Dimensionalidade" (BELLMAN, 1957), resultante da enumeração exaustiva de todas as possibilidades que crescem exponencialmente com o número de variáveis de estado. No caso do problema energético, ao utilizar a PDE, esta desvantagem é intensificada, visto que o número de cenários futuros aumenta a quantidade de combinações dos estados do problema.

Para contornar o problema da "Maldição da Dimensionalidade" existente na PDE, foi proposta em 1985, a técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica — PDDE (PEREIRA; PINTO, 1985; PEREIRA, 1989), que utiliza a técnica de Decomposição de Benders. Esta técnica aborda o problema de forma analítica, e evita a discretização do espaço de estados, diferente do que ocorre na PDE. Desta forma, o esforço computacional diminui consideravelmente, tornando possível a consideração de mais reservatórios além da utilização de sofisticados modelos estatísticos na representação das afluências.

Esta modelagem ainda é utilizada e está, atualmente, implementada nos modelos DECOMP e NEWAVE, desenvolvidos pelo CEPEL, os quais são os modelos oficiais do SIN para o planejamento da operação de curto e médio prazo respectivamente (BRANDI, 2011).

2.3 O Modelo NEWAVE

Em 1993 o CEPEL, atendendo uma demanda da ELETROBRAS, desenvolveu o programa NEWAVE (PEREIRA, 2006), para ser utilizado no planejamento de médio prazo do SIN. Este programa tem o objetivo de realizar alocação ótima dos recursos hídricos e térmicos, minimizando o custo total esperado de operação dentro de um horizonte de cinco anos de planejamento, com discretização mensal. Este modelo é baseado na técnica PDDE, e as usinas são agregadas em sistemas equivalentes de energia, no intuito de encontrar uma Função de Custo Futuro (FCF) que represente o impacto das decisões operativas no custo da operação dos meses subsequentes (MARCATO, 2007).

O modelo é dividido em quatro módulos, que são sucintamente reproduzidos a seguir:

1. Cálculo do Sistema equivalente de Energia: Este módulo é responsável por agrupar as usinas do SIN em sistemas equivalentes de energia (geralmente são adotados quatro no ambiente de operação): Sudeste/Centro, Sul, Norte e Nordeste. Para cada sistema equivalente são calculados os seguintes parâmetros (CEPEL, 2001):

- a. Energia armazenável máxima
- b. Energia armazenada;
- c. Energia controlável afluyente;
- d. Energia a fio d'água afluyente;
- e. Energia de vazão mínima;
- f. Energia evaporada;
- g. Energia de volume morto;
- h. Energia das usinas submotorizadas;
- i. Energia de desvio de água;
- j. Geração hidráulica máxima; dentre outros.

2. Geração de Séries Sintéticas: Este módulo é responsável por gerar séries sintéticas de energias naturais afluentes, baseadas no histórico de vazões (CEPEL, 2001).

3. Cálculo da Política de Operação Hidrotérmica: Este módulo é responsável por calcular a política ótima de operação dos sistemas equivalentes de energia através da Programação Dinâmica Dual Estocástica. O problema de otimização tem como objetivo a minimização do custo total esperado de operação para cada estágio, e o processo da PDDE calcula de forma iterativa a função de custo futuro da operação para cada período do horizonte de planejamento.

4. Simulação da Operação: Neste módulo é realizada a simulação do sistema considerando-se as FCF calculadas no módulo anterior, utilizando os cenários hidrológicos históricos e/ou sintéticos. Após o término desta etapa são fornecidos alguns índices de desempenho do sistema como: risco de déficit, valor esperado do custo marginal, estimativa dos montantes de geração hidrelétrica e termelétrica. (RAMOS, 2011). A Figura 2.2 mostra o fluxograma do programa NEWAVE.

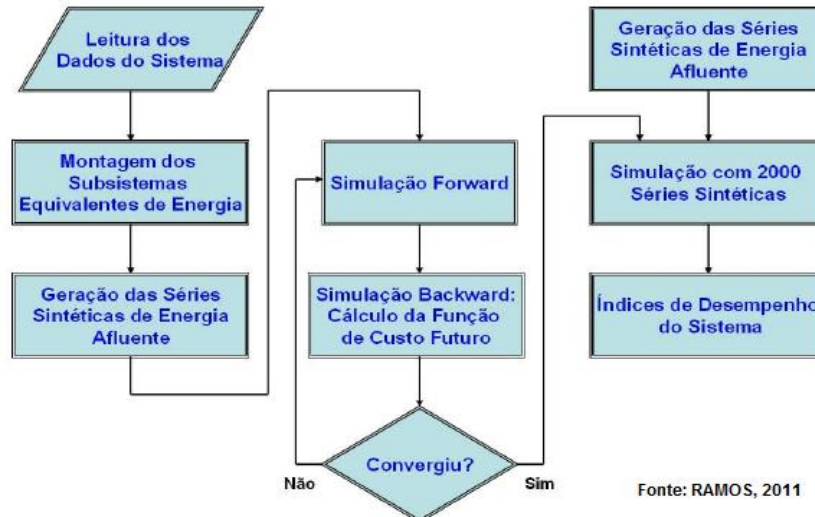


Figura 2.2: Fluxograma do Modelo NEWAVE

No início realiza-se a leitura dos dados do sistema, como a configuração das usinas hidrelétricas e termelétricas, os limites de intercâmbio energético entre os subsistemas, os valores dos patamares de déficit, entre outros. Logo após é realizada a construção e o cálculo dos sistemas equivalentes.

Posteriormente são gerados cenários de energia afluente. Em seguida o algoritmo entra no módulo de Cálculo da Política de Operação Hidrotérmica, onde a rotina realiza sucessivas

aproximações da função de custo futuro esperado da operação, até atingir o critério de convergência.

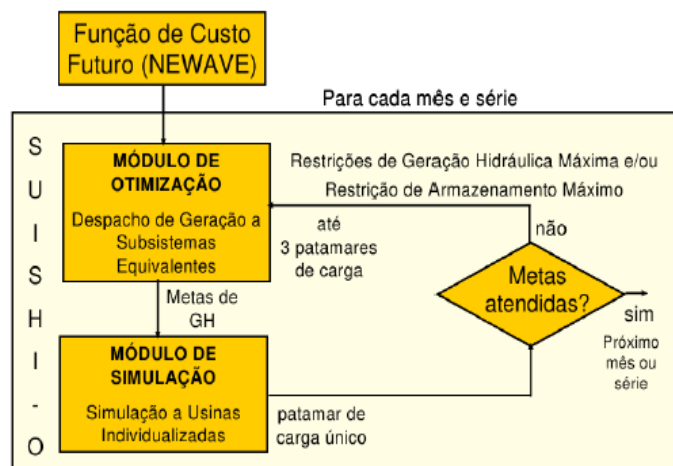
Por fim, é executado o Módulo de Simulação da Operação utilizando a FCF calculada no módulo anterior e um conjunto de cenários de energia afluyente. Ao término da simulação são disponibilizados vários índices de desempenho do sistema, como descrito anteriormente.

Atualmente o programa NEWAVE é o modelo oficial na operação e planejamento do SIN, utilizado para o planejamento de médio prazo. Juntamente com outros programas, também desenvolvidos pelo CEPEL, faz parte da cadeia de planejamento da operação, fornecendo as FCF, que servirão de entrada para outros modelos como o DECOMP e SUISHI-O.

2.4 O Modelo SUISHI-O

O Modelo SUISHI-O ou Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados foi desenvolvido pelo CEPEL com o objetivo de simular o planejamento da operação de médio prazo a usinas individualizadas. Este modelo utiliza regras heurísticas de operação para calcular metas de geração das usinas, utilizando as FCF produzidas pelo programa NEWAVE.

A Figura 2.3 apresenta o fluxograma básico do modelo SUISHI-O, com destaque para os módulos de otimização e simulação.



Fonte: ONS

Figura 2.3: Fluxograma do Modelo SUISHI-O

Otimização do despacho de geração a sistemas equivalentes: Neste módulo é resolvido um problema de otimização linear com o intuito de calcular metas de geração hidrelétrica e termelétrica para cada subsistema. Este módulo consiste na solução de um problema de Programação Linear (PL), onde a função objetivo é composta do custo imediato e custo futuro, sujeito às restrições de atendimento à demanda, balanço hídrico, armazenamento máximo e também à função de custo futuro, produzida pelo programa NEWAVE (CEPEL, 2007).

Simulação da operação a usinas individualizadas: Este módulo tem o objetivo de simular a operação das usinas hidrelétricas de forma individualizada, atendendo as metas de geração hidráulicas calculadas no módulo anterior. O módulo de simulação busca a operação dos reservatórios em paralelo, ou seja, tenta manter o nível dos reservatórios, tanto quanto possível, dentro de uma mesma faixa de operação.

Após a execução do módulo de simulação, podem ocorrer as seguintes situações:

- 1. Meta de geração atendida:** A soma da geração de cada usina ser igual à meta calculada no módulo de otimização;
- 2. Energia gerada na simulação inferior à meta de geração (déficit):** Durante a simulação das usinas individualizadas não foi possível atender as metas de geração calculada durante o módulo de otimização. Na ocorrência desta situação, o módulo de otimização é executado novamente, incluindo-se uma restrição de geração hidrelétrica máxima, correspondente à diferença entre a geração hidráulica calculada no módulo de otimização e o valor do déficit de geração, calculado no módulo de simulação.
- 3. Energia gerada na simulação superior à meta de geração (excesso):** Ao simular a operação das usinas de forma individualizadas foi constatado uma geração superior ao estabelecido pelo módulo de otimização através das metas de geração. Neste caso, o módulo de otimização é executado novamente, incluindo-se uma restrição de energia armazenada máxima, correspondente à diferença entre a energia armazenada definida no módulo de otimização e a parcela do excesso.

Desta forma, se a meta de geração calculada no módulo de otimização, for atendida pela simulação para todos os subsistemas, parte-se para a próxima série hidrológica ou para o próximo mês (MARCATO, 2007).

2.5 O Modelo DECOMP

O Modelo DECOMP ou Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo foi desenvolvido pelo CEPEL para a otimização do planejamento da operação a curto prazo de um sistema hidrotérmico sujeito a afluições estocásticas.

Este modelo utiliza a técnica da Programação Dinâmica Dual Estocástica PDDE (PEREIRA; PINTO, 1985; PEREIRA, 1989), com o objetivo de determinar metas de geração cada usina de um sistema hidrotérmico de forma a minimizar o custo de operação ao longo do horizonte de planejamento (CEPEL, 2004).

O modelo DECOMP considera a estocasticidade das vazões através da construção de cenários de vazões mensais afluentes às usinas do sistema. Os cenários hidrológicos são representados através de uma árvore de afluições, com probabilidade de ocorrência associado a cada ramo. A Figura 2.4 apresenta um exemplo da estrutura de cenários para o horizonte de planejamento de 4 meses, onde o primeiro mês está dividido em 5 semanas. Devido a baixa incerteza neste período, as vazões são consideradas como determinísticas. Entretanto, para os meses subsequentes as vazões são representadas através de uma árvore de afluições.

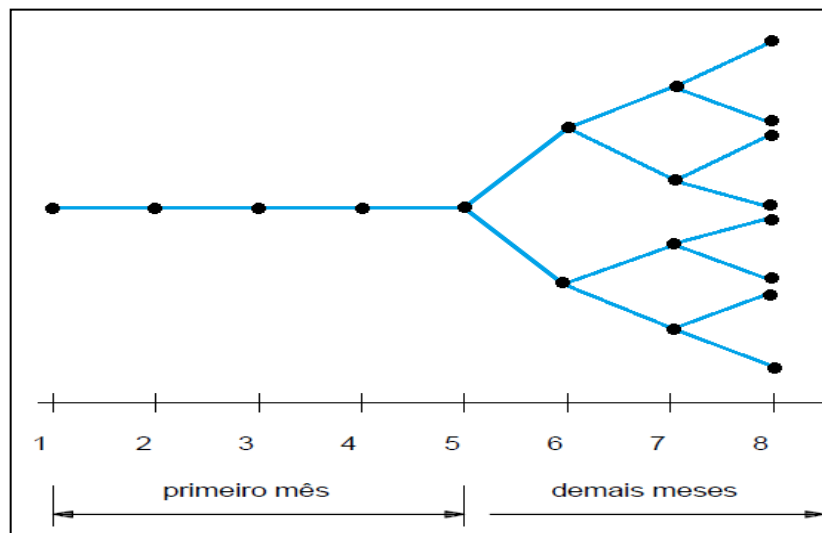


Figura 2.4: Esquema de Representação dos Cenários de Afluência

A previsão das vazões para o mês inicial e os cenários de afluições para os demais meses do horizonte de planejamento devem ser fornecidos. Os cenários de afluições podem

ser produzidos a partir de um modelo estocástico, como por exemplo, o programa GEVAZP (CEPEL, 2004).

Uma das características mais importante do modelo DECOMP consiste no acoplamento com o modelo de planejamento de médio prazo. A metodologia atual do planejamento de médio prazo representa as usinas através dos subsistemas equivalentes de energia, e fornece, para cada estágio, uma decisão baseada nos valores esperados do custo futuro de operação do sistema.

O acoplamento entre os modelos de curto e médio prazo pode ser alcançado considerando que os custos futuros produzidos pelo modelo de médio prazo, são utilizados no planejamento da operação de curto prazo, desagregando-se a função custo futuro do sistema equivalente em funções de custo futuro para cada hidrelétrica (CEPEL, 2013).

2.6 O Modelo DESSEM

O modelo DESSEM é utilizado na programação diária da operação, seu objetivo é determinar o despacho ótimo dos sistemas hidrotérmicos interligados, que minimiza o custo total de operação, composto das parcelas de custo presente, ao longo do período de estudo (geração térmica, contratos com sistemas externos e déficit de energia) e custo futuro (expectativa de geração térmica e déficit de energia no futuro, cuja função é fornecida pelo modelo DECOMP e acoplada ao final do horizonte de estudo (CEPEL, 2003).

O programa utiliza afluências de forma determinísticas, representa carga e geração por barra através de um fluxo de carga DC da rede elétrica, utiliza quatro patamares de custo de déficit, leva em consideração a variação de produtividade e representa de forma detalhada as restrições das unidades geradoras. A otimização do problema é feita através da técnica de Programação Dinâmica Dual Determinística PDDD.

Neste modelo o horizonte de estudo é de até 14 dias, com possibilidades de discretização em intervalos de meia-hora, 1 hora ou em patamares cronológicos de duração variável. A Figura 2.5 ilustra a discretização temporal do modelo para os 14 dias de planejamento. O período de estudo do modelo DESSEM pode ser dividido em duas partes:

1. Período de interesse: pode incluir até 5 dias de estudo, para os quais se utilizaria uma discretização de meia hora ou superior;
2. Período estendido: envolveria os demais dias de estudo, nos quais o nível de discretização seria de 1 hora ou superior.

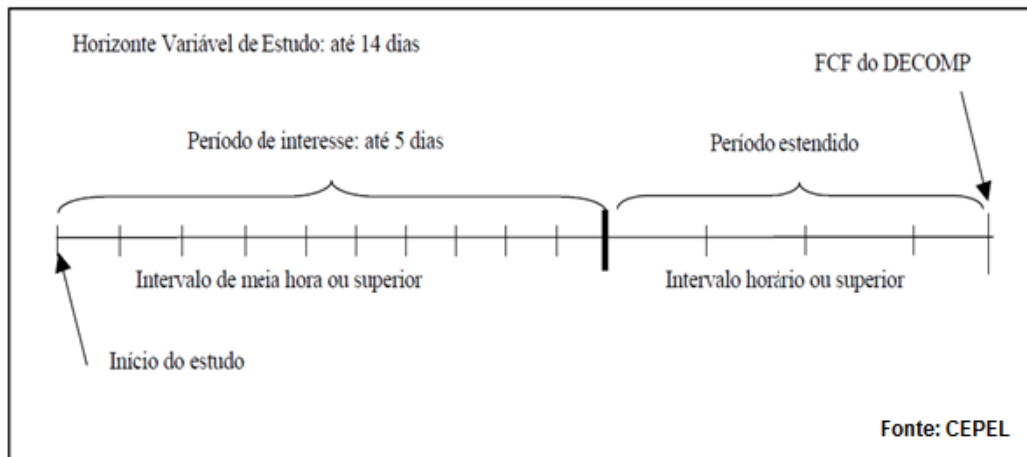


Figura 2.5: Discretização temporal do Modelo DESSEM

A representação da variação da carga em intervalos maiores de tempo é feita por meio de patamares cronológicos. Cada patamar é constituído por uma média dos valores verificados ao longo das horas que constituem o patamar. A potência demandada em cada barra é representada através de uma agregação da curva de carga horária em intervalos cronológicos superiores a uma hora. A Figura 2.6, ilustra este procedimento.

A representação da variação da carga, através de patamares de carga, será abordada com maior nível de detalhamento na Seção 3.2 do próximo capítulo.

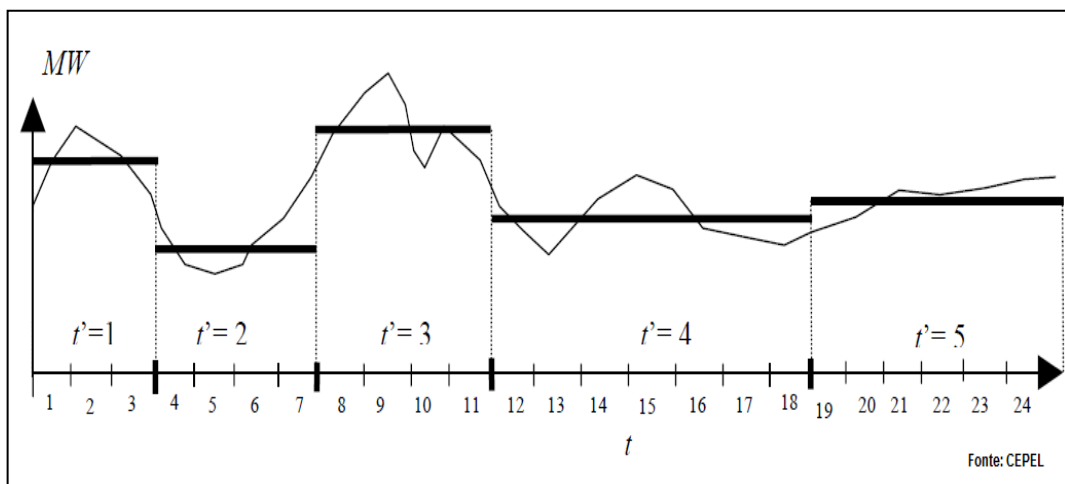


Figura 2.6: Representação dos Patamares Cronológicos no DESSEM

As usinas hidrelétricas e termelétricas são representadas de forma individual, o sistema de transmissão pode ser modelado de maneira simplificada, com a demanda por subsistema e intercâmbios entre eles (estudos sem rede), ou de forma detalhada (estudos com rede), com a representação de cada circuito e a carga por barra, através do modelo de fluxo de carga linearizado. Nos estudos com rede, a carga é representada por barra, e a representação da rede elétrica considera as restrições de violação dos limites individuais dos circuitos ou de somatório de fluxos nos circuitos (CEPEL, 2003).

A representação do problema da programação diária é realizada como uma sequência de subproblemas para cada estágio, com interdependência temporal entre eles, e acoplamento ao final com a função de custo futuro. A FCF utilizada é proveniente da resolução do problema de curto prazo. Pode-se utilizar a função da primeira ou segunda semana de estudo do DECOMP, dependendo do horizonte em que se está fazendo o estudo no DESSEM.

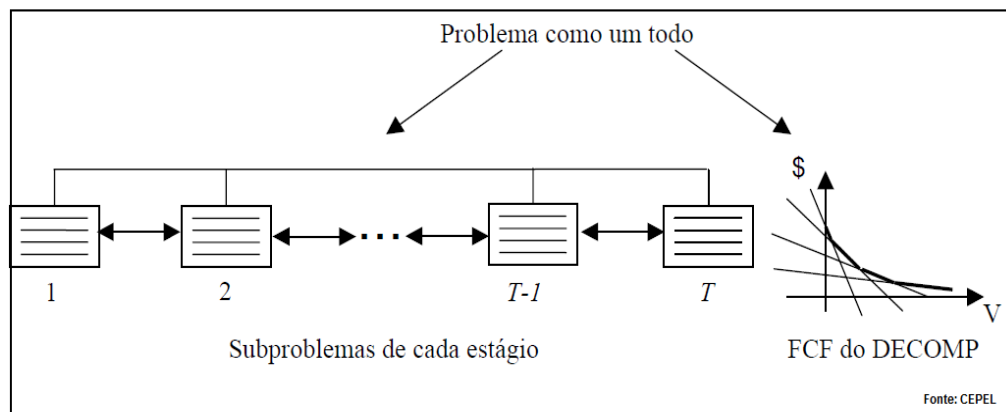


Figura 2.7: Representação do Problema da Programação Diária no DESSEM

A Figura 2.7 mostra a representação esquemática do modelo DESSEM, destacando a interdependência temporal entre os subproblemas para cada estágio e o acoplamento final através da função de custo futuro gerada pelo DECOMP, (CEPEL, 2003).

2.7 O Modelo MIUH

Como foi discutido anteriormente, nos horizontes de médio e longo prazo, o modelo computacional oficial utilizado é o NEWAVE, baseado em sistemas equivalentes de energia. Para se produzir estimativas individualizadas das usinas o modelo SUSHI-O, simula o planejamento da operação, através de regras heurísticas de operação.

Um modelo alternativo ao SUIISHI-O foi proposto por (RAMOS, 2011), denominado Modelo Individualizado de Usinas Hidrelétricas (MIUH). Este modelo é baseado em um modelo de Programação Não Linear para o planejamento mensal da operação, utilizando-se as FCFs produzidas pelo modelo NEWAVE ou outro modelo de decisão estratégica como, por exemplo, o MDDH desenvolvido pela Universidade Federal de Juiz de Fora no âmbito de um projeto estratégico ANEEL no tema "Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico" (ANEEL, 2008).

O modelo MIUH tem o objetivo de calcular metas de geração para cada usina do sistema minimizando o custo imediato (geração térmica e custo de déficit de energia) e o custo futuro de operação. Além disso, as restrições como: equação de atendimento a demanda, equação de balanço hídrico, equação de vazão mínima e volume mínimo para vertimento, entre outras, são modeladas no problema. O modelo considera diversos cenários hidrológicos para representar a estocasticidade das afluições. A produtibilidade das hidrelétricas é calculada em função da altura de queda da usina por uma equação não linear. Com intuito de melhorar o processo de convergência do modelo utiliza-se a representação polinômio cotajusante através da função logística sigmoide.

Sobre certos aspectos, existem algumas semelhanças entre o modelo MIUH e o programa desenvolvido neste trabalho, ambos são baseados em Programação Não Linear e utilizam as funções de custo futuro provenientes de um modelo de decisão estratégica. Entretanto, a metodologia proposta neste trabalho representa de forma detalhada a rede elétrica, enquanto o MIUH modela apenas os limites de intercâmbio entre subsistemas. Por outro lado, o modelo MIUH considera a estocasticidade das afluições, a metodologia proposta trata as vazões de forma determinística.

2.8 Importância da Representação da Rede Elétrica no Planejamento da Operação

Nas seções anteriores foram apresentados os modelos oficiais que compõem a cadeia de planejamento da operação, mostrando os vários horizontes de planejamento e o seu detalhamento. No planejamento de médio prazo as usinas são agregadas em subsistemas de energia, somente a partir dos modelos de curto prazo até a programação diária, a representação é feita de forma individualizada. A representação da rede elétrica é considerada

apenas na programação diária, mesmo assim de forma simplificada, através do fluxo de carga linearizado.

A integração entre as etapas da cadeia de planejamento é feita através da função de custo futuro, que é de grande importância para assegurar a otimização global do problema. Baseando-se nisso verifica-se uma "fragilidade" na interação entre o problema de curto prazo e a programação diária, no que se refere à interface entre os modelos elétrico e energético. Portanto, seria importante considerar aspectos relacionados à rede elétrica, já no planejamento de curto prazo, com o objetivo de tornar a interface elétrico-energética mais forte e controlar uma possível disparidade entre os planejamentos elétrico e energético. (RODRIGUES et al., 2003).

Desta forma, a geração obtida nos estágios iniciais do planejamento já incluiriam os impactos das restrições impostas pelo comportamento do sistema elétrico, obtendo-se metas mais realistas para a programação diária.

2.9 Revisão Bibliográfica

Nesta seção será realizada uma breve descrição de alguns trabalhos relacionados com o tema do presente trabalho.

(NANDA e BIJWE, 1981) apresentaram a modelagem do problema de planejamento hidrotérmico de curtíssimo prazo em que um sistema elétrico de pequeno porte é representado em detalhes através de um fluxo de potência não linear.

(NEPOMUCENO et. al. 2000 e 2002) propuseram uma nova formulação para o problema de pré-despacho, subdividido-o nos submodelos de pré-despacho ativo (PDA) e reativo (PDR), utilizando-se fluxo de potência ótimo linearizado. O pré-despacho ativo e reativo são resolvidos separadamente, mas de maneira incremental.

(GRANVILLE et al., 2003) apresentaram um algoritmo baseado em Programação Dinâmica Dual-Estocástica para sistemas hidrotérmicos incluindo restrições de rede de transmissão utilizando um modelo linear de fluxo de potência. Em (RODRIGUES, 2003), realiza-se um estudo inicial do acoplamento elétrico-energético no planejamento da operação,

avaliando possíveis desvios entre o planejamento elétrico e planejamento energético, e propõe a representação da rede elétrica no planejamento de curto prazo.

(BORGES, 2011), apresenta a formulação matemática do problema de pré-despacho de geração de potência ativa e reativa, utilizando a representação do fasor de tensão em coordenadas retangulares.

(FERREIRA et al., 2011), modelam o sistema elétrico através do fluxo de potência linear, e realiza análises do custo marginal de operação (CMO) por barras. Neste trabalho a diferença entre os CMOs das barras é utilizada para identificar restrições no sistema de transmissão.

(OLIVEIRA et al., 2012) apresentam uma metodologia para o planejamento da operação, com representação individualizada das usinas e validação elétrica iterativa da solução energética, utilizando fluxo de potência linear.

(SANTOS e DINIZ, 2012), discutem formas alternativas de representação do limite nas linhas de transmissão no planejamento de curto prazo. A modelagem é feita através do fluxo de potência linear, as perdas no sistema de transmissão são estimadas através de aproximações lineares da função quadrática que modela as perdas.

Observa-se que a maioria dos trabalhos citados acima modela a rede elétrica através do fluxo de potência linearizado. Dessa forma, uma importante contribuição do presente trabalho é a utilização do fluxo de potência não linear, para representar a rede elétrica no problema de planejamento da operação de médio prazo.

2.10 Sumário do Capítulo

Este capítulo apresentou uma breve descrição dos modelos oficiais utilizados no planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional. Foi discutido também algumas características do modelo MIUH, o qual possui semelhanças metodológicas, com o programa desenvolvido no presente trabalho. Além disso, foi realizada uma breve revisão bibliográfica de trabalhos relacionados com o tema em questão.

3 Metodologia Proposta

3.1 Considerações Iniciais

O planejamento da operação tem por objetivo determinar uma estratégia ótima de geração das usinas hidrelétricas e termelétricas, de forma a atender o mercado consumidor de energia, utilizando da melhor forma possível os recursos energéticos disponíveis. Para este propósito são desenvolvidos modelos matemáticos que buscam a minimização do custo total esperado de operação do sistema, dentro de um determinado horizonte de planejamento.

Este trabalho tem como principal objetivo apresentar e implementar uma formulação do problema de planejamento da operação capaz de representar a rede elétrica no problema de despacho hidrotérmico de médio prazo. A rede elétrica é representada em sua forma completa através de equações não lineares que modelam os fluxos de potência ativa e reativa no sistema elétrico, os limites operacionais do sistema são modelados através de restrições de desigualdade como, por exemplo, limites de fluxo de potência em linhas de transmissão e transformadores e limites de tensão nas barras do sistema (MONTICELLI, 1983). É importante destacar que as usinas hidrelétricas e termelétricas são representadas de forma individualizadas, considerando-se as não linearidades associadas à função de produtividade de cada usina.

O modelo proposto utiliza FCF pré-calculadas por um programa de planejamento da operação de médio/longo prazo, baseado em sistemas equivalentes de energia. Neste trabalho foram utilizadas as FCF produzidas pelo programa Modelo Dinâmico de Despacho Hidrotérmico (MDDH), desenvolvido pela UFJF (RAMOS, 2011). Entretanto, é importante destacar que outro modelo de decisão estratégica, baseado em sistemas equivalentes de energia pode ser utilizado para gerar as FCF utilizadas no modelo proposto, como por exemplo, o programa NEWAVE.

A Figura 3.1 ilustra o fluxograma do programa desenvolvido. Inicialmente são lidos os dados referentes às usinas hidrelétricas e termelétricas, então ocorre inicialização das variáveis do problema. Para cada estágio (mês) ocorre a atualização das variáveis e a leitura da função de custo futuro (FCF), previamente calculadas por um modelo de otimização

baseado em sistemas equivalentes de energia. Após esta etapa os dados são exportados para a plataforma LINGO (LINGO 2008), que é responsável por resolver o problema de otimização. Logo em seguida os resultados são importados do LINGO, então o programa passa para o próximo estágio. Após a resolução de todos os estágios um relatório é gerado contendo a solução do problema.

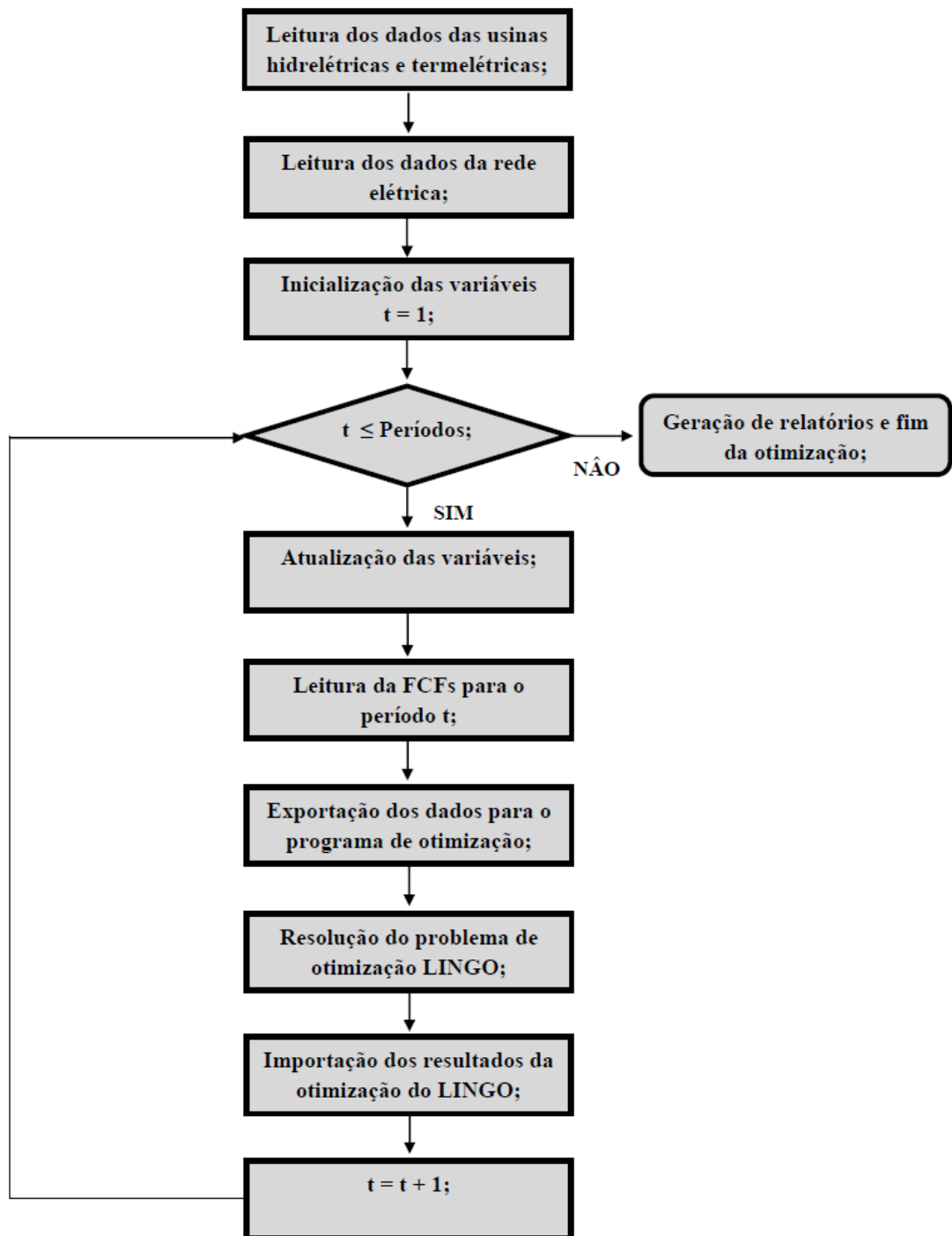


Figura 3.1: Fluxograma do Modelo Proposto

3.2 Representação dos Patamares de Carga

Nos estudos de planejamento de médio prazo a carga é representada por um valor médio mensal, como forma de simplificação do problema de otimização. No entanto, a demanda de potência do sistema varia de forma instantânea. Dessa forma a geração hidráulica e térmica deve variar ao longo do tempo para que não haja um desbalanço entre carga e geração.

A Figura 3.2, adaptada de (MARCATO, 2002), mostra evolução da carga ao longo de um mês, de um sistema qualquer. O valor médio da potência demandada é 4037 MW, isto significa que embora a demanda varie ao longo do tempo, para fins de contabilização energética, a energia consumida no período é de 4037 MWh.

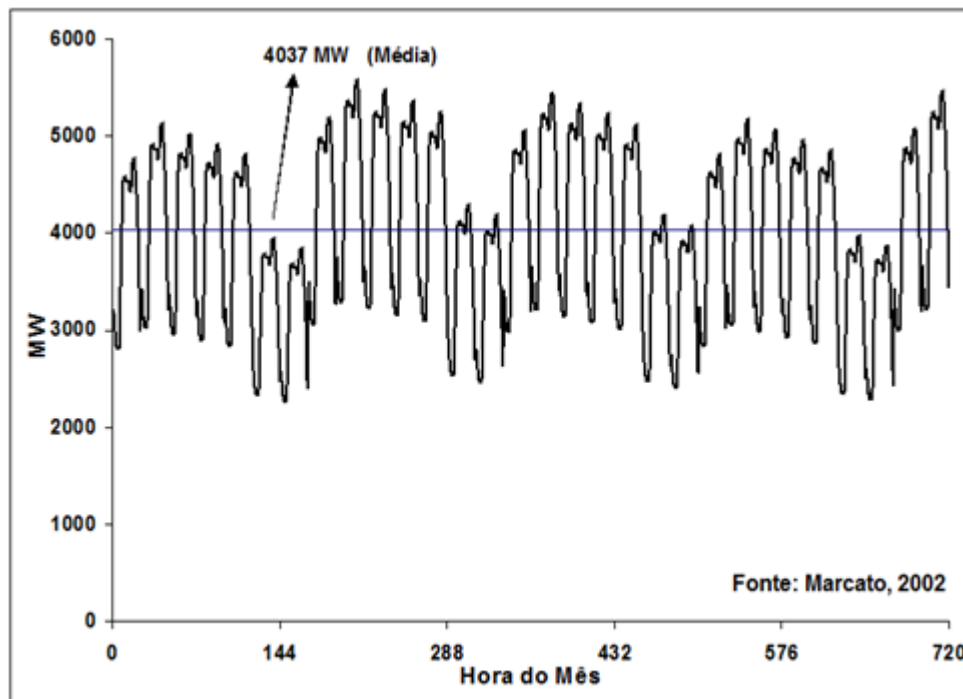


Figura 3.2: Evolução da Carga Mensal de um Sistema Fictício

O valor médio da carga é adequado para equacionar balanços energéticos, porém, para restrições que dependem de valores instantâneos, o valor médio pode não ser representativo. Como exemplo, pode-se citar o limite de potência aparente numa linha de transmissão. Se os valores da carga da Figura 3.2 trafegarem por uma linha de transmissão que tem como limite 4500 MVA, a análise do carregamento do circuito estaria errada se fosse feita com base no valor médio 4037 MVA, visto que em diversos momentos o limite é ultrapassado ao longo do

mês. Para permitir a construção de um modelo de otimização que leve em consideração os limites operativos do sistema elétrico, é necessário uma representação adequada da variação da carga ao longo do período.

Uma forma de contornar este problema é agrupar as cargas distribuídas em torno de níveis semelhantes, denominados patamares de mercado, e verificar a forma como a carga própria é atendida em cada um destes níveis (MARCATO, 2002).

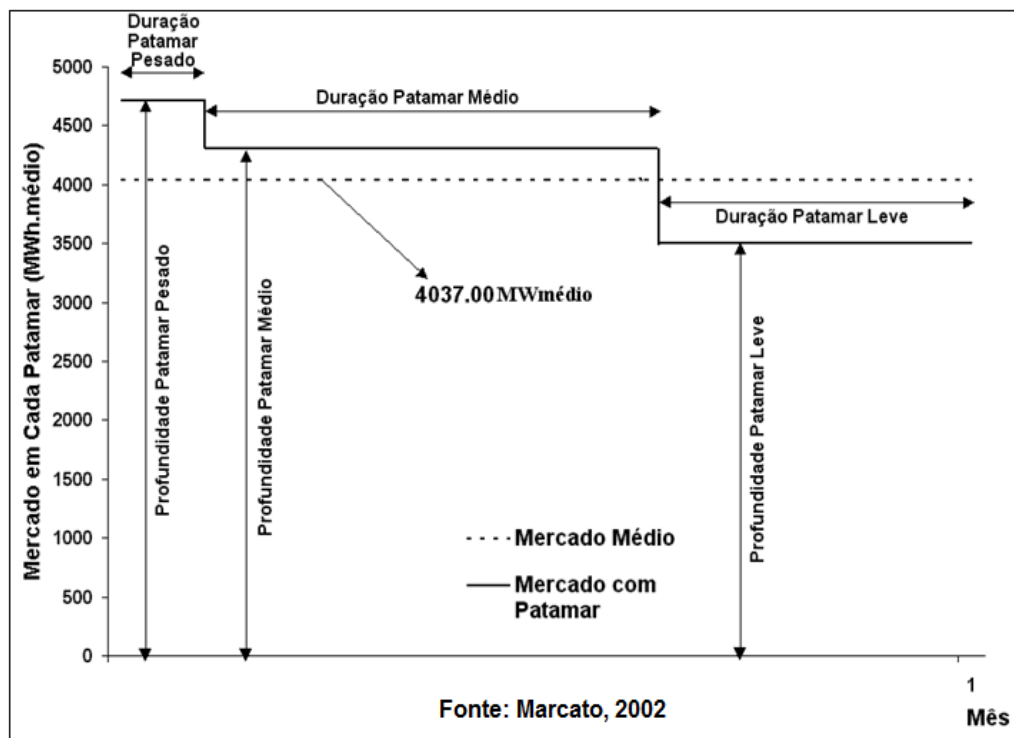


Figura 3.3: Exemplo Ilustrativo do Tratamento de Patamares de Carga

Cada patamar de carga é representado por duas variáveis, sendo elas: a profundidade e a duração ao longo do mês. O valor da carga em cada patamar é dado pela multiplicação da profundidade da carga (em pu) pelo valor médio ao longo do período. A duração do patamar é a fração do período em que a carga permanece no patamar ao longo do mês, também é dada em pu. Deve ser observado que o somatório da duração de todos os patamares é igual a 1, como pode ser observado na Figura 3.3, adaptada de (MARCATO, 2002).

Neste trabalho foi utilizada a representação da carga através dos patamares de carga, com intuito de construir uma modelagem mais precisa do problema do planejamento da operação.

3.3 Formulação do Problema

O modelo proposto tem por objetivo determinar metas de geração das usinas hidráulicas e térmicas que garantam o atendimento do mercado, ao mesmo tempo em que minimiza o custo total de operação do sistema num horizonte de planejamento de médio prazo.

Devido ao elevado número de usinas do sistema, ao extenso sistema de transmissão, às não linearidades da produtividade e às incertezas nas aflúncias futuras, o planejamento da operação é caracterizado como um problema computacional de grande porte. Estas características exigem que o planejamento da operação seja realizado com diferentes níveis de detalhamento, em alguns casos a rede elétrica é representada de forma simplificada por um modelo de fluxo de potência linearizado ou simplesmente são utilizados limites de transmissão associados a interligação entre subsistemas elétricos. Quando a representação do problema de planejamento da operação considera apenas a parte energética ou através de um modelo simplificado, a solução encontrada pelo programa de otimização pode ser infactível do ponto de vista de análise de desempenho elétrico.

Desta forma, pode ser necessário ajustar a solução inicial para torna-la factível. Os ajustes podem tornar a solução não ótima quando comparada com a solução do problema que considera as restrições energéticas e elétricas. No modelo proposto a rede elétrica é representada na sua forma completa através de equações não lineares que modelam os fluxos de potência ativa e reativa. Uma das vantagens de se considerar a modelagem completa do sistema elétrico é que os limites de tensão nas barras, assim como o carregamento dos circuitos não são ultrapassados, a solução ótima encontrada é factível diante das restrições elétricas e energéticas.

O problema clássico de planejamento da operação é resumidamente apresentado a seguir:

Minimizar : Custo Total Esperado de Operação (Custo Imediato + Custo Futuro)

s.a:

- Equações de Atendimento à Demanda;

- Equações de Balanço Hídrico;
- Equações de Vazão Mínima;
- Equações das Funções de Custo Futuro;
- Restrições de Canalização.

As subseções a seguir descrevem de forma objetiva o equacionamento utilizado na metodologia proposta.

3.3.1 Função Objetivo

Representa a finalidade do programa de otimização, que neste caso é minimizar o custo total de operação para um determinado horizonte de planejamento. O custo total pode ser dividido em duas partes: custo imediato e o custo futuro. O custo imediato é composto por duas parcelas: uma parcela que representa o dispêndio de capital devido a geração de uma unidade termelétrica, este custo está associado principalmente ao gasto com combustível em cada usina termelétrica que compõe o sistema de geração; a outra parcela refere-se à penalização de um eventual não atendimento da demanda. Esta penalização funciona como se fosse uma usina termelétrica de elevado custo que representa as perdas econômicas da sociedade na ausência do suprimento daquela energia, (MELO et al., 2002).

O custo futuro é representado através da função de custo futuro, que são restrições impostas ao problema de otimização e depende das energias armazenadas em cada estágio do horizonte de planejamento, a FCF reflete o impacto de uma decisão operativa tomada no estágio atual em relação ao futuro (MARCATO 2002).

Para cada estágio do horizonte de planejamento a função objetivo será dada pela Equação (3.1).

$$\min(Z_t) = \sum_{p=1}^{NPAT} TD_p \cdot \left[\sum_{n=1}^{NTER} (CT_n^t \cdot p_{-}gt_{p,n}^t) + \sum_{b=1}^{NBAR} (CD_b^t \cdot def_{p,b}^t) + CP \cdot Perdas_p^t \right] + \frac{\alpha_{t+1}}{1+\beta} \quad (3.1)$$

onde:

- Z_t : Custo total de operação no período t ; ($R\$$)
- $NPAT$: Número de patamares de carga;
- $NTER$: Número de usinas térmicas do sistema;
- $NBAR$: Número de barras do sistema elétrico de potência;
- TD_p : Duração do patamar p dentro do mês; (pu)
- CT_n^t : Custo da usina térmica n no período t ; ($R\$/MWmês$)
- $p_gt_{p,n}^t$: Potência ativa gerada, termelétrica n no patamar de carga p no período t ; ($MWmédio$)
- CD_b^t : Custo de déficit da barra b no período t ; ($R\$/MWmês$)
- $def_{p,b}^t$: Déficit da barra b no patamar de carga p no período t ; ($MWmédio$)
- CP : Penalização das perdas elétricas; ($R\$/MWmês$)
- $Perdas_p^t$: Total de perdas elétricas nos circuitos, no patamar p no período t ; ($MWmédio$)
- α_t : Custo futuro associado ao período t ; ($R\$$)
- β : Taxa de desconto.

A parcela $def_{p,b}^t$ representa um eventual déficit de potência ativa do sistema. No entanto, na ocorrência de um não atendimento da demanda de potência ativa deverá ser realizado um corte de carga. Neste trabalho adotou-se realizar o corte de carga na mesma proporção entre a potência ativa e reativa, mantendo-se constante o fator de potência da carga. Diante do exposto anteriormente, surge necessidade de criar uma variável chamada corte de carga que atua reduzindo a parte ativa e reativa da carga na mesma proporção. Os limites inferior e superior da variável corte de carga são 0% e 100%, respectivamente.

$$def_{p,b}^t = PD_{p,b}^t \times \frac{\text{Corte_Carga}_{p,b}^t}{100} \quad (3.2)$$

onde:

$PD_{p,b}^t$: Potência ativa demandada, barra b no patamar p do período t ; ($MW_{\text{médio}}$)

$\text{Corte_Carga}_{p,b}^t$: Corte de carga na barra b no patamar de carga p no período t ; (%).

Na Equação (3.1) a parcela $Perdas_p^t$ refere-se à soma das perdas elétricas nos circuitos que compõem o sistema de transmissão. Esta variável é inserida com objetivo de minimizar a energia dissipada nos circuitos do sistema elétrico. A princípio não seria necessário modelar as perdas no programa de otimização, visto que geração térmica, assim como um eventual déficit, são contabilizados na função objetivo, ou seja, quando se considera os custos de geração as perdas são minimizadas "naturalmente", pois as perdas representam uma energia que é produzida mas que não chega ao consumidor final, aumentando portanto, o custo de geração. Quando é minimizado o custo de geração minimiza-se também as perdas elétricas do sistema.

A necessidade de modelar as perdas no problema de otimização surge do fato de que em alguns períodos a carga pode ser atendida apenas com usinas hidráulicas. Neste caso, o custo desta energia não é contabilizada diretamente na função objetivo, sendo representado apenas pela função de custo futuro α_m . Isso pode induzir um custo zero da energia hidráulica, levando o programa de otimização a não minimizar as perdas. A equação que modela as perdas elétricas nos circuito será mostrada posteriormente.

3.3.2 Equação de Balanço Hídrico

O volume armazenado em um reservatório no final do período t deve ser igual ao volume armazenado no início do período, somado à vazão incremental e a vazão deplecionada pelas usinas à montante, menos a vazão turbinada e vertida no próprio reservatório, multiplicado por um fator de conversão. O volume armazenado no final de um período é o volume inicial do período posterior. Esta dinâmica é representada através da Equação (3.3).

$$vaf_h^{t+1} + FATOR \cdot \left[\overline{vt}_h^t + \overline{vv}_h^t - \sum_{j \in M_h} \left(\overline{vt}_j^t + \overline{vv}_j^t \right) \right] = VA_h^t + FATOR \cdot (QI_h^t) \quad (3.3)$$

onde:

vaf_h^{t+1} : Volume armazenado final da usina h no estágio t ; (hm^3)

$FATOR$: Fator de conversão de m^3/s para hm^3 (2,628);

\overline{vt}_h^t : Vazão média turbinada da usina h no período t ; (m^3/s)

\overline{vv}_h^t : Vazão média vertido da usina h no período t ; (m^3/s)

M_h : Conjunto de usinas a montante da usina h ;

VA_h^t : Volume inicial armazenado da usina h , período t ; (hm^3)

QI_h^t : Vazão incremental da usina h , no período t ; (m^3/s)

A vazão incremental é dada pela vazão natural do reservatório, descontada da vazão natural de todos os reservatórios imediatamente à montante, ou seja, a vazão incremental corresponde às vazões laterais entre um reservatório e todas as usinas imediatamente a montante. A vazão natural é definida como sendo a vazão que ocorreria se não houvesse aproveitamento hidráulico à montante.

A Equação (3.1) calcula o volume armazenado para cada período (mês) do horizonte de estudo, entretanto a vazão turbinada deve ser calculada para cada patamar de carga, com intuito de possibilitar a representação da variação mensal da potência demandada. Diante disso, foi necessário utilizar valores médios para as vazões turbinada e vertida no balanço hídrico, enquanto que na equação de atendimento a demanda, as vazões turbinada e vertida são calculadas para cada patamar de carga.

A vazão turbinada média é igual ao somatório da vazão turbinada em cada patamar multiplicado pela duração do respectivo patamar em pu , o mesmo ocorre para vazão vertida. A Figura 3.4 ilustra o procedimento de cálculo da vazão turbinada média.

$$\overline{vt}_h^t = \sum_{p=1}^{NPAT} TD_p \cdot vt_{p,h}^t \quad (3.4)$$

$$\overline{vv}_h^t = \sum_{p=1}^{NPAT} TD_p \cdot vv_{p,h}^t \quad (3.5)$$

onde:

\overline{vt}_h^t : Vazão média turbinada da usina h no período t ; (m^3/s)

\overline{vv}_h^t : Vazão média vertida da usina h no período t ; (m^3/s)

$vt_{p,h}^t$: Vazão turbinada, usina h no patamar p período t ; (m^3/s)

$vv_{p,h}^t$: Vazão vertida, usina h no patamar p período t ; (m^3/s)

TD_p : Duração do patamar p dentro do mês; (pu)

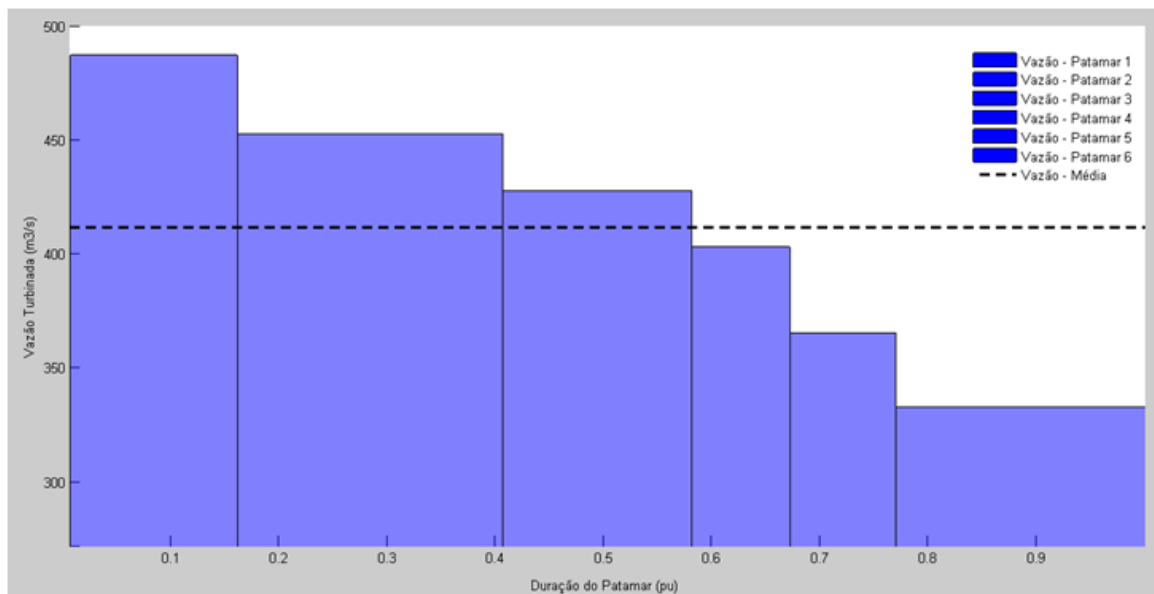


Figura 3.4: Vazão Turbinada para Diferentes Patamares de Carga

3.3.3 Equação de Vazão Mínima

Os recursos hídricos são importantes não apenas na geração de energia elétrica, mas em diversas outras utilidades como, por exemplo, irrigação, navegação, manutenção da fauna, consumo humano, industrial, etc. Para garantir o uso múltiplo das águas, a vazão turbinada somada à vazão vertida deve ser maior ou igual a um valor mínimo. A Equação (3.6) estabelece que em cada período e cada patamar de carga esta restrição seja atendida.

$$v_{p,h}^t + vv_{p,h}^t \geq Q_{\min}_h^t \quad (3.6)$$

onde:

vv_h^t : Vazão vertida da usina h no período t ; (m^3/s)

$v_{p,h}^t$: Vazão turbinada, usina h no patamar p período t ; (m^3/s)

$Q_{\min}_h^t$: Vazão mínima obrigatória da usina h no período t ; (m^3/s)

3.3.4 Equação de Atendimento da Demanda de Potência Ativa

Para todos os patamares de carga considerados no estudo, o balanço de potência ativa em cada uma das barras do sistema elétrico impõe que o somatório da geração térmica mais o somatório da geração hidráulica, das usinas conectadas em uma barra k , menos a potência ativa que é transmitida nos circuitos adjacentes a esta barra k , deve ser igual a demanda líquida na barra em questão, multiplicada pelo complemento de um eventual corte de carga. Esta restrição do problema é modelada através da Equação (3.7).

Neste trabalho, considera-se a possibilidade de existir mais de uma usina conectada na mesma barra. Entretanto, na maioria dos casos estudados considerou-se apenas uma usina conectada em cada barra do sistema. Dessa forma o somatório reduz-se a um único termo. Outra simplificação adotada, foi que apesar de serem calculadas as vazões turbinada e vertida para cada patamar de carga, foi considerada que a produtibilidade ρ_h^t mantém-se constante ao longo de um determinado período (mês).

$$\sum_{n=1}^{TERK} p_{-}g_{p,n}^t + \sum_{n=1}^{HIDK} \rho_h^t \cdot vt_{p,h}^t - \sum_{m \in \Omega_k} P_{p,km}^t = PD_{p,k}^t \cdot \left(1 - \frac{\text{Corte_Carga}_{p,k}^t}{100} \right) \quad (3.7)$$

onde:

- TERK** : Número de termelétricas conectadas na barra k ;
- HIDK** : Número de hidrelétricas conectadas na barra k ;
- $p_{-}g_{p,n}^t$: Potência ativa gerada, termelétrica n , patamar p no período t ; ($MW_{\text{médio}}$)
- Ω_k : Conjunto de barras adjacentes à barra k ;
- ρ_h^t : Produtibilidade da usina h , no período t ; ($MW_{\text{médio}}/m^3/s$)
- $vt_{p,h}^t$: Vazão turbinada, usina h no patamar p período t ; (m^3/s)
- $P_{p,km}^t$: Potência transmitida no circuito km no patamar p , período t ; ($MW_{\text{médio}}$)
- $PD_{p,k}^t$: Demanda líquida da barra k , no patamar p no período t ; ($MW_{\text{médio}}$)
- $\text{Corte_Carga}_{p,k}^t$: Corte de carga na barra k , no patamar p no período t ; (%)

A Equação (3.8) representa as expressões gerais para o fluxo de potência ativa, em linhas de transmissão, transformadores em fase, transformadores defasadores puros e transformadores defasadores, (MONTICELLI, 1983).

$$P_{km} = PB \cdot \left[(a_{km} \cdot V_k)^2 G_{km} - (a_{km} \cdot V_k) \cdot V_m \cdot G_{km} \cdot \cos(\theta_{km} + \phi_{km}) - (a_{km} \cdot V_k) \cdot V_m \cdot B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \phi_{km}) \right] \quad (3.8)$$

onde:

- PB** : Potência base do sistema elétrico; (MVA)
- V_k : Módulo da tensão na barra k ; (pu)

- θ_{km} : Diferença entre os ângulos da tensão na barras k e m ; (rad)
- G_{km} : Condutância do circuito entre o ramo km ; (pu)
- B_{km} : Susceptância do circuito entre o ramo km ; (pu)
- a_{km} : Tap dos transformadores de tap variável conectado no ramo km ; (pu)
- ϕ_{km} : Ângulo de defasagem do transformador defasador conectado no ramo km ; (rad)

A Equação (3.8) modela a potência transmitida em cada circuito do sistema elétrico, para melhor compreensão desta equação, os índices ' t ' e ' p ', referentes ao período e ao patamar de carga, foram suprimidos, no entanto esta equação refere-se à potência transmitida num período t , e num patamar de carga p .

3.3.5 Equação de Atendimento da Demanda de Potência Reativa

A Equação (3.9) representa o balanço de potência reativa no sistema em cada estágio e patamar de carga considerados no estudo. Esta equação impõe que o somatório da geração térmica mais o somatório da geração hidráulica das usinas conectadas na barra k , menos a potência reativa que é transmitida nos circuitos adjacentes à barra k , deve ser igual a demanda líquida na barra em questão, multiplicada pelo complemento de um eventual corte de carga. Comparando as Equações (3.7) e (3.9), percebe-se que ambas possuem o mesmo termo, $Corte_Carga_{p,k}^t$, ou seja, na ocorrência de um déficit, a proporção de potência ativa e reativa não atendida é a mesma, mantendo o fator de potência do corte de carga realizado.

$$\sum_{n=1}^{TERK} q_{-g}^t_{p,n} + \sum_{n=1}^{HIDK} q_{-g}^t_{p,h} - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{p,km}^t = QD_{p,k}^t \cdot \left(1 - \frac{Corte_Carga_{p,k}^t}{100} \right) \quad (3.9)$$

onde:

$TERK$: Número de termelétricas conectadas na barra k ;

- $HIDK$: Número de hidrelétricas conectadas na barra k ;
- $q_gt_{p,n}^t$: Potência reativa gerada, termelétrica n , patamar p no período t ;
(*Mvar*médio)
- $q_gh_{p,h}^t$: Potência reativa gerada, hidrelétrica h , patamar p no período t ;
(*Mvar*médio)
- Ω_k : Conjunto de barras adjacentes a barra k ;
- $Q_{p,km}^t$: Potência transmitida no circuito km no patamar p , período t ; (*Mvar*medio)
- $QD_{p,k}^t$: Demanda líquida da barra k , no patamar p no período t ; (*Mvar*médio)
- Corte_Carga $_{p,k}^t$: Corte de carga na barra k , no patamar p no período t ; (%)

$$Q_{km} = PB \cdot \left[-(\alpha_{km} \cdot V_k)^2 \cdot (B_{km} + B_{km}^{sh}) + (\alpha_{km} \cdot V_k) \cdot V_m \cdot B_{km} \cdot \cos(\theta_{km} + \phi_{km}) - (\alpha_{km} \cdot V_k) \cdot V_m \cdot G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \phi_{km}) \right] \quad (3.10)$$

onde:

PB : Potência base do sistema elétrico; (*MVA*)

B_{km}^{sh} : Susceptância *shunt*; (*pu*)

Para modelar uma linha de transmissão, $\alpha_{km} = 1$ e $\phi_{km} = 0$. No caso de transformadores em fase, $B_{km}^{sh} = 0$ e $\phi_{km} = 0$. Para transformadores defasadores puros, $\alpha_{km} = 1$ e $B_{km}^{sh} = 0$. (MONTICELLI, 1983) Finalmente para transformadores defasadores, $B_{km}^{sh} = 0$. As mesmas considerações podem ser feitas para Equação (3.8).

Novamente os índices 't' e 'p' foram omitidos com intuito de melhorar a compreensão da equação acima.

3.3.6 Perdas Elétricas nos Circuitos

Como foi discutido anteriormente, na abordagem proposta é necessário representar as perdas elétricas no problema de otimização com objetivo de minimizar a energia dissipada nos circuitos do sistema.

Apesar do custo da água ser considerado igual a zero a sua utilização ou não em um determinado mês resulta em custo futuro associado a esta decisão. Através desta metodologia, a utilização da água tem um custo indireto incorporado ao problema através da função de custo futuro (BRANDI, 2011). A função de custo futuro retrata o valor econômico da energia armazenada através dos níveis de armazenamento, (MARCATO, 2002). Portanto, uma decisão operativa atual está associada a um custo futuro, consequência desta decisão. Entretanto em algumas situações o impacto de uma decisão atual pode não ser contabilizado pela função de custo futuro, como por exemplo, no caso dos reservatórios estarem com seu volume armazenado máximo durante um período de afluência alta. Neste caso um aumento ou diminuição da geração hidráulica não afeta o custo total, diante disso surge a necessidade de modelar as perdas elétricas nos circuitos que compõem o sistema elétrico, com intuito de minimizar a geração total em um determinado período.

$$Perdas_p^t = \sum_{l=1}^{NLIN} P_{p,km}^t + P_{p,mk}^t = PB \cdot \sum_{l=1}^{NLIN} G_{km} \cdot \left[(a_{km} \cdot V_k)^2 + (V_m)^2 - 2 \cdot a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot \cos(\theta_{km} + \phi_{km}) \right]$$

(3.11)

onde:

$Perdas_p^t$: Total de perdas elétricas nos circuitos, no patamar p no período t ; ($MW_{\text{médio}}$)

$P_{p,km}^t$: Potência ativa transmitida de k para m no patamar p , período t ; ($MW_{\text{médio}}$)

$P_{p,mk}^t$: Potência ativa transmitida de m para k no patamar p , período t ; ($MW_{\text{médio}}$)

As deduções das Equações (3.8), (3.10) e (3.11) podem ser encontradas em (MONTICELLI, 1983).

3.3.7 Limite de Carregamento nos Circuitos

Uma das vantagens da modelagem completa da rede elétrica no problema de planejamento da operação é a inclusão dos limites de transmissão de potência aparente dos circuitos do sistema. As Equações (3.12) limita a potência máxima transmitida da barra k para barra m , enquanto a Equação (3.13) modela o limite de potência no sentido contrário. Desta forma, a potência transmitida não ultrapassa o limite estabelecido nos dois sentidos.

$$\sqrt{(P_{p,km}^t)^2 + (Q_{p,km}^t)^2} \geq S_Max_{p,km} \quad (3.12)$$

$$\sqrt{(P_{p,mk}^t)^2 + (Q_{p,mk}^t)^2} \geq S_Max_{p,mk} \quad (3.13)$$

onde:

$S_Max_{p,km}$: Limite de potência aparente, no ramo km , no patamar p ; (MVA)

$S_Max_{p,mk}$: Limite de potência aparente, no ramo mk , no patamar p ; (MVA)

3.3.8 Equação de Custo Futuro

Representa o impacto de uma decisão operativa tomada no estágio atual em relação ao custo futuro esperado, depende principalmente da energia armazenada em cada subsistema.

A função de custo futuro é responsável por ditar a política operativa para os subsistemas, representando o impacto futuro de uma decisão tomada no estágio atual em relação ao custo futuro esperado. A energia armazenada para um determinado subsistema é calculada através do volume armazenado nos reservatórios que o compõe, isso possibilita a utilização da função de custo futuro no despacho a usinas individualizadas, determinadas a partir de metodologias baseada em sistemas equivalentes (RAMOS, 2011).

A metodologia proposta utiliza uma função de custo futuro pré-calculada por um programa de otimização baseado em sistemas equivalentes de energia, esta função é acessada

a cada estágio com intuito de representar o impacto financeiro de uma decisão operativa atual no custo futuro esperado.

$$\alpha^{t+1} \geq w_j + \sum_{s=1}^{NSIS} (\pi_{Vs,j}^{t+1} \cdot EARM_s^{t+1}) + \sum_{s=1}^{NSIS} \sum_{s=1}^{NPARp} \pi_{EAFs,p,j}^{t+1} \cdot ENA_s^{t-p+1} \quad (3.14)$$

onde:

$NSIS$: Número de subsistema;

$NPARp$: Ordem máxima do PAR(p);

α^{t+1} : Custo futuro associado ao período t ; (R\$)

w_j : Termo constante do j -ésimo Corte de Benders; (R\$)

$\pi_{Vs,j}^{t+1}$: Coeficiente do j -ésimo corte, construído no período $t+1$ associado ao armazenamento do sistema s ; (R\$/MWmês)

$EARM_s^{t+1}$: Energia armazenada no sistema s , no período $t+1$; (MWmês)

$\pi_{EAFs,p,j}^{t+1}$: Coeficiente do j -ésimo corte construído no período $t+1$, associado à afluência do p -ésimo período passado ao subsistema s (R\$/MWmês);

ENA_s^{t-p+1} : Energia natural afluyente do subsistema s , para período $t-p+1$; (MWmês)

A energia armazenada no sistema depende do volume estocado em cada reservatório. No processo de geração de energia o volume armazenado em um determinado reservatório irá percorrer todas as usinas que se encontram à jusante da mesma, gerando energia em cada usina, inclusive nas fio d'água, até passar pelo último aproveitamento hidráulico da cascata. Dessa forma, a energia armazenada num reservatório é dado pelo produto do volume de água armazenado e o somatório das produtibilidades equivalente das usinas que encontram-se à jusante, além da própria usina.

O cálculo de Energia Natural Afluyente (ENA) só é necessário se o modelo de geração dos cortes considerar a tendência hidrológica (RAMOS, 2011), cabe ressaltar que neste trabalho foi utilizado os cortes provenientes do programa Modelo Dinâmico de Despacho Hidrotérmico (MDDH), este modelo utiliza a metodologia PDE-CHULL, (DIAS, 2010), que

não representa a tendência hidrológica das afluições. Entretanto, poderia ser utilizado cortes provenientes de outro programa baseado em sistemas equivalentes de energia.

Como será mostrada na Equação (3.16), a produtibilidade é função do volume armazenado e do deplecionamento da usina. Portanto, durante o processo de geração de energia o valor da produtibilidade sofre variação. Para contornar este problema é utilizado o valor médio da produtibilidade da usina, chamado de produtibilidade equivalente.

$$EARM_s^{t+1} = \frac{1}{FATOR} \sum_{n=1}^{NHID} vaf_h^{t+1} \cdot \sum_{j \in \Omega_n} \rho_- eq_h^t \quad (3.15)$$

onde:

NHID : Número de usinas hidrelétricas do sistema;

Ω_n : Conjunto de hidrelétrica à jusante na usina n inclusive;

FATOR : Fator de conversão de m^3/s para hm^3 (2,628);

vaf_h^{t+1} : Volume armazenado final da usina *h* no estágio *t* ;(hm^3)

$\rho_- eq_h^t$: Produtibilidade equivalente da usina *h*, no período *t*; ($MW_{médio}/m^3/s$)

3.3.9 Cálculo da Produtibilidade Não Linear

A produtibilidade de uma usina é dada pelo produto da produtibilidade específica de cada usina pela altura de queda do reservatório. Esta altura é calculada através da diferença entre a cota de montante e a cota de jusante do reservatório, descontada a perda hidráulica. A cota à montante é função do volume armazenado no reservatório em cada período, é calculada através do polinômio cota-volume, um polinômio de 4º grau característico de cada usina. Finalmente, a cota à jusante depende da vazão defluente média (vazão turbinada média mais vazão vertida média), também é calculada através de um polinômio de 4º grau, chamado polinômio vazão nível-jusante.

$$\rho_h^t = PESP_h \times ALTQUEDA_h^t \quad (3.16)$$

$$ALTQUEDA_h^t = COTAMONT_h^t - COTAJUSA_h^t - PERDAHIDR_h \quad (3.17)$$

$$COTAMONT_h^t = \sum_{j=1}^5 PCV_{h,j} \times (vaf_h^{t+1})^{(j-1)} \quad (3.18)$$

$$COTAJUSA_h^t = \sum_{j=1}^5 PVNJ_{h,j} \times \left(\overline{vt}_h^t + \overline{vv}_h^t \right)^{(j-1)} \quad (3.19)$$

onde:

ρ_h^t : Produtibilidade da usina h , no período t ; ($MW_{\text{médio}}/m^3/s$)

$PESP_h$: Produtibilidade específica da usina h ; ($MW_{\text{médio}}/m^3/s/m$)

$ALTQUEDA_h^t$: Altura de queda da usina h no período t ; (m)

$COTAMONT_h^t$: Cota montante da usina h no período t ; (m)

$COTAJUSA_h^t$: Cota jusante da usina h no período t ; (m)

$PERDAHIDR_h$: Perda hidráulica da usina hidrelétrica h ; (m)

$PCV_{h,j}$: Coeficiente j do polinômio cota-volume de quarto grau da usina h ;

vaf_h^{t+1} : Volume armazenado final da hidrelétrica h no período t ; (hm^3)

$PVNJ_{h,j}$: Coeficiente j do polinômio vazão nível-jusante de quarto grau, usina h ;

\overline{vt}_h^t : Vazão média turbinada da usina h no período t ; (m^3/s)

\overline{vv}_h^t : Vazão média vertida da usina h no período t ; (m^3/s)

3.3.10 Restrições de Canalização

Representam os limites operativos inferior e superior das variáveis que compõem o problema de otimização. Os limites das variáveis foram divididos em restrições hidráulicas e elétricas, com objetivo de destacar as variáveis que dependem do patamar de carga.

Restrições hidráulicas:

$$VAF_h \min \leq vaf_h^t \leq VAF_h \max \quad (3.20)$$

$$0 \leq vt_h^t \leq ENGOL_h \quad (3.21)$$

$$0 \leq vvh_h^t \leq \infty \quad (3.22)$$

Restrições elétricas:

$$P_GT_n \min \leq p_gt_{p,n}^t \leq P_GT_n \max \quad (3.23)$$

$$Q_GT_n \min \leq q_gt_{p,n}^t \leq Q_GT_n \max \quad (3.24)$$

$$Q_GH_n \min \leq q_gh_{p,h}^t \leq Q_GH_n \max \quad (3.25)$$

$$0\% \leq \text{Corte_Carga}_{p,b}^t \leq 100\% \quad (3.26)$$

$$V_b \min \leq V_{p,b}^t \leq V_b \max \quad (3.27)$$

$$\theta_b \min \leq \theta_{p,b}^t \leq \theta_b \max \quad (3.28)$$

onde:

$VAF_h \min$: Volume armazenado máximo da usina hidrelétrica h ; (hm^3)

vaf_h^t : Volume armazenado final da usina h no período t ; (hm^3)

$VAF_h \max$: Volume armazenado máximo da usina hidrelétrica h ; (hm^3)

v_h^t :	Vazão turbinada pela hidrelétrica h no período t ; (m^3/s)
$ENGOL_h$:	Vazão máxima da hidrelétrica h ; (m^3/s)
w_h^t :	Vazão vertida pela hidrelétrica h no período t ; (m^3/s)
$P_{GT_n} \min$:	Geração mínima de potência ativa da termelétrica n ; ($MW_{\text{médio}}$)
$p_gt_{p,n}^t$:	Potência ativa gerada, termelétrica n , patamar p , período t ; ($MW_{\text{médio}}$)
$P_{GT_n} \max$:	Geração máxima de potência ativa da termelétrica n ; ($MW_{\text{médio}}$)
$Q_{GT_n} \min$:	Geração mínima de potência reativa da termelétrica n ; ($MW_{\text{médio}}$)
$q_gt_{p,n}^t$:	Potência reativa gerada, termelétrica n , patamar p , período t ; ($MW_{\text{médio}}$)
$Q_{GT_n} \max$:	Geração máxima de potência reativa da termelétrica n ; ($MW_{\text{médio}}$)
$Q_{GH_n} \min$:	Geração mínima de potência reativa da hidrelétrica n ; ($MW_{\text{médio}}$)
$q_gh_{p,h}^t$:	Potência reativa gerada, hidrelétrica h , patamar p , período t ; ($MW_{\text{médio}}$)
$Q_{GH_n} \max$:	Geração máxima de potência reativa da hidrelétrica h ; ($MW_{\text{médio}}$)
$\text{Corte_Carga}_{p,b}^t$:	Corte de carga na barra k no patamar p do período t ; (pu)
$V_b \min$:	Valor mínimo do módulo da tensão na barra b ; (pu)
$V_{p,b}^t$:	Módulo da tensão na barra b no patamar de carga b , no período t (pu)
$V_b \max$:	Valor máximo do módulo da tensão na barra b ; (pu)
$\theta_b \min$:	Valor mínimo do ângulo da tensão na barra b ; (rad)

$\theta_{p,b}^t$: Ângulo da tensão na barra b no patamar de carga p , no período t (*rad*)

$\theta_b \max$: Valor máximo do ângulo da tensão na barra b ; (*rad*)

3.4 Sumário do Capítulo

O presente capítulo apresentou a metodologia proposta neste trabalho, para representação da rede elétrica no planejamento da operação. A formulação matemática do problema foi mostrada em detalhes através das seguintes equações: atendimento a demanda, balanço hídrico, perdas elétricas, limites de carregamento dos circuitos, esquema de corte de carga, função de custo futuro e as restrições de canalização. Foram discutido também os detalhes da representação da carga através de patamares, além do cálculo da produtividade não linear das usinas hidrelétricas.

4 Resultados

4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo tem por objetivo apresentar os principais resultados obtidos utilizando-se a metodologia proposta no capítulo anterior. Foi desenvolvido um programa de otimização, utilizando a plataforma LINGO (LINGO, 2008), para a modelagem da rede elétrica no problema de planejamento da operação. Cabe ressaltar que foram utilizados os métodos de otimização disponíveis neste pacote de otimização, ficando como contribuição deste trabalho a formulação do problema.

Para realização das simulações foram utilizados três sistemas teste, estes sistemas foram adaptados para permitir a conexão de usinas reais do Sistema Interligado Nacional (SIN). O modelo proposto utiliza as vazões de forma determinística, obtidas da série histórica de vazões que compreende os anos de 1931 a 1990. As Funções de Custo Futuro, utilizadas neste trabalho foram pré-calculadas pelo modelo de otimização baseados em sistemas equivalentes de energia, denominado Modelo Dinâmico de Despacho Hidrotérmico (MDDH).

Inicialmente foi avaliado o impacto das restrições elétricas no custo de operação, através da comparação dos resultados em dois casos: primeiro sem as restrições do sistema elétrico; segundo com todas as restrições inerentes ao sistema. Logo após foi verificada a factibilidade de ambas as soluções, diante dos limites de tensão e carregamento dos circuitos. Em seguida foi realizada análise do impacto da modelagem das perdas elétricas na energia armazenada final. Foi avaliado também o desempenho da utilização da produtividade linear e não linear. Por fim, foi realizada a validação dos resultados encontrados para o fluxo de potência, através do programa ANAREDE desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL (CEPEL, 2010).

Para facilitar o entendimento, a maioria das simulações foram feitas considerando três patamares de carga (leve, média e pesada). Entretanto, um número maior de patamares pode ser utilizado, o mesmo ocorre para o horizonte de planejamento, que neste trabalho foi de um ano. Na última seção deste capítulo serão apresentadas comparações utilizando diferentes números de patamares de carga.

4.2 Sistemas Teste

A seguir será apresentada uma breve descrição dos sistemas teste utilizados neste trabalho. Estes sistemas foram construídos ou adaptados com o objetivo de simular o impacto da modelagem da rede elétrica no planejamento da operação de algumas usinas reais.

4.2.1 Sistema Teste 1

O primeiro sistema teste utilizado foi um sistema fictício de 9 barras, mostrado na Figura 4.1. Este sistema é composto por 5 usinas: 3 hidrelétricas e 2 termelétricas e possui uma carga total de 2 300 MW, distribuída em 3 barras de carga, usualmente denominadas de barras do tipo PQ na nomenclatura utilizada na análise de fluxo de potência .

As usinas hidrelétricas agregadas a este sistema foram: Porto Colômbia, Marimbondo e Água Vermelha, a escolha destas hidrelétricas deve-se ao fato delas estarem na mesma cascata, ou seja, encontram-se no leito de um mesmo rio. Desta forma existe um acoplamento espacial entre elas, em outras palavras, a operação da usina à montante interfere na operação da usina à jusante, conforme descrito em (TERRY et al., 1986).

O sistema da Figura 4.1 possui 9 circuitos, sendo 4 transformadores de tap fixo, e 5 linhas de transmissão. Os dados de linha e de barra do Sistema 9 Barras será apresentado com maior nível de detalhamento no Anexo A. Neste trabalho este sistema será denominado de “Sistema 9 Barras”

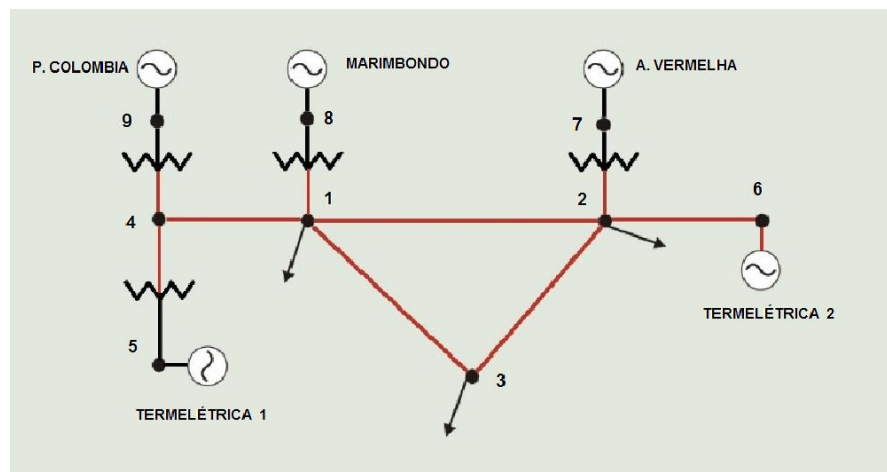


Figura 4.1: Topologia Básica do Sistema Fictício 9 Barras – Sistema Teste 1

4.2.2 Sistema Teste 2

O sistema *New England*, bastante difundido na literatura (ATHAY *et. al.*, 1979), será o segundo sistema teste utilizado no presente trabalho. Originalmente o sistema *New England* possui 10 barras de geração, neste trabalho foi mantida esta quantidade de geradores, porém foram introduzidas nestas barras usinas reais do SIN, com objetivo de avaliar o impacto da representação da rede elétrica na operação destas usinas. As outras características do sistema como: parâmetros das linhas de transmissão e tapes dos transformadores, não sofreram alterações em relação ao sistema original.

A escolha das usinas seguiu o mesmo critério adotado para o sistema teste 1, porém foi utilizado usinas de duas cascatas: uma no rio Grande e outra no rio Paranaíba, num total de 6 hidrelétricas. O restante das barras de geração foram preenchidas com 4 termelétricas fictícias.

A Figura 4.2 mostra o sistema em questão, composto por 39 barras e 46 circuitos.

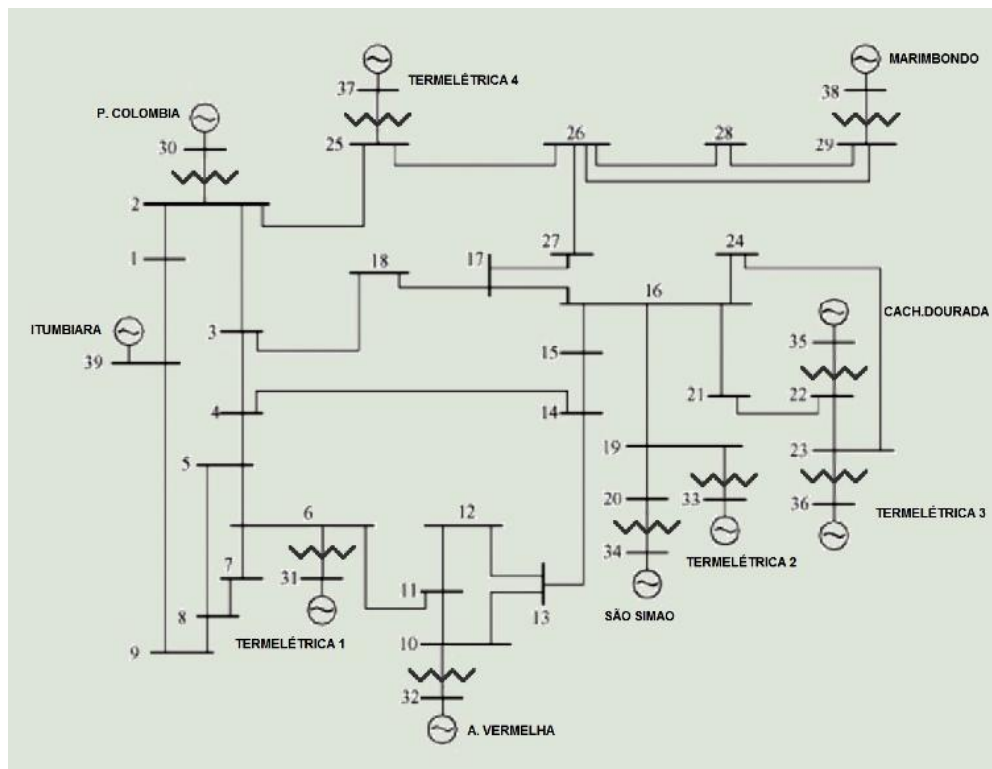


Figura 4.2: Topologia Básica do Sistema *New England* – “Sistema Teste 2”

4.2.3 Sistema Teste 3

O último sistema teste utilizado foi o sistema proposto em (ALVES, 2007), denominado Sistema Sul. Este sistema foi construído a partir de dados extraídos da malha de 500kV da região Sul do Brasil, possui 33 barras sendo 7 barras de geração. Diferentemente dos outros dois sistemas apresentados anteriormente, este sistema possui usinas reais do sistema na forma original, por isso não foi necessário fazer adaptações relativas à agregação de novas hidrelétricas. Porém, este sistema não possui termelétricas, sendo assim, diante da característica hidrotérmica do sistema elétrico brasileiro, foi necessário introduzir duas termelétricas fictícias, com objetivo de melhor representar este sistema. Além disso, foi realizado ajuste nos tapes dos transformadores, esta modificação foi necessária visto que a variação da carga adotada pelos patamares de carga provocavam grande variação na tensão do sistema. Estas variações na tensão impossibilitavam a convergência do fluxo de potência dentro dos valores permitidos de tensão. Após o novo ajuste dos tapes, este valor não foi mais alterado, ou seja, o ajuste encontrado foi fixado para todas as simulações. A Figura 4.3 mostra o Sistema Sul, composto de 33 barras e 50 circuitos.

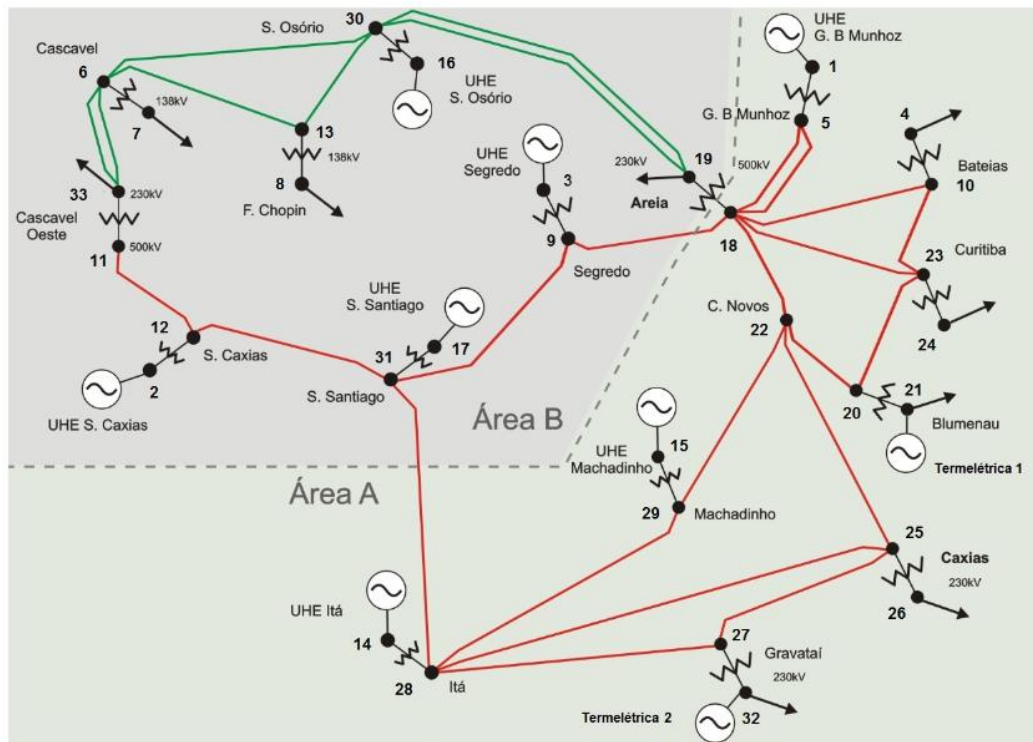


Figura 4.3: Topologia Básica do Sistema Sul – “Sistema Teste 3”

4.3 Impacto dos Limites de Transmissão no Planejamento da Operação

Para avaliar alguns dos impactos da representação da rede elétrica no problema de planejamento da operação foram realizados testes utilizando o sistema proposto em (ALVES, 2007), denominado neste trabalho como Sistema Sul. Este sistema é composto de 33 barras e 7 usinas hidrelétricas, sendo 4 usinas com reservatório e 3 fio d'água, como o sistema proposto original não possui termelétricas foi incorporado 2 usinas térmicas.

Inicialmente, foi simulada a operação sem considerar as restrições elétricas do problema, ou seja, os limites inferior e superior de tensão, assim como os limites de fluxo de potência nos circuitos foram ajustados para valores que não interferissem na solução. Em outras palavras, as restrições do problema foram "relaxadas", com o objetivo de permitir que o despacho hidrotérmico não fosse influenciado completamente pela rede elétrica. Entretanto, é importante destacar que todas as restrições energéticas foram mantidas.

Para simulação da operação foi utilizada a série histórica do ano de 1936, considerando três patamares de carga e horizonte de planejamento de um ano. A Figura 4.4, apresenta a potência transmitida na linha que interliga as barras 30 a 16, para os patamares de carga leve, média e pesada, sem restrições de fluxo de potência e limite de tensão.

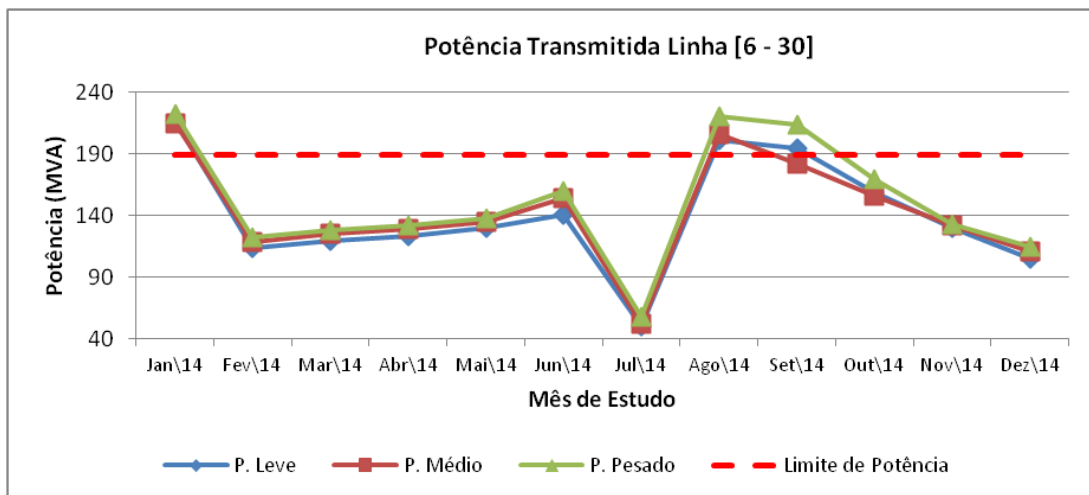


Figura 4.4: Potência Transmitida na linha [6-30]

De acordo com os dados obtidos de (ALVES, 2007), o limite de carregamento para linha [6-30] é de 189 MVA em ambos os sentido, observando-se a Figura 4.4 é possível perceber que este limite foi ultrapassado em alguns meses. Situação semelhante ocorreu também para outras linhas, entretanto foram mostrados apenas os resultados da linha [6-30].

A Figura 4.5 mostra os valores de tensão em algumas barras do sistema para o patamar de carga média, percebe-se que os limites de tensão adotados (0,95 a 1,05 p.u.) foram excedidos, semelhante ao ocorrido com o fluxo de potência na figura anterior.

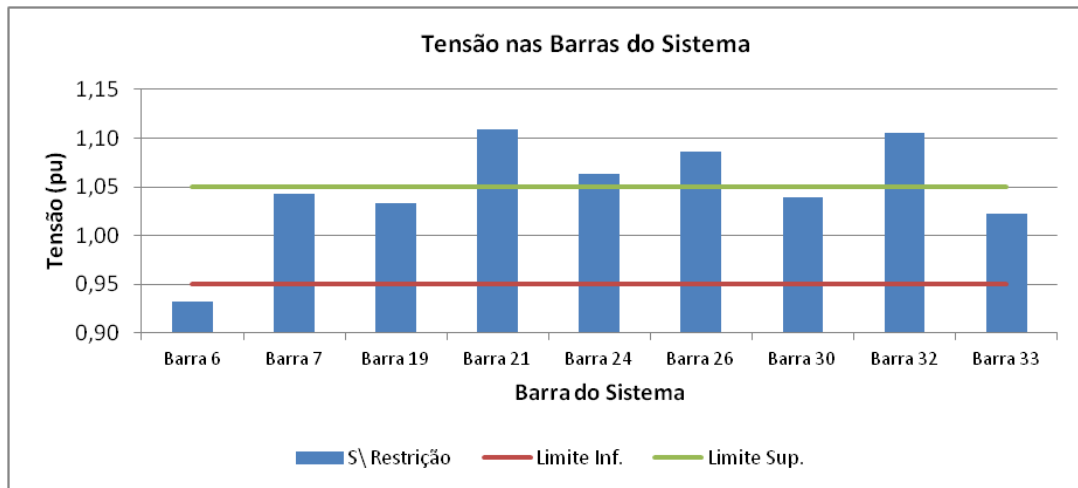


Figura 4.5: Tensão em Algumas Barras do Sistema Sul

Simulando a operação nas mesmas condições anteriores, porém incorporando as restrições de fluxo de potência e de tensão, percebe-se que o limite na linha [6-30] não foi ultrapassado, assim como o valor da tensão nas barras do sistema. A Figura 4.6 mostra a comparação da potência média transmitida (média dos três patamares de carga) na linha mencionada, sem as restrições elétricas e após sua inserção.

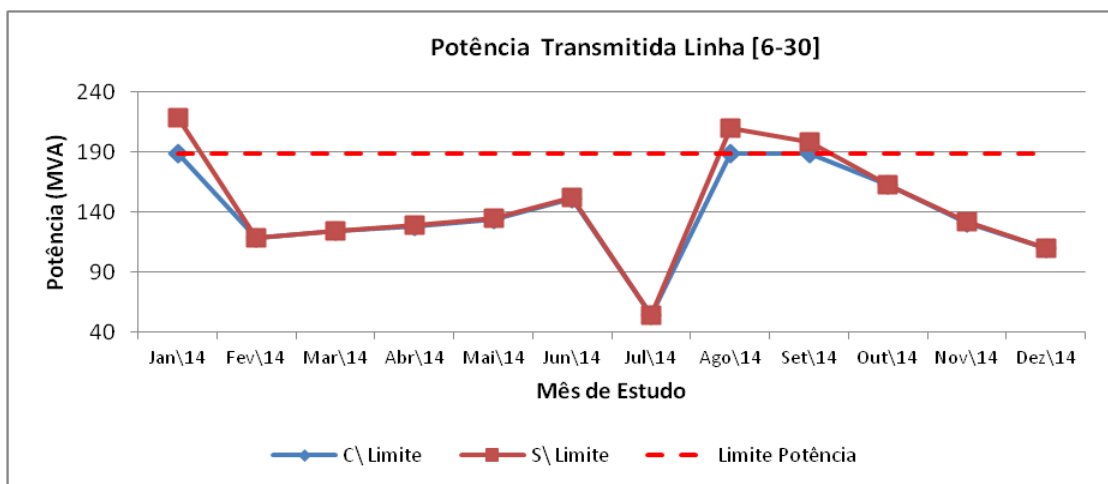


Figura 4.6: Potência transmitida Com e Sem Restrições

A Figura 4.7 mostra a comparação dos valores de tensão em algumas barras do sistema para o patamar de carga média no mês de janeiro, percebe-se que a inserção dos limites modifica o perfil de tensão no sistema elétrico.

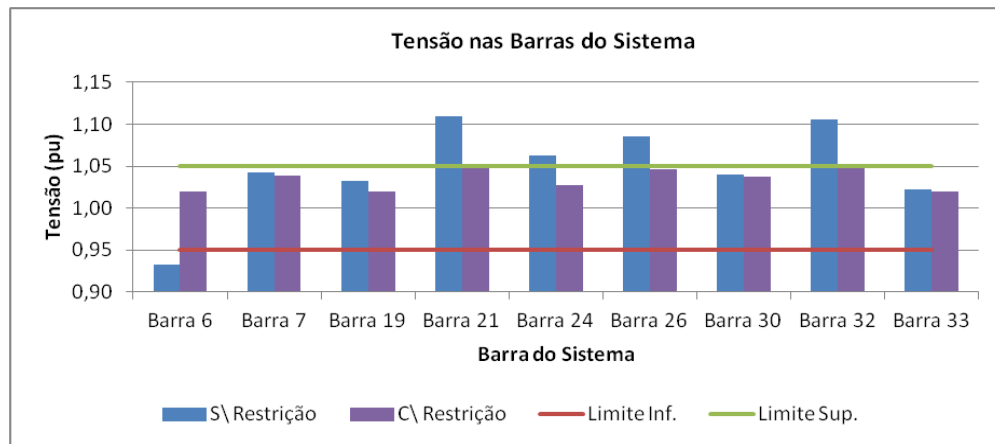


Figura 4.7: Perfil de Tensão em Algumas Barras do Sistema Sul

Para que os limites de tensão e carregamento dos circuitos sejam atendidos, o programa reajusta os valores de potência ativa e reativa gerados, em outras palavras as restrições do problema interferem no despacho das usinas.

A Figura 4.8 mostra a comparação da geração das usinas hidrelétricas sem as restrições e após sua inclusão, observa-se uma pequena variação na geração total das usinas hidráulicas durante este período. O gráfico representa a geração para o mês de setembro, a escolha deste mês deve-se ao fato dos limites de carregamento das linhas serem restritivos neste período (Figura 4.6). Como pode ser observado na Figura 4.6, estas restrições provocam variações na geração das usinas.

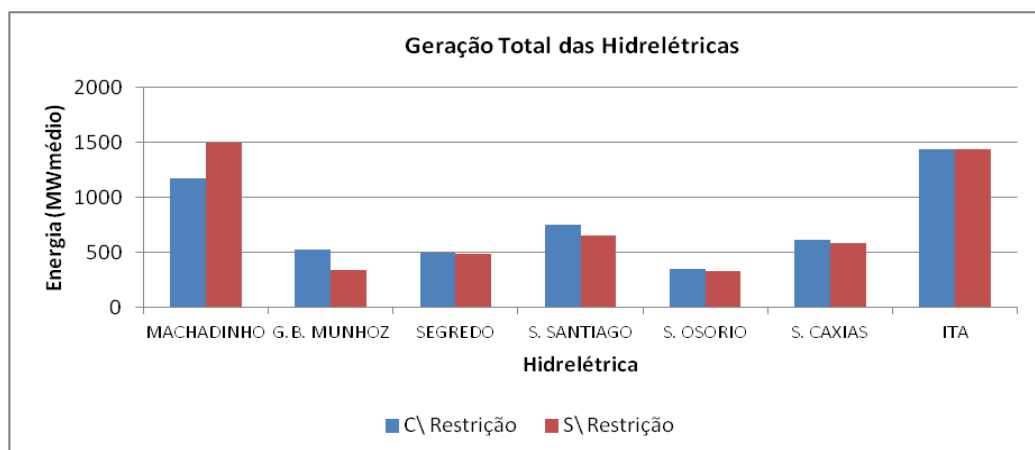


Figura 4.8: Geração da Hidrelétricas no Mês de Setembro

A Tabela 4.1 mostra a comparação dos custos de operação quando a rede elétrica é modelada no planejamento da operação e quando a mesma não é representada. Percebe-se que neste caso a representação das restrições do sistema elétrico provocou um aumento do custo total de operação. A modelagem da rede elétrica adiciona restrições ao problema de planejamento, diante destas novas restrições o despacho das usinas (inclusive termelétricas), pode ser alterado para que a nova solução encontrada seja factível, em alguns casos estas alterações podem elevar o custo de operação, como observado nesta simulação.

Embora a diferença percentual entre as duas situações seja pequena (1,96%), a diferença absoluta representa um valor significativo (1,57 milhões de R\$).

Tabela 4.1: Custos de Operação do Sistema Teste 3

	Sem a Rede Elétrica	Com a Rede Elétrica	Varição
Custo Total (Milhões R\$)	80,18	81,75	1,96%
Custo Imediato (Milhões R\$)	71,19	72,85	2,33%
Geração Térmica (MWmês)	959,32	981,54	2,32%
Déficit de Energia (MWmês)	0,00	0,00	0,00%

4.4 Impacto da Modelagem das Perdas Elétricas

A energia dissipada no sistema de transmissão representa uma parcela considerável da energia gerada no sistema elétrico, especialmente no Brasil, que possui predominância de usinas hidrelétricas, normalmente localizadas distantes dos centros consumidores de carga. A Figura 4.9 mostra a evolução das perdas elétricas no sistema de transmissão durante o período de estudo, percebe-se que as perdas variam ao longo dos meses, e que na média as perdas representam 2,30 % da demanda de energia para este sistema. Para avaliar o impacto das perdas no planejamento da operação, foi utilizado o Sistema 9 Barras, apresentado anteriormente, considerando três patamares de carga (leve, média e pesada), e série histórica do ano de 1988.

A Equação (3.11) apresentada no Capítulo 3 modela as perdas elétricas em cada circuito que compõe o sistema de transmissão. Percebe-se que as perdas dependem da

condutância do circuito. Com objetivo de desconsiderar as perdas foi realizada simulação modificando a condutância de todos os circuitos para valor nulo. Desta forma, foi possível comparar alguns impactos da modelagem das perdas elétricas no sistema de transmissão.

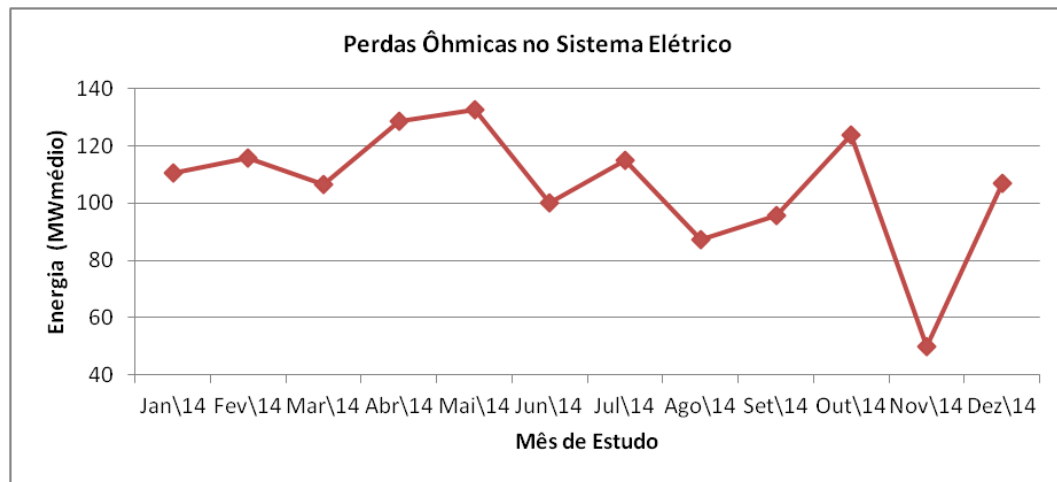


Figura 4.9: Perdas elétricas no Sistema 9 Barras

A Figura 4.10 mostra a comparação da energia armazenada no sistema para duas situações: quando as perdas não são consideradas e quando são modeladas no problema. Percebe-se que no cenário onde considera-se as perdas o sistema chega ao final do horizonte de planejamento com um valor de energia armazenado menor, quando comparado a situação onde as perdas são desprezadas. Esta característica deve-se ao fato das perdas consumirem parte da geração das usinas. Desta forma, podem ocorrer variações no valor da energia armazenada no sistema, que neste caso foi de 9,69 %.

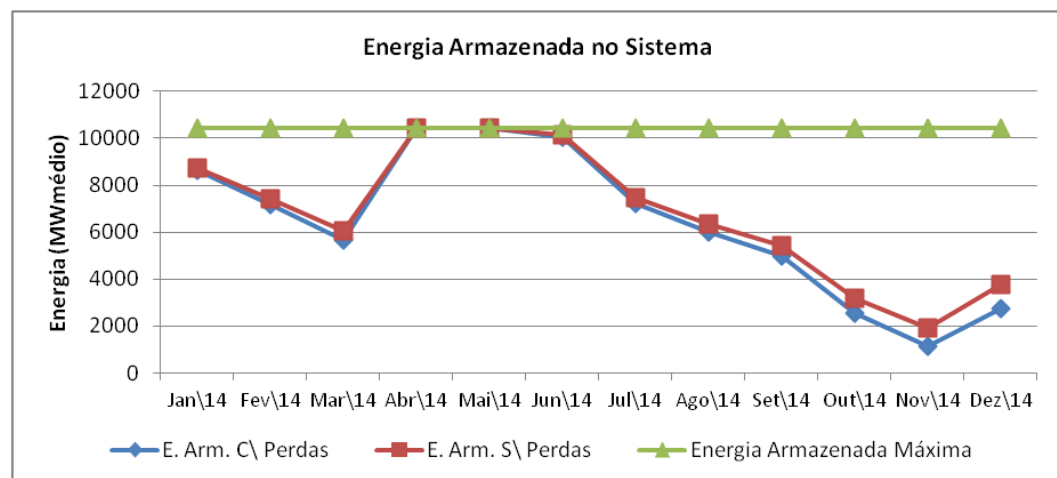


Figura 4.10: Energia Armazenada nos Reservatórios Durante o Horizonte de Planejamento

Observa-se na Figura 4.10 que nos meses de abril e maio não houve grandes diferenças nas energias armazenadas, essa proximidade dos valores deve-se ao fato de que nestes meses a energia armazenada chegou ao seu valor máximo. Portanto, neste caso, houve vertimento do excedente.

Foi mostrado anteriormente que as perdas elétricas provocam alterações no valor da energia armazenada. Entretanto outras modificações podem ocorrer quando as perdas são modeladas no problema de planejamento da operação.

Para exemplificar este comportamento foi utilizado o mesmo sistema teste de 9 barras, porém com a série histórica do ano de 1980. A Tabela 4.2 apresenta os custos e os valores mínimo e máximo de geração das térmicas.

Tabela 4.2: Custos de Operação das Usinas Termelétricas

	Custo de Geração (R\$/MWh)	Geração Mínima (MWmês)	Geração Máxima (MWmês)
Termelétrica 1	100	0	200
Termelétrica 2	110	0	200

Como pode ser observado na Figura 4.11, a UTE Termelétrica 2 foi despachada com um valor de geração superior a UTE Termelétrica 1, apesar do seu custo unitário de geração ser maior (Tabela 4.2). Como o programa busca a minimização do custo total de operação, é natural esperar que o despacho ocorresse na ordem inversa da solução encontrada. Entretanto, as perdas representam um consumo adicional de energia, isso implica em um acréscimo de geração para o suprimento da carga, desta forma o custo total de atendimento à demanda está condicionado às perdas inerentes ao sistema de transmissão. Isso explica a solução encontrada, visto que o programa minimiza o custo total de operação.

Importante destacar que nas simulações realizadas para análise da modelagem das perdas elétricas, os limites de transmissão não foram atingidos. Desta forma, a solução encontrada não sofreu influência por parte destes limites.

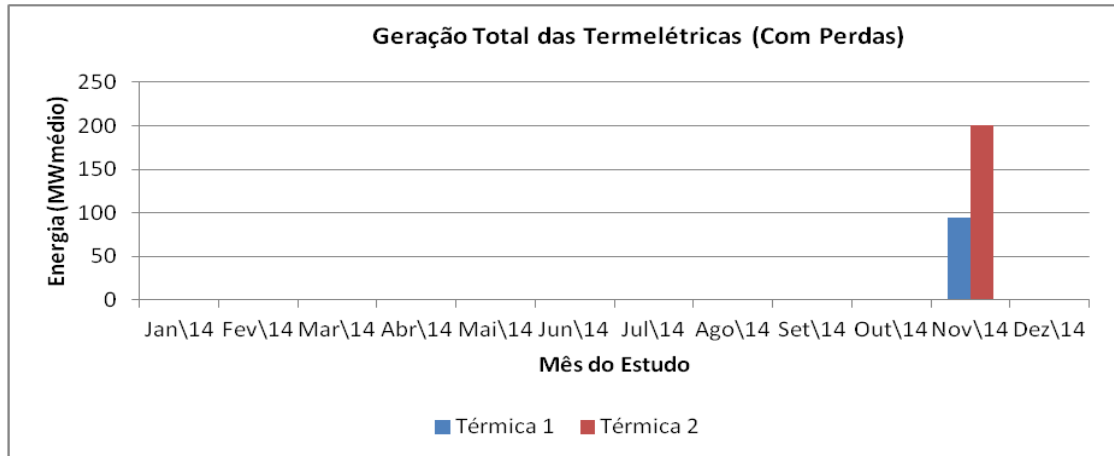


Figura 4.11: Geração Térmica do Sistema 9 Barras

Com objetivo de impedir o efeito das perdas elétricas sobre o sistema, a operação foi simulada nas mesmas condições anteriores, porém a condutância de todos os circuitos foram modificadas para valores nulos. Utilizando estes parâmetros, obtém-se uma nova ordem de despacho, como é mostrado na Figura 4.12.

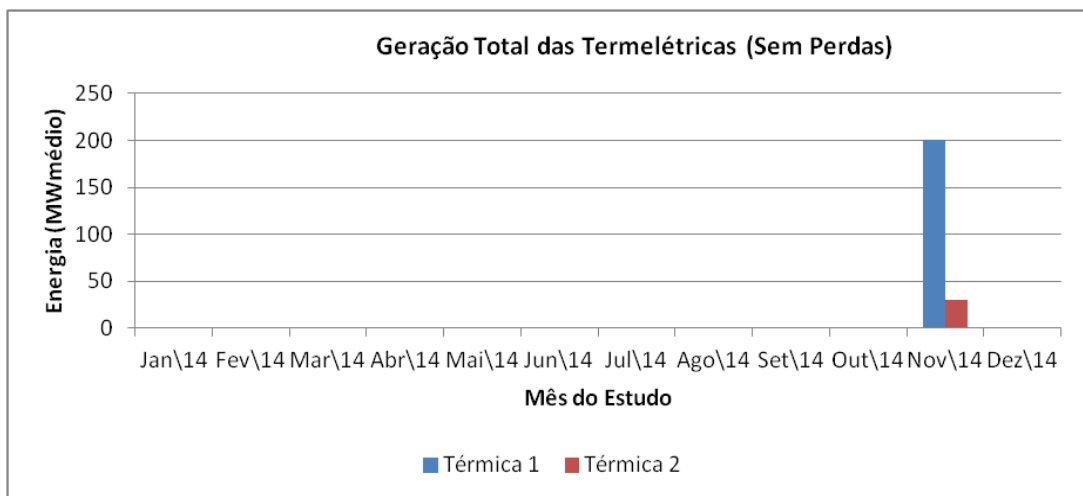


Figura 4.12: Geração Térmica do Sistema 9 Barras com Novos Valores de Condutância

No caso da diferença dos custos unitários de geração entre as duas usinas ser muito grande, a proximidade elétrica com a carga pode não ser o fator preponderante para a alteração da ordem de despacho das usinas.

Aumentando a diferença entre os custos unitários de geração, conforme mostrado pela Tabela 4.3, observa-se que mesmo considerando as perdas, o despacho da Termelétrica 1 é mais econômico, isso pode ser visto na Figura 4.13.

Tabela 4.3: Novos Custos de Operação das Usinas Termelétricas

	Custo de Geração (R\$/MWh)	Geração Mínima (MWmês)	Geração Máxima (MWmês)
Termelétrica 1	80	0	200
Termelétrica 2	110	0	200

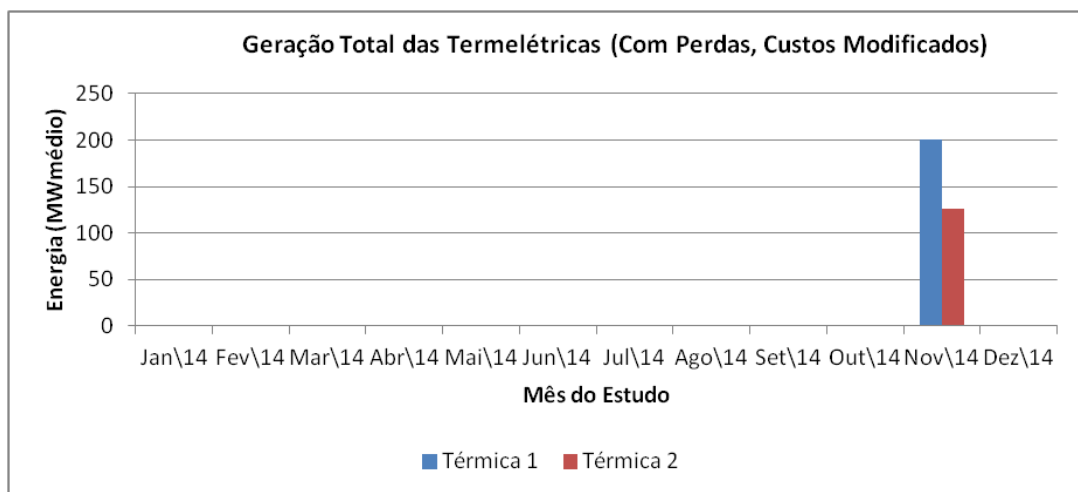


Figura 4.13: Geração Térmica do Sistema 9 Barras Utilizando Novos Custos de Geração

4.5 Análise do Custo Marginal de Operação

O custo marginal de operação pode ser definido como sendo o custo para suprir uma unidade adicional de carga num determinado instante de tempo (FERREIRA et al., 2011). As restrições da rede elétrica podem provocar valores diferenciados nos custos marginais por barra.

Na modelagem apresentada, o sistema elétrico é representado na sua forma completa. Dessa forma, para cada barra do sistema existe uma equação de atendimento à demanda de potência ativa, permitindo o cálculo do custo marginal de operação (CMO) por barra.

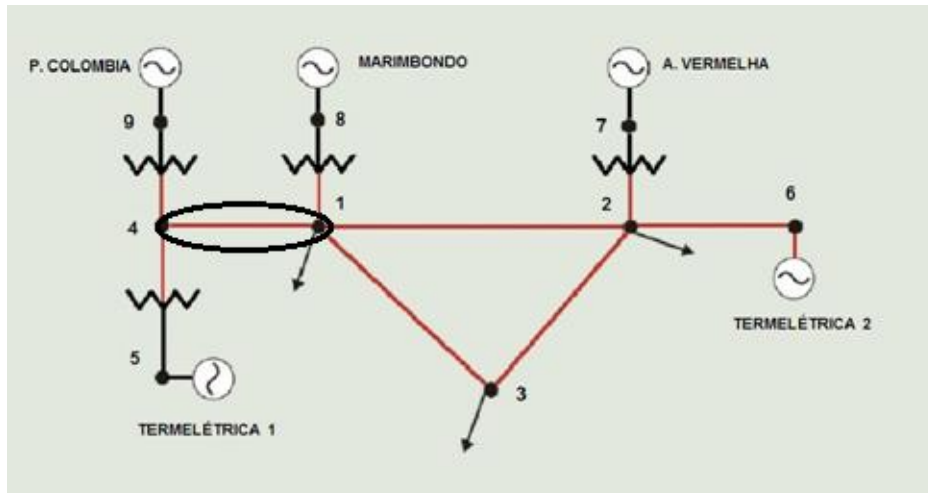


Figura 4.14: Sistema Teste 9 Barras

Para análise do CMO foi utilizado o Sistema 9 Barras, a Figura 4.14 mostra este sistema com destaque para linha que interliga as barras 1 e 4. Neste ramo foi considerado um limite de 150 MVA de carregamento da linha de transmissão. A Figura 4.15 mostra o fluxo de potência nesta linha em duas condições, com e sem limites de transmissão.

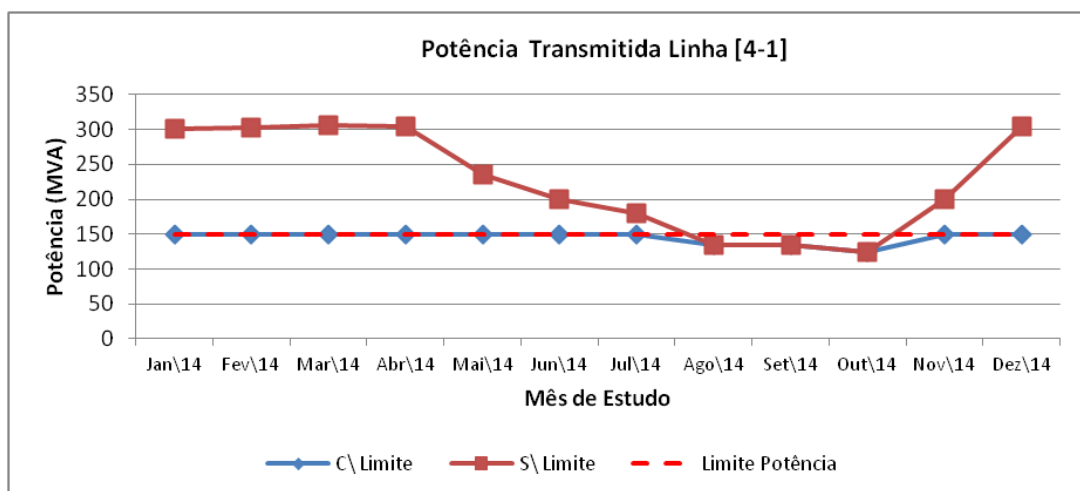


Figura 4.15: Fluxo de Potência na Linha [4-1]

A Figura 4.16 mostra os valores de custo marginal em algumas barras do sistema, desconsiderando os limites de transmissão de todas as linhas. Como pode ser observado o custo marginal de operação varia ao longo dos meses no horizonte de planejamento. Destaca-se o mês de novembro que tem o maior custo marginal, isso ocorre devido ao acionamento das usinas termelétricas neste período.

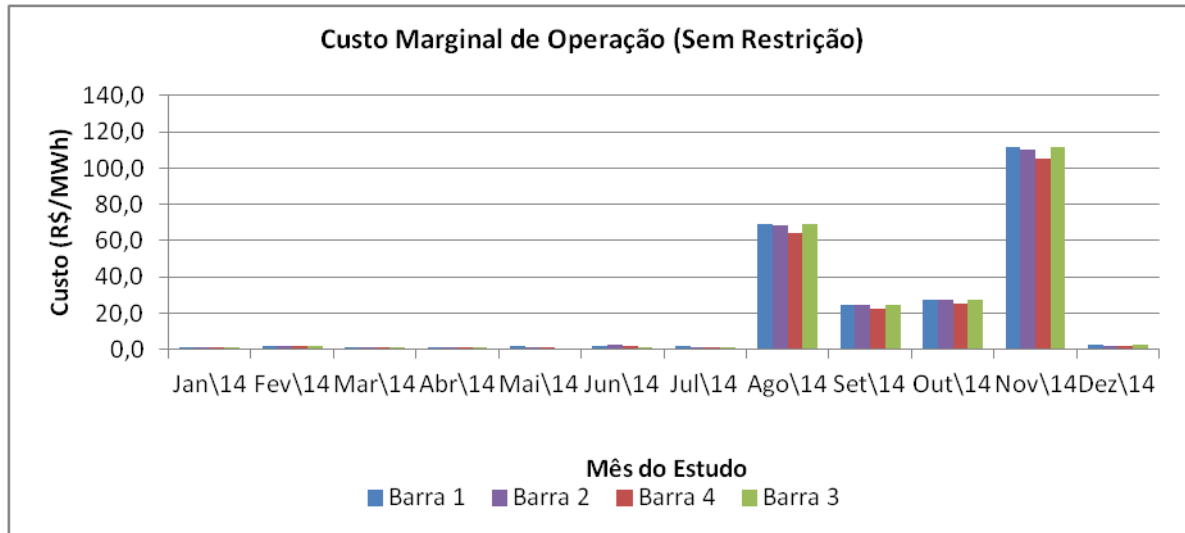


Figura 4.16: Custo Marginal de Operação Sem Consideração dos Limites da Linha [4-1]

Simulando a operação nas mesmas condições anteriores, porém inserindo as restrições relativas ao limite de transmissão da linha [1-4] percebe-se uma alteração no custo marginal de algumas barras. Observando a Figura 4.17, nota-se que o custo marginal da barra 4, no mês de novembro difere das demais, isso ocorre porque neste mês a Termelétrica 2 foi acionada devido ao baixo valor no volume armazenado nas hidrelétricas com reservatório (Maribondo e Água Vermelha). Entretanto, a Usina Porto Colômbia possui capacidade de geração neste período, mas devido às restrições de carregamento da linha [1-4], esta usina fica impossibilitada de atender as cargas nas barras 1, 2 e 3. Apesar dos limites de transmissão, a barra 4 pode ser suprida pela energia gerada na hidrelétrica Porto Colômbia, visto que esta barra encontra-se antes da linha mencionada, isto explica o baixo valor do custo marginal de operação nesta barra. Em outras palavras, uma demanda adicional na barra 4 pode ser suprida por uma hidrelétrica, já nas barras 1, 2 e 3, qualquer aumento de carga será suprido pela Termelétrica 2.

O exposto acima mostra que restrições no sistema de transmissão interferem no custo marginal de operação. A análise destes custos em cada barra pode auxiliar na identificação de "gargalos" do sistema transmissão, além de fornecer índices de eficiência do sistema elétrico no suprimento de energia.

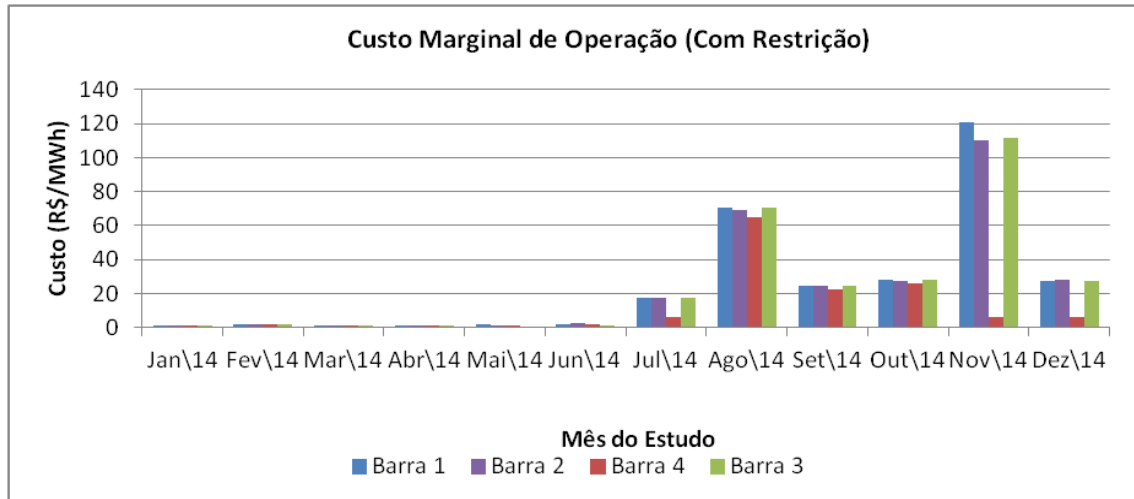


Figura 4.17: Custo Marginal de Operação Com os Limites da Linha [4-1]

4.6 Comparação da Produtibilidade Linear e Não Linear

Para comparar a diferença entre a representação linear e não linear da produtividade das usinas, foi utilizado o sistema teste *New England*, considerando-se três patamares de carga. Na abordagem linear a produtividade de cada usina foi calculada com base no volume inicial do reservatório, e no valor médio do canal de fuga. A Figura 4.18 mostra a comparação da energia armazenada considerando-se a produtividade linear e não linear. Neste resultado é possível observar que a metodologia utilizando a produtividade não linear consegue chegar ao final do estudo com valor de energia armazenado superior em relação a abordagem linear.

A modelagem da produtividade não linear consegue gerar mais energia através das usinas hidrelétricas, indicando que esta modelagem realiza um uso mais eficiente dos recursos hídricos.

Além disso, observa-se que a diferença entre as energias armazenadas diminui nos meses de setembro, outubro e novembro, esta redução ocorre devido ao acionamento das termelétricas, que neste caso foi mais intenso na formulação linear.

O acionamento das usinas termelétricas diminui a necessidade de geração hidráulica, para o atendimento da carga. Desta forma, a energia dos reservatórios é economizada. Isto explica a redução da diferença entre as energias armazenadas nos meses citados anteriormente.

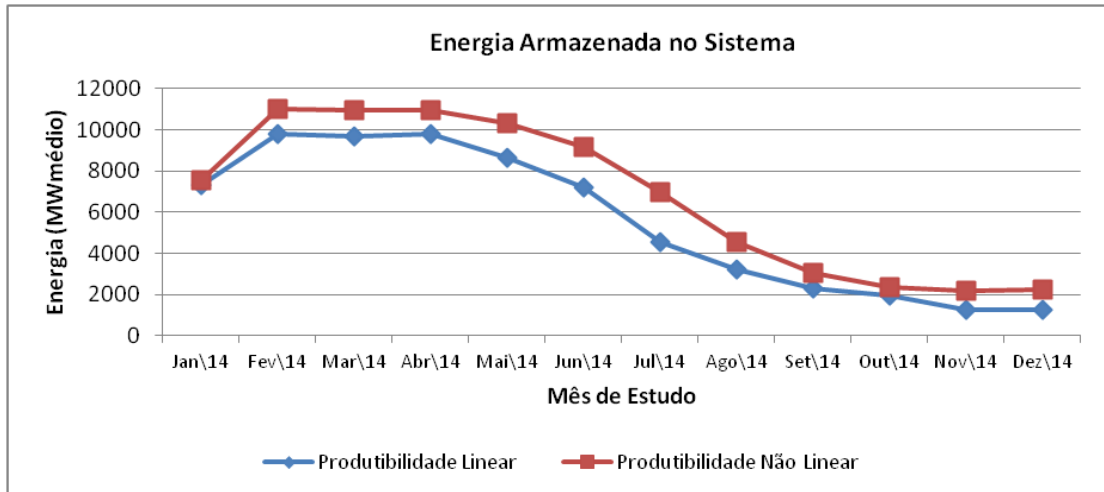


Figura 4.18: Energia Armazenada no Sistema *New England*

A Figura 4.19 mostra a geração total das termelétricas em cada mês dentro do horizonte de estudo, percebe-se uma geração térmica maior quando é utilizado o cálculo da produtividade linear. Este aumento de geração das usinas termelétricas implica em um acréscimo do custo imediato.

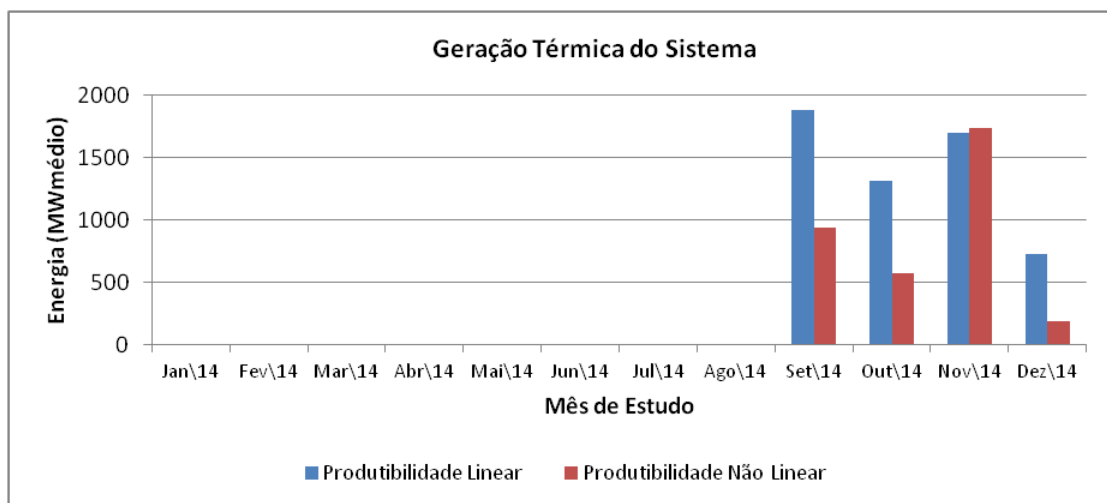


Figura 4.19: Geração Total das Termelétricas do Sistema *New England*

Como a geração térmica utilizando a produtividade não linear é menor durante o horizonte de estudo, espera-se que a geração hidráulica para mesma metodologia seja maior, observa-se este comportamento através da Figura 4.20.

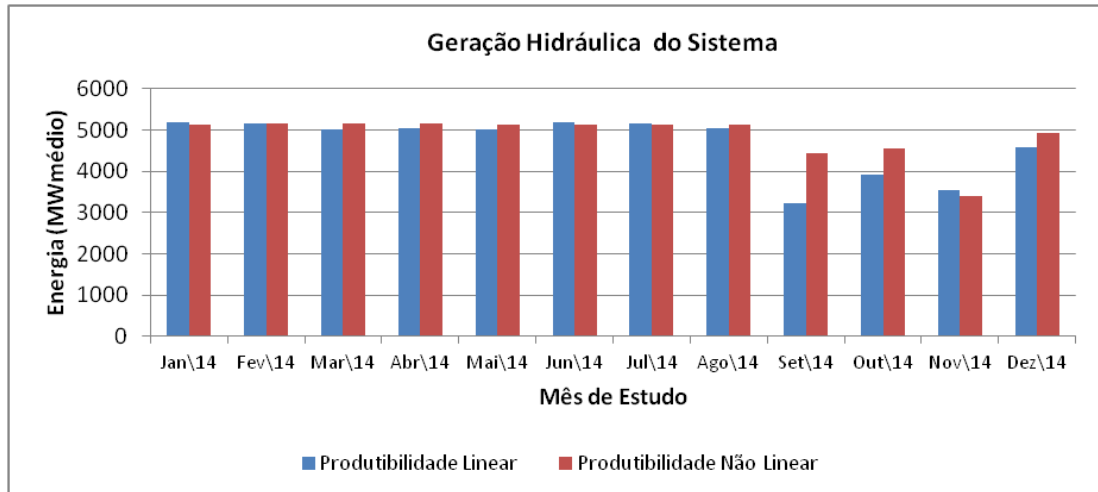


Figura 4.20: Geração Total das Hidrelétricas do Sistema *New England*

4.7 Validação da Solução do Fluxo de Potência

4.7.1 Sistema Teste 1 (9 barras)

A metodologia proposta utiliza a representação não linear da rede elétrica, desta forma a solução do problema contém os valores de tensão e ângulo para cada barra do sistema, além de outras variáveis. Com o objetivo de validar a solução do fluxo de potência (ponto de operação do sistema), as soluções encontradas foram comparadas com o programa ANAREDE (“Programa de Análise de Redes”), desenvolvido pelo CEPEL. A Tabela 4.4, mostra a comparação dos valores de módulo e ângulo da tensão para o Sistema 9 Barras.

A comparação dos resultados foi realizada para todos os patamares de carga e todos os meses do horizonte de planejamento. Entretanto, a Tabela 4.4 mostra apenas os valores obtidos para o mês de janeiro e o patamar de carga leve. A

Tabela 4.5 mostra a comparação do fluxo de potência aparente nos circuitos que compõe o Sistema 9 Barras, nas mesmas condições da Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Comparação do Módulo e Ângulo da Tensão para o Sistema 9 Barras

Barra	Módulo da Tensão (pu)	Erro (%)	Ângulo da Tensão (°)	Erro (%)
-------	-----------------------	----------	----------------------	----------

	M. P.	ANAREDE		M. P.	ANAREDE	
1	0,95	0,95	0,00	-8,99	-8,91	0,90
2	1,00	1,00	0,00	11,33	11,31	0,18
3	0,95	0,96	1,04	-0,13	-0,13	0,00
4	0,95	0,95	0,00	0,00	0,00	0,00
5	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	1,00	1,00	0,00	11,33	11,31	0,18
7	1,00	1,00	0,00	11,68	11,65	0,26
8	1,00	1,00	0,00	-8,93	-8,89	0,45
9	0,95	0,95	0,00	0,04	0,04	0,00

Tabela 4.5: Comparação da Potência Aparente para o Sistema 9 Barras

Linha	Barra DE	Barra PARA	Potência Transmitida (MVA)		Erro(%)
			M. Proposta	ANAREDE	
1	1	2	350,36	351,28	0,26
2	1	3	125,98	127,11	0,89
3	2	3	193,17	193,75	0,30
4	4	1	150,00	150,20	0,13
5	5	4	99,34	99,56	0,22
6	6	2	35,36	35,31	0,14
7	7	2	1230,71	1241,43	0,86
8	8	1	393,48	393,14	0,09
9	9	4	129,04	128,76	0,22

4.7.2 Sistema Teste 2 (*New England*)

A Tabela 4.6 mostra a comparação com o programa ANAREDE, para algumas barras do sistema *New England*. Observa-se que o erro máximo encontrado foi de 0,30%. O sistema *New England* possui 39 barras e 46 circuitos, por este motivo foi mostrado somente os resultados de algumas barras do sistema.

A Tabela 4.7 mostra a comparação do fluxo de potência em alguns circuitos que compõe o Sistema *New England*, para o mês de janeiro de 2014, considerando o patamar de carga leve.

Tabela 4.6: Comparação do Módulo e Ângulo da Tensão para o Sistema *New England*

Barra	Módulo da Tensão (pu)		Erro (%)	Ângulo da Tensão (°)		Erro (%)
	M. P.	ANAREDE		M. P.	ANAREDE	
1	1,01	1,01	0,00	4,20	4,19	0,24
2	1,02	1,02	0,00	11,10	11,07	0,27
3	1,01	1,01	0,00	10,65	10,62	0,28
4	1,00	1,00	0,00	10,39	10,36	0,29
5	1,01	1,01	0,00	10,16	10,13	0,30
6	1,01	1,01	0,00	10,61	10,58	0,28
7	1,00	1,00	0,00	8,57	8,54	0,35
8	1,00	1,00	0,00	7,95	7,93	0,25
10	1,02	1,02	0,00	15,65	15,62	0,19
22	1,01	1,01	0,00	13,86	13,82	0,29
23	1,01	1,01	0,00	13,10	13,06	0,31
24	1,01	1,01	0,00	13,60	13,56	0,29
25	1,02	1,02	0,00	11,92	11,89	0,25
26	1,01	1,01	0,00	17,14	17,10	0,23

Barra	Módulo da Tensão (pu)		Erro (%)	Ângulo da Tensão (°)		Erro (%)
	M. P.	ANAREDE		M. P.	ANAREDE	
29	1,01	1,01	0,00	30,14	30,09	0,17
34	1,00	1,00	0,00	51,25	51,19	0,12
35	1,00	1,00	0,00	15,54	15,50	0,26

Tabela 4.7: Comparação da Potência Aparente para o Sistema *New England*

Linha	Barra DE	Barra PARA	Potência Transmitida (MVA)		Erro(%)
			M. Proposta	ANAREDE	
1	1	2	297,87	297,11	0,25
2	1	39	297,87	297,11	0,25
3	2	3	63,53	63,85	0,50
4	2	25	136,6	136,23	0,27
7	3	18	189,68	189,30	0,2
8	4	5	66,70	66,59	0,17
15	7	8	237,59	237,22	0,16
16	8	9	233,14	232,36	0,34
17	9	39	228,75	227,95	0,35
18	10	11	717,15	716,61	0,07
19	10	13	362,79	362,73	0,02
20	10	32	1077,79	1077,19	0,06
21	12	11	34,27	34,26	0,03
22	12	13	35,75	35,74	0,04
30	17	18	298,36	297,98	0,13
31	17	27	114,09	114,05	0,04

Linha	Barra DE	Barra PARA	Potência Transmitida (MVA)		Erro(%)
			M. Proposta	ANAREDE	
32	19	20	1050,65	1050,11	0,05

4.7.3 Sistema Teste 3 (Sistema Sul)

A Tabela 4.8, mostra a comparação do módulo e ângulo da tensão para algumas barras do Sistema Sul, considerando patamar de carga leve no mês de janeiro de 2014.

Tabela 4.8: Comparação do Módulo e Ângulo da Tensão para o Sistema Sul

Barra	Módulo da Tensão (pu)		Erro (%)	Ângulo da Tensão (°)		Erro (%)
	M. P.	ANAREDE		M. P.	ANAREDE	
1	0,95	0,95	0,00	0,00	0,00	0,00
2	1,05	1,05	0,00	6,44	6,44	0,00
3	1,05	1,05	0,00	4,53	4,53	0,00
4	1,02	1,02	0,00	-15,86	-15,86	0,00
25	1,07	1,07	0,00	-16,40	-16,39	0,06
26	1,05	1,05	0,00	-18,00	-18,00	0,00
27	1,05	1,05	0,00	-18,17	-18,17	0,00
28	1,08	1,08	0,00	-9,36	-9,35	0,11
29	1,07	1,07	0,00	-10,22	-10,22	0,00
30	1,04	1,04	0,00	7,30	7,31	0,14
31	1,06	1,06	0,00	1,46	1,46	0,00
32	1,05	1,05	0,00	-19,89	-19,89	0,00
33	1,02	1,02	0,00	2,02	2,03	0,49

A Tabela 4.9 mostra a comparação do fluxo de potência aparente para alguns dos circuitos que compõe o Sistema Sul.

Tabela 4.9: Comparação da Potência Aparente para o Sistema Sul

Linha	Barra DE	Barra PARA	Potência Transmitida (MVA)		Erro(%)
			M. Proposta	ANAREDE	
1	4	10	264,92	264,83	0,03
2	4	10	255,85	255,92	0,03
3	5	1	915,87	915,54	0,04
21	18	23	737,82	737,81	0,00
22	19	18	110,83	110,84	0,01
24	19	30	127,17	127,15	0,02
25	20	22	509,28	509,39	0,02
26	20	23	339,84	339,79	0,01
27	21	20	367,08	367,46	0,10
47	32	27	287,79	287,48	0,11
48	32	27	356,05	356,93	0,25
49	32	27	311,98	311,7	0,09
50	33	11	188,01	188,26	0,13

Como pode ser observado nas tabelas acima, os pontos de operação encontrados pelo programa de otimização estão satisfatoriamente próximos aos valores calculados pelo programa ANAREDE, validando os resultados obtidos do ponto de vista elétrico.

Por se tratar de um programa de análise de redes, o ANAREDE foi utilizado para validar a solução do fluxo de potência (módulo e ângulo da tensão, potência transmitida), e não para confirmar a otimalidade das soluções encontradas.

4.8 Comparação Utilizando Diferentes Quantidades de Patamares

Neste trabalho a variação da carga foi representada através de patamares de carga, este método possibilita agrupar as cargas distribuídas em torno de níveis semelhantes, reduzindo a dimensão do problema a ser resolvido.

A Figura 4.21 mostra a evolução da carga horária durante 24 horas, para um dia típico.

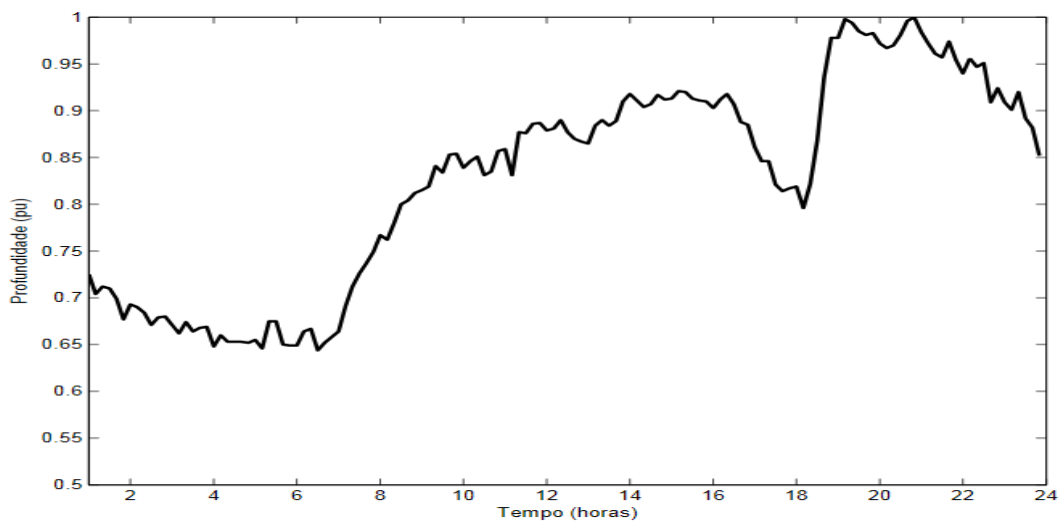


Figura 4.21: Evolução da Demanda de Energia para um Dia Típico

As Figuras 4.22 e 4.23 mostram a representação da carga através de diferentes quantidades de patamares, observando-se estas figuras nota-se que quanto maior o número de patamares, melhor será a representação da variação da carga, entretanto a dimensão do problema a ser resolvido aumenta, visto que, para cada patamar de carga uma solução deverá ser calculada. Para facilitar o entendimento, os resultados deste capítulo foram apresentados considerando três patamares de carga, porém, outro número de patamares pode ser utilizado.

As Tabelas 4.10, 4.11 e 4.12 apresentam comparações dos resultados utilizando diferentes números de patamares de carga, para o Sistema 3 Barras, *New England* e Sistema Sul, respectivamente.

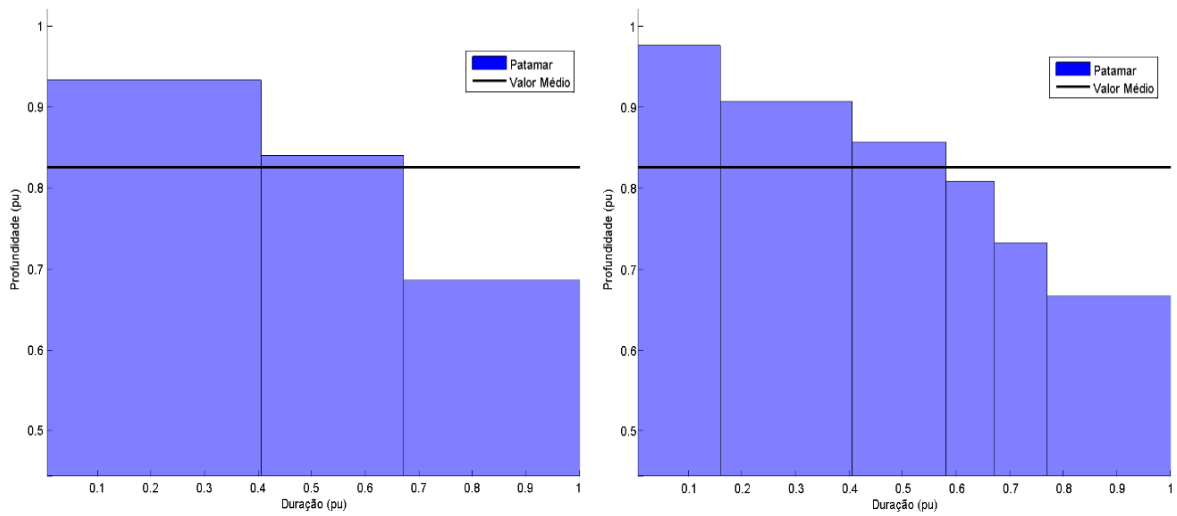


Figura 4.22: Representação da Carga Utilizando 3 e 6 Patamares

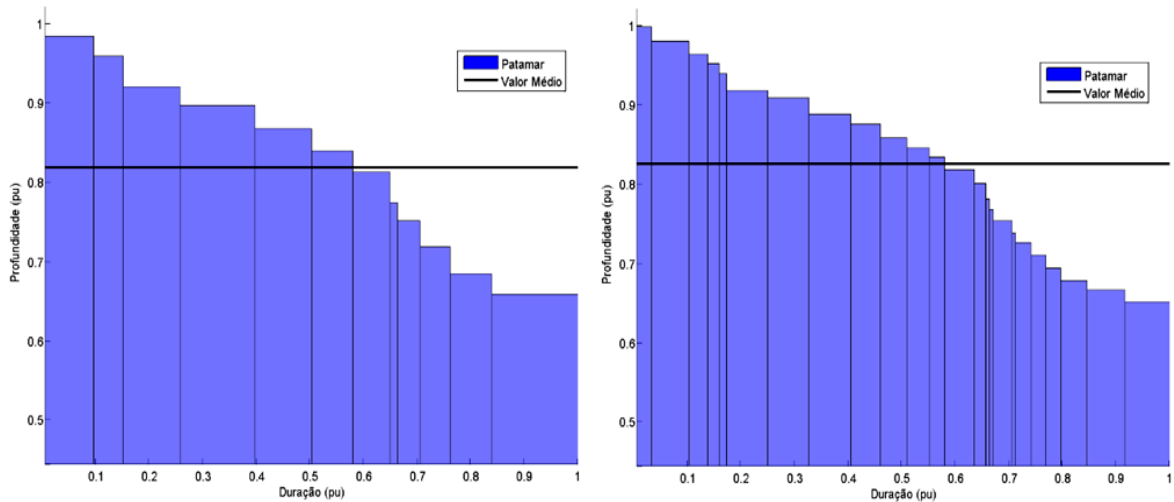


Figura 4.23: Representação da Carga Utilizando 12 e 24 Patamares

Tabela 4.10: Comparação das Soluções com Vários Patamares para o Sistema 9 Barras

Sistema 9 Barras			
Número de Patamares	Tempo de Simulação (Min.)	Custo Imediato (Milhões R\$)	Custo Total (Milhões R\$)
3	0,73	23,213	23,288
6	0,84	23,220	23,295
12	1,49	23,224	23,299
24	3,74	23,230	23,305

Tabela 4.11: Comparação das Soluções para Vários Patamares do Sistema New England

Sistema New England			
Número de Patamares	Tempo de Simulação (Min.)	Custo Imediato (Milhões R\$)	Custo Total (Milhões R\$)
3	2,27	534,333	543,326
6	5,93	535,111	544,097
12	22,62	535,284	544,262
24	105,99	535,729	544,715

Tabela 4.12: Comparação das Soluções com Vários Patamares para o Sistema Sul

Sistema Sul			
Número de Patamares	Tempo de Simulação (Min.)	Custo Imediato (Milhões R\$)	Custo Total (Milhões R\$)
3	1,87	131,209	140,217
6	4,31	131,340	140,354
12	17,48	132,176	141,322
24	70,11	132,441	141,601

Observando as tabelas acima, nota-se que o custo total e o custo imediato variam pouco para diferentes números de patamares de carga. Entretanto, o tempo de simulação aumenta de forma considerável, principalmente para os sistemas de maior porte, esta característica dificulta a implementação da metodologia para sistemas maiores. A Figura 4.24 mostra o aumento no tempo de simulação para os três sistemas, utilizando vários números de patamares de carga. A utilização de um *solver* de otimização dedicado ao problema em questão poderia reduzir significativamente o tempo de simulação, tornando viável a implementação da metodologia para sistemas de grande porte.

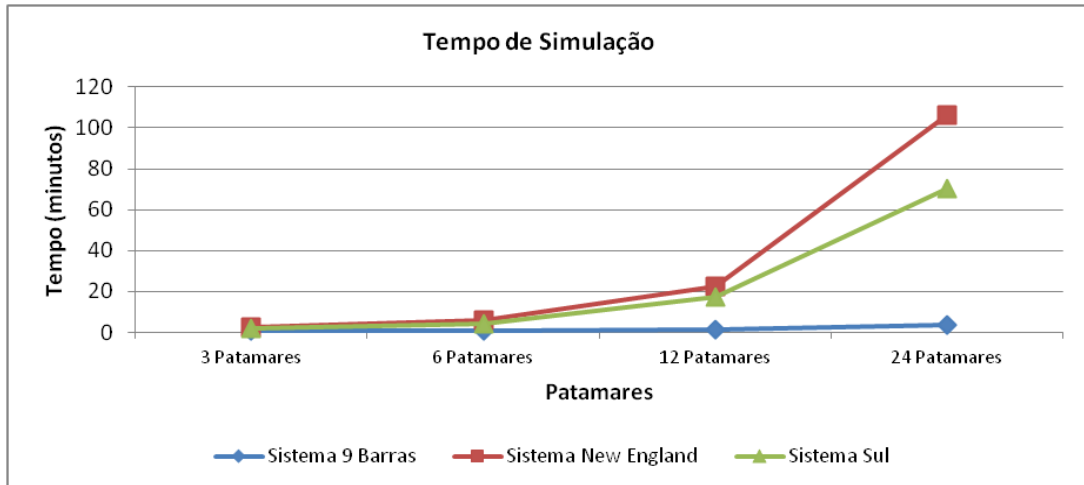


Figura 4.24: Tempo de Simulação Utilizando Vários Patamares

4.9 Sumário do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados os principais resultados obtidos através da metodologia proposta. Inicialmente foram descritos os três sistemas teste utilizados nas simulações. Em seguida foram realizadas diversas comparações e análises dos impactos da rede elétrica sobre a solução do problema. Por fim, validou-se o ponto de operação encontrado pelo pacote de otimização através da comparação das soluções do fluxo de carga com o programa ANAREDE.

5 Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 Conclusões

Este trabalho apresentou alguns impactos da modelagem da rede elétrica no planejamento de médio prazo de sistemas hidrotérmicos. Na metodologia proposta a rede elétrica foi representada na sua forma completa através de equações não lineares que modelam os fluxos de potência ativa e reativa em cada circuito do sistema. Esta modelagem possibilitou avaliar eventuais desvios entre o planejamento elétrico e o planejamento energético.

Inicialmente mostrou-se que a incorporação da rede elétrica no planejamento da operação de médio prazo altera as metas de geração das usinas. De fato, a modelagem do sistema de transmissão introduz restrições adicionais ao problema de otimização, para que a solução permaneça factível a geração das usinas é modificada diante das novas restrições. Desta forma, os custos imediato e futuro também sofreram variações, devido à inclusão da modelagem da rede elétrica no problema.

As perdas elétricas no sistema de transmissão representam uma parcela considerável da energia gerada, a metodologia proposta mostrou que a energia armazenada nos reservatórios varia de forma considerável com a inclusão das perdas no problema. Além disso, foi mostrado que a ordem de despacho das usinas pode ser alterada devido às perdas na transmissão. Estes resultados sugerem a importância da modelagem adequada das perdas elétricas, no planejamento da operação.

O custo marginal de operação (CMO) é um importante indicador da eficiência do sistema, na sua função primordial de atender as cargas. Neste trabalho foram discutidas as consequências dos limites transmissão no valor do CMO. Desta forma, a análise do CMO nas barras do sistema pode auxiliar na identificação de regiões sujeitas à reforços e ampliações do sistema de transmissão.

As soluções do fluxo de potência (ângulo, tensão e potência aparente), calculadas pelo pacote de otimização adotado foram validadas através do programa ANAREDE (“Programa de Análise de Redes”), mostrando coerência nos resultados.

A consideração dos aspectos relacionados à rede elétrica no planejamento de curto/médio prazo da operação torna a interface elétrico-energética mais forte. Entretanto, a modelagem do sistema elétrico passa a ser mais importante a partir da programação diária da operação, visto que as incertezas relacionadas às afluências são menores nesta etapa de planejamento.

De forma geral, é possível concluir que a metodologia proposta apresenta-se como uma promissora ferramenta de análise dos aspectos eletroenergéticos do sistema, possibilitando uma maior integração entre o planejamento elétrico e o planejamento energético.

5.2 Trabalhos Futuros

A metodologia apresentada neste trabalho mostrou resultados satisfatórios. Entretanto, várias implementações podem ser realizadas ou aperfeiçoadas. A seguir, são apresentadas algumas sugestões de trabalhos futuros:

- Representação da estocasticidade das afluências no problema;
- Realização de testes com sistemas de grande porte;
- Modelagem do uso múltiplo das águas;
- Construção de um “solver” de otimização customizado para o problema em questão;
- Representação de patamares de déficit de acordo com a profundidade do corte de carga;
- Consideração de patamares de déficit.
- Comparação entre o Fluxo de Potência Linearizado e o Fluxo de Potência Não Linear, na representação da rede elétrica no problema de planejamento da operação;

6 Referências Bibliográficas

ALVES, W. F. *Proposição de sistemas-teste para análise computacional de sistemas de potência*. Dissertação (Mestrado) — UFF, Niterói 2007

ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica no Brasil/ Agência Nacional de Energia Elétrica*. 2. ed. - Brasília: ANEEL, 2005. 243p ;il.

ANEEL. Chamada N.º001/2008 Projeto Estratégico: "Modelo de Otimização do Despacho Hidrotérmico". *Agência Nacional de Energia Elétrica*. 2. ed. - Brasília: ANEEL, 2008.

ATHAY, T., PODMORE, R., VIRMANI, S.. A practical method for the direct analysis of Transient Stability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, N2 March/ April, 1979.

BELLMAN, R. E. *Dynamic Programming*. [S.l.]: Princeton University Press, 1957.

BORGES, S. S., ALMEIDA, K. C., FERNANDES, T. S. P. "Pré-Despacho Hidrotérmico de Potência Ativa e Reativa Via Método dos Pontos Interiores e Coordenadas Retangulares". *Revista Controle & Automação*, 2011

BRANDI, R. B.S. *Processo iterativo de construção da função de custo futuro na metodologia PDE-ConvexHull*. Dissertação (Mestrado) —UFJF, Juiz de Fora 2011.

CEPEL. *Manual de Referência – Modelo DECOMP*. Rio de Janeiro, 2004. Relatório Técnico. Versão 12.

CEPEL. *Manual de Referência – Modelo DESSEM*. Rio de Janeiro, 2003. Relatório Técnico. Versão 8.2a (GTRD).

CEPEL. *Manual de Referência - Modelo NEWAVE*. Rio de Janeiro, 2001. Relatório Técnico.

CEPEL. *Manual de Referência do Programa SUISHI-O 6.10 - Modelo de Simulação à Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados*. Rio de Janeiro, 2007. Relatório Técnico DP/DEA 51566/07 e 51572/07.

CEPEL. *Manual do Usuário – Programa DECOMP*. Rio de Janeiro, 2013. Relatório Técnico. Versão 18.3.

CEPEL. *Programa de Análise de Redes - ANAREDE. Manual do Usuário Versão 9.06.02* Rio de Janeiro, 2010b

CONCEIÇÃO, W. C. *Nova metodologia para representação da vazão mínima obrigatória em sistemas equivalentes no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos*. Dissertação (Mestrado) —UFJF, Juiz de Fora 2012.

DIAS, B. H. *Programação Dinâmica Estocástica e Algoritmo de Fechos Convexos no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos*. Tese (Doutorado) — PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2010.

FERREIRA, R. S., CARVALHO, M. R. M, PEREZ, R. C., COSTA, L. C., THOMÉ, L. M., GRANVILLE, A. Representação Detalhada da Rede Básica de Transmissão do Sistema Interligado Nacional em Estudos de Planejamento da Operação Eletro-Energética de Longo/Médio Prazo: Avaliação do Congestionamento da Transmissão e da Dispersão Espacial de Custos Marginais Entre Barras das Regiões Elétricas. In: *XXI SNPTEE*, Florianópolis, 2011.

GRANVILLE, S., OLIVEIRA, G.C., THOMÉ, L.M., CAMPODÓNICO, N., LATORRE, M. L., PEREIRA, M. V. F., BARROSO, L. A., 2003, Stochastic Optimization of Transmission Constrained and Large Scale Hydrothermal Systems in a Competitive Framework. In: *IEEE Power Engineering Society 2003 General Meeting*, Toronto, Canada, 13-17 July.

LINGO - *User's Guide*. Chicago, Illinois, 2008.

MARCATO, A. L. M. *Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte*. Tese (Doutorado) — PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2002.

MARCATO, R. *Redistribuição ótima em patamares de carga da geração mensal de usinas hidrelétricas*. Dissertação (Mestrado) — Associação Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada, IMPA, Rio de Janeiro, 2007.

MELO, A.C.G.; DAMÁZIO, J.M.; Oliveira, B.H.A.M.de; Caldas, R.P.; Maceira, M.E.P.; Sales, P.R.H.; Jardim, D.L.D.; Santana, E.A.de; “An Approach to Estimate the Electrical Energy Deficit Cost Parameter in the Operational and Expansion Planning of Hydrothermal Systems”, Cigré, Paris, 2002.

MONTICELLI, A. J. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. 1ª. ed. São Paulo: Editora Edgard Blücher LTDA, 1983.

NANDA, J., BIJWE, P. R., 1981, Optimal Hydrothermal Scheduling with Cascaded Plants Using Progressive Optimality Algorithm. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-100, n.4, Apr., p.2093-2099

NEPOMUCENO, L., OLIVEIRA, A., OHISHI, T., FILHO, S, 2002, “Incorporating Voltage/Reactive Representation to Short-Term Generation Scheduling Models”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Chicago, 21-25 July, pp.1541-1546.

NEPOMUCENO, L., OHISHI, T., SOARES, S., 2000, Uma Metodologia de Pré-Despacho AC com Base em um Modelo de FPO Newton”, *SBA Controle & Automação*, v.11, n.3, set.-dez., pp.169-175.

OLIVEIRA, L. W., MARCATO, A. L. M., OLIVEIRA, E. J., NASCIMENTO, A. J., PAOLUCCI, R. W. M., NOGUEIRA, L. F. A. M. Energy Planning in Individualized Plants with Electrical Validation. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012. p. 1-6.

ONS. *Plano da Operação Energética 2013/2017 Vol. I* Operador Nacional do Sistema Elétrico - Rio de Janeiro: ONS, 2013.

PEREIRA, A. F. S. *Planejamento da Operação Energética e da Manutenção no Sistema Hidrotérmico de Potência Brasileiro*. Dissertação (Mestrado) — UNICAMP, Campinas, 2006.

PEREIRA, M. V. F. Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. In: *International Journal of Electric Power and Energy Systems*. [S.l.: s.n.], 1989. v. 11, n. 5, p. 161–169.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Stochastic optimization of multireservoir hydroelectric system: A decomposition approach. In: *Water Resources Research*. [S.l.: s.n.], 1985. v. 21, n. 6, p. 779–792.

RAMOS, T. P. *Modelo individualizado de usinas hidrelétricas baseado em técnicas de programação não linear integrado com o modelo de decisão estratégica*. Dissertação (Mestrado) —UFJF, Juiz de Fora 2011.

RODRIGUES, L. G. L.; CARNEIRO, A. A. F. .M.; COSTA, G. R. M. O Planejamento da Operação de Curto-Curtíssimo Prazo com Acoplamento Elétrico-Energético Utilizando FPOCA. In: *Fifth Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission*. 2003, São Pedro - SP - Brazil.

SANT'ANNA, E.G.S.; SOUZA, A.C.Z; ASSIS, T.M.L.; SCHILLING, M.T.; PASSOS FILHO, J. A.; TAKAHATA, A. Y. Proposição de Uma Metodologia de Avaliação dos Limites de Intercâmbio em Sistemas de Grande Porte. In: *Desafios para Automação. Controle & Automação*, v. 22, p. 134-143, 2011.

SANTOS, T. N., DINIZ, A. L., Alternative Approaches to Consider DC–Power Flow with Losses in a Linear Program for Short Term Hydrothermal Scheduling. In: *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, 2012 Sixth IEEE/PES

SOUZA, B. B. *Avaliação do Impacto da Representação Explícita de Bacias Hidrográficas Através do Acoplamento Hidráulico no Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo*. Dissertação (Mestrado) — COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.

TERRY, L. A.; PEREIRA, M. V. F.; NETO, T. A. A.; SILVA, L. F. A.; SALES, P. R. H. Brazilian national hydrothermal electrical generating system. In: *Interfaces*. [S.l.: s.n.], 1986.

ZAMBELLI, M. *Planejamento da operação energética via curvas-guias de armazenamento*. Dissertação (Mestrado) — UNICAMP, Campinas, 2006.

Anexo A

Dados dos Sistemas Teste Utilizados

Os dados referentes aos três sistemas utilizados neste trabalho são apresentados abaixo, estes sistemas foram construídos ou adaptados com o objetivo de simular o impacto da modelagem da rede elétrica no planejamento da operação de algumas usinas reais.

A.1 – Sistema 9 barras

Tabela A.1: Dados das Usinas Hidrelétricas do Sistema 9 Barras

Nome da Usina	Código Usina	Tipo de Usina	Usina Jusante	Vol. Inicial (%)	Produtibilidade Esp. (MW/m ³ /s/m)
MARIMBONDO	17	Reservatório	A. VERMELHA	61,00	8,50E-03
A. VERMELHA	18	Reservatório	MAR	73,70	8,80E-03
P. COLÔMBIA	22	Fio d'água	MARIMBONDO	0,00	8,70E-03

Tabela A.2: Dados das Usinas Termelétricas do Sistema 9 Barras

Nome da Usina	Geração Mínima(MW)	Geração Máxima(MW)	Custo de Geração (R\$/MWh)
TÉRMICA 1	0	200	100
TÉRMICA 2	0	200	110

Tabela A.3: Dados de Barra do Sistema 9 Barras

Barra	Tipo de Barra	Tensão (pu)	Tensão Min.(pu)	Tensão Max.(pu)	Ângulo (rad)	Pot. Ativa Demandada (MW)	Pot. Reativa Demandada (Mvar)
1	PQ	1,00	0,95	1,05	0,00	1200	150
2	PQ	1,00	0,95	1,05	0,00	1000	20
3	PQ	1,00	0,95	1,05	0,00	100	20

Barra	Tipo de Barra	Tensão (pu)	Tensão Min.(pu)	Tensão Max.(pu)	Ângulo (rad)	Pot. Ativa Demandada (MW)	Pot. Reativa Demandada (Mvar)
4	PQ	1,00	0,95	1,05	0,00	0	0
5	V-TETA	1,00	0,95	1,05	0,00	0	0
6	PV	1,00	0,95	1,05	0,00	0	0
7	PV	1,00	0,95	1,05	0,00	0	0
8	PV	1,00	0,95	1,05	0,00	0	0
9	PV	0,95	0,95	1,05	0,00	0	0

Tabela A.4: Dados de Linha do Sistema 9 Barras

Número Circuito	Barra DE	Barra PARA	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância Shunt (Mvar)	TAP	Defasagem (rad)	Carregamento Máx. (MVA)
1	1	2	1,00	10,00	10	1,0	0,00	650
2	1	3	0,50	12,00	10	1,0	0,00	250
3	2	3	0,70	10,00	10	1,0	0,00	380
4	4	1	3,00	10,00	10	1,0	0,00	150
5	5	4	0,00	4,00	0	1,1	0,00	150
6	6	2	0,00	0,05	10	1,0	0,00	320
7	7	2	0,00	0,05	0	1,0	0,00	2100
8	8	1	0,00	0,05	0	1,0	0,00	760
9	9	4	0,00	0,05	0	1,0	0,00	180

A.2 – Sistema New England

Tabela A.5: Dados das Usinas Hidrelétricas do Sistema New England

Nome da Usina	Código da Usina	Tipo de Usina	Usina Jusante	Volume Inicial (%)	Produtibilidade Esp. (MW/m ³ /s/m)
MARIMBONDO	17	Reservatório	A. VERMELHA	61,00	8,50E-03

Nome da Usina	Código da Usina	Tipo de Usina	Usina Jusante	Volume Inicial (%)	Produtibilidade Esp. (MW/m ³ /s/m)
A. VERMELHA	18	Reservatório	MAR	73,70	8,80E-03
ITUMBIARA	31	Reservatório	CACH.DOURADA	45,58	8,80E-03
SÃO SIMÃO	33	Reservatório	MAR	88,50	9,00E-03
P. COLÔMBIA	12	Fio d'água	MARIMBONDO	0,00	8,70E-03
CACH.DOURADA	32	Fio d'água	SÃO SIMÃO	0,00	8,70E-03

Tabela A.6: Dados das Usinas Termelétricas do Sistema New England

Nome da Usina	Geração Mínima(MW)	Geração Máxima(MW)	Custo de Geração (R\$/MWh)
TÉRMICA 1	0	800	100
TÉRMICA 2	0	900	110
TÉRMICA 3	0	700	120
TÉRMICA 4	0	700	130

Tabela A.7: Dados de Barra do Sistema New England

Barra	Tipo de Barra	Tensão (pu)	Tensão Mín.(pu)	Tensão Max.(pu)	Ângulo (rad)	Pot. Ativa Demandada (MW)	Pot. Reativa Demandada (Mvar)
1	PQ	1,00	0,95	1,05	0	0	0
2	PQ	1,00	0,95	1,05	0	0	0
3	PQ	1,00	0,95	1,05	0	322	2,4
4	PQ	1,00	0,95	1,05	0	500	184
5	PQ	1,00	0,95	1,05	0	0	0
6	PQ	1,00	0,95	1,05	0	0	0
7	PQ	1,00	0,95	1,05	0	233,8	84
8	PQ	1,00	0,95	1,05	0	522	176
9	PQ	1,00	0,95	1,05	0	0	0
10	PQ	1,00	0,95	1,05	0	0	0
11	PQ	1,00	0,95	1,05	0	0	0

Barra	Tipo de Barra	Tensão (pu)	Tensão Min.(pu)	Tensão Max.(pu)	Ângulo (rad)	Pot. Ativa Demandada (MW)	Pot. Reativa Demandada (Mvar)
12	PQ	1,00	0,95	1,05	0	8,5	88
13	PQ	1,00	0,95	1,05	0	0	0
14	PQ	1,00	0,95	1,05	0	0	0
15	PQ	1,00	0,95	1,05	0	320	153
16	PQ	1,00	0,95	1,05	0	329,4	32,3
17	PQ	1,00	0,95	1,05	0	0	0
18	PQ	1,00	0,95	1,05	0	158	30
19	PQ	1,00	0,95	1,05	0	0	0
20	PQ	1,00	0,95	1,05	0	680	103
21	PQ	1,00	0,95	1,05	0	274	115
22	PQ	1,00	0,95	1,05	0	0	0
23	PQ	1,00	0,95	1,05	0	247,5	84,6
24	PQ	1,00	0,95	1,05	0	308,6	-92,2
25	PQ	1,00	0,95	1,05	0	224	47,2
26	PQ	1,00	0,95	1,05	0	139	17
27	PQ	1,00	0,95	1,05	0	281	75,5
28	PQ	1,00	0,95	1,05	0	206	27,6
29	PQ	1,00	0,95	1,05	0	283,5	26,9
30	PV	1,00	0,95	1,05	0	0	0
31	PV	1,00	0,95	1,05	0	9,2	4,6
32	PV	1,00	0,95	1,05	0	0	0
33	PV	1,00	0,95	1,05	0	0	0
34	PV	1,00	0,95	1,05	0	0	0
35	PV	1,00	0,95	1,05	0	0	0
36	PV	1,00	0,95	1,05	0	0	0
37	PV	1,00	0,95	1,05	0	0	0
38	PV	1,00	0,95	1,05	0	0	0

Barra	Tipo de Barra	Tensão (pu)	Tensão Min.(pu)	Tensão Max.(pu)	Ângulo (rad)	Pot. Ativa Demandada (MW)	Pot. Reativa Demandada (Mvar)
39	V-TETA	1,00	0,95	1,05	0	1104	250

Tabela A.8: Dados de Linha do Sistema New England

Número Circuito	Barra DE	Barra PARA	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância Shunt (Mvar)	TAP	Defasagem (rad)	Carregamento Max (MVA)
1	1	2	0,35	4,11	69,87	1,00	0,00	238
2	1	39	0,10	2,50	75,00	1,00	0,00	445
3	2	3	0,13	1,51	25,72	1,00	0,00	362
4	2	25	0,70	0,86	14,60	1,00	0,00	327
5	2	30	0,00	1,81	0,00	1,03	0,00	847
6	3	4	0,13	2,13	22,14	1,00	0,00	497
7	3	18	0,11	1,33	21,38	1,00	0,00	58
8	4	5	0,08	1,28	13,42	1,00	0,00	469
9	4	14	0,08	1,29	13,82	1,00	0,00	1054
10	5	6	0,02	0,26	4,34	1,00	0,00	1311
11	5	8	0,08	1,12	14,76	1,00	0,00	843
12	6	7	0,06	0,92	11,30	1,00	0,00	1108
13	6	11	0,07	0,82	13,89	1,00	0,00	2415
14	6	31	0,00	2,50	0,00	1,07	0,00	685
15	7	8	0,04	0,46	7,80	1,00	0,00	575
16	8	9	0,23	3,63	38,04	1,00	0,00	257
17	9	39	0,10	2,50	120,00	1,00	0,00	423
18	10	11	0,04	0,43	7,29	1,00	0,00	2393
19	10	13	0,04	0,43	7,29	1,00	0,00	1810
20	10	32	0,00	2,00	0,00	1,07	0,00	4434
21	12	11	0,16	4,35	0,00	1,01	0,00	102
22	12	13	0,16	4,35	0,00	1,01	0,00	102

Número Circuito	Barra DE	Barra PARA	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância Shunt (Mvar)	TAP	Defasagem (rad)	Carregamento Max (MVA)
23	13	14	0,09	1,01	17,23	1,00	0,00	1761
24	14	15	0,18	2,17	36,60	1,00	0,00	705
25	15	16	0,09	0,94	17,10	1,00	0,00	259
26	16	17	0,07	0,89	13,42	1,00	0,00	526
27	16	19	0,16	1,95	30,40	1,00	0,00	2645
28	16	21	0,08	1,35	25,48	1,00	0,00	560
29	16	24	0,03	0,59	6,80	1,00	0,00	859
30	17	18	0,07	0,82	13,19	1,00	0,00	335
31	17	27	0,13	1,73	32,16	1,00	0,00	165
32	19	20	0,07	1,38	0,00	1,06	0,00	2659
33	19	33	0,07	1,42	0,00	1,07	0,00	784
34	20	34	0,09	1,80	0,00	1,01	0,00	4335
35	21	22	0,08	1,40	25,65	1,00	0,00	84
36	22	23	0,06	0,96	18,46	1,00	0,00	,00427
37	22	35	0,00	1,43	0,00	1,03	0,00	4,0083
38	23	24	0,22	3,50	36,10	1,00	0,00	15,009
39	23	36	0,05	2,72	0,00	1,00	0,00	119
40	25	26	0,32	3,23	51,30	1,00	0,00	172
41	25	37	0,06	2,32	0,00	1,03	0,00	14
42	26	27	0,14	1,47	23,96	1,00	0,00	501
43	26	28	0,43	4,74	78,02	1,00	0,00	447
44	26	29	0,57	6,25	102,90	1,00	0,00	567
45	28	29	0,14	1,51	24,90	1,00	0,00	884
46	29	38	0,08	1,56	0,00	1,03	0,00	2031

A.3 – Sistema Sul

Tabela A.9: Dados das Usinas Hidrelétricas do Sistema Sul

Nome da Usina	Código da Usina	Tipo de Usina	Usina Jusante	Volume Inicial (%)	Produtibilidade Específica (MW/m ³ /s/m)
MACHADINHO	91	Reservatório	ITA	63,00	8,93E-03
G.B. MUNHOZ	74	Reservatório	SEGREDO	91,00	9,03E-03
SEGREDO	76	Reservatório	SLT.SANTIAGO	98,00	9,03E-03
SLT.SANTIAGO	77	Reservatório	SALTO OSÓRIO	100,00	8,83E-03
SALTO OSÓRIO	78	Fio d'água	SALTO CAXIAS	0,00	8,83E-03
SALTO CAXIAS	222	Fio d'água	MAR	0,00	9,03E-03
ITA	92	Fio d'água	MAR	0,00	8,93E-03

Tabela A.10: Dados das Usinas Termelétricas do Sistema Sul

Nome da Usina	Geração Mínima(MW)	Geração Máxima(MW)	Custo de Geração (R\$/MWh)
TÉRMICA 1	0	800	100
TÉRMICA 2	0	900	110

Tabela A.11: Dados de Barra do Sistema Sul

Barra	Tipo de Barra	Tensão (pu)	Tensão Mín.(pu)	Tensão Max.(pu)	Ângulo (rad)	Pot. Ativa Demandada (MW)	Pot. Reativa Demandada (Mvar)
1	V-TETA	0,95	0,95	1,05	0	0	0
2	PV	1,05	0,95	1,05	0	0	0
3	PV	1,05	0,95	1,05	0	0	0
4	PQ	1,00	0,95	1,05	0	735,4	191
5	PQ	1,05	0,95	1,09	0	0	0
6	PQ	1,00	0,95	1,05	0	0	0
7	PQ	1,00	0,95	1,05	0	159	36
8	PQ	1,01	0,95	1,05	0	94	18

Barra	Tipo de Barra	Tensão (pu)	Tensão Min.(pu)	Tensão Max.(pu)	Ângulo (rad)	Pot. Ativa Demandada (MW)	Pot. Reativa Demandada (Mvar)
9	PQ	1,05	0,95	1,09	0	0	0
10	PQ	1,01	0,95	1,09	0	0	0
11	PQ	1,05	0,95	1,09	0	0	0
12	PQ	1,05	0,95	1,09	0	0	0
13	PQ	1,02	0,95	1,05	0	0	0
14	PV	1,03	0,95	1,05	0	0	0
15	PV	0,95	0,95	1,05	0	0	0
16	PV	1,01	0,95	1,05	0	0	0
17	PV	1,02	0,95	1,05	0	0	0
18	PQ	1,05	0,95	1,09	0	0	0
19	PQ	1,00	0,95	1,05	0	237	59
20	PQ	1,04	0,95	1,09	0	0	0
21	PQ	1,04	0,95	1,05	0	1149	53,1
22	PQ	1,05	0,95	1,09	0	0	0
23	PQ	1,01	0,95	1,09	0	0	0
24	PQ	1,00	0,95	1,05	0	844,7	302,1
25	PQ	1,05	0,95	1,09	0	0	0
26	PQ	1,00	0,95	1,05	0	755,6	52,2
27	PQ	1,05	0,95	1,09	0	0	0
28	PQ	1,05	0,95	1,09	0	0	0
29	PQ	1,05	0,95	1,09	0	0	0
30	PQ	1,03	0,95	1,05	0	0	0
31	PQ	1,05	0,95	1,09	0	0	0
32	PQ	1,05	0,95	1,05	0	1228	425
33	PQ	1,00	0,95	1,05	0	403	126

Tabela A.12: Dados de Linha do Sistema Sul

Número Circuito	Barra DE	Barra PARA	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância Shunt (Mvar)	TAP	Defasagem (rad)	Carregamento Max (MVA)
1	4	10	0,03	1,15	0,0	0,99	0,00	600
2	4	10	0,03	1,17	0,0	0,99	0,00	600
3	5	1	0,00	1,12	0,0	1,02	0,00	1676
4	5	18	0,01	0,12	15,2	1,00	0,00	2182
5	5	18	0,01	0,13	15,4	1,00	0,00	2182
6	6	7	0,00	6,64	0,0	0,97	0,00	150
7	6	7	0,00	6,29	0,0	0,97	0,00	150
8	6	13	1,13	6,99	12,6	1,00	0,00	189
9	6	30	1,22	7,69	13,8	1,00	0,00	189
10	6	33	0,22	1,09	1,9	1,00	0,00	319
11	6	33	0,17	1,03	2,1	1,00	0,00	356
12	9	3	0,00	1,05	0,0	1,00	0,00	1260
13	9	18	0,05	0,65	80,5	1,00	0,00	2273
14	9	31	0,06	0,70	85,7	1,00	0,00	2182
15	11	12	0,05	0,73	78,1	1,00	0,00	1637
16	12	2	0,00	1,02	0,0	1,02	0,00	1344
17	13	8	0,00	6,36	0,0	0,99	0,00	150
18	13	30	0,15	0,89	1,6	1,00	0,00	324
19	18	10	0,20	2,55	312,7	1,00	0,00	2110
20	18	22	0,16	2,05	250,2	1,00	0,00	2110
21	18	23	0,20	2,69	336,4	1,00	0,00	2182
22	19	18	0,03	1,21	0,0	0,98	0,00	672
23	19	30	3,05	15,74	27,1	1,00	0,00	319
24	19	30	3,04	15,72	27,1	1,00	0,00	319
25	20	22	0,26	2,92	360,4	1,00	0,00	2037
26	20	23	0,13	1,60	195,9	1,00	0,00	1266

Número Circuito	Barra DE	Barra PARA	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância Shunt (Mvar)	TAP	Defasagem (rad)	Carregamento Max (MVA)
27	21	20	0,03	1,15	0,0	1,03	0,00	672
28	21	20	0,03	1,16	0,0	1,03	0,00	672
29	21	20	0,00	1,28	0,0	0,97	0,00	672
30	22	25	0,19	2,35	287,2	1,00	0,00	1688
31	23	10	0,05	0,44	47,8	1,00	0,00	2110
32	24	23	0,03	1,16	0,0	1,00	0,00	672
33	24	23	0,03	1,66	0,0	1,00	0,00	672
34	25	27	0,07	0,92	112,2	1,00	0,00	1688
35	26	25	0,02	1,21	0,0	1,10	0,00	1272
36	26	25	0,02	1,23	0,0	0,90	0,00	1272
37	27	28	0,28	3,85	493,3	1,00	0,00	1688
38	28	14	0,01	1,54	0,0	1,00	0,00	1625
39	28	25	0,16	3,03	354,9	1,00	0,00	2182
40	28	29	0,07	0,92	112,3	1,00	0,00	2182
41	28	31	0,17	2,17	265,2	1,00	0,00	2110
42	29	15	0,00	4,13	0,0	1,00	0,00	1254
43	29	22	0,05	0,59	71,8	1,00	0,00	2182
44	30	16	0,02	1,70	0,0	1,02	0,00	788
45	31	12	0,08	1,17	124,6	1,00	0,00	2370
46	31	17	0,01	1,52	0,0	1,02	0,00	1402
47	32	27	0,03	1,219	0,0	1,01	0,00	672
48	32	27	0,039	1,138	0,0	1,02	0,00	672
49	32	27	0,036	1,217	0,0	1,01	0,00	672
50	33	11	0	1,27	0,0	0,96	0,00	600