

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
FACULDADE DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MODELO DE LEILÃO MULTIPERÍODO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS COM
REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO

JULIO CESAR BREDÁ

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno

Dissertação de mestrado submetida
ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica da Faculdade de
Engenharia – FEB, da Universidade
Estadual Paulista “Júlio de Mesquita
Filho” – UNESP, como parte dos
requisitos para a obtenção do título de
Mestre em Engenharia Elétrica.

Bauru, 18 de julho de 2013

MODELO DE LEILÃO MULTIPERÍODO
PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS COM
REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO

Breda, Julio Cesar.

Modelo de leilão multiperíodo para sistemas
hidrotérmicos com representação da transmissão / Julio
Cesar Breda, 2013

162 f.

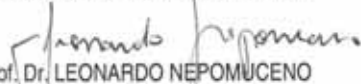
Orientador: Leonardo Nepomuceno

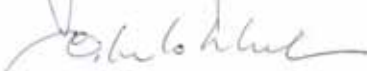
Dissertação (Mestrado)-Universidade Estadual
Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2013

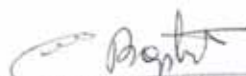
1. Mercados de energia. 2. Simulação
computacional. 3. Otimização matemática. I.
Universidade Estadual Paulista. Faculdade de
Engenharia. II. Título.

**ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE JULIO CESAR BREDÁ,
DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DO(A)
FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU.**

Aos 13 dias do mês de agosto do ano de 2013, às 14:00 horas, no(a) ANFITEATRO DA SEÇÃO TÉCNICA DE PÓS-GRADUAÇÃO DA FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, Prof. Dr. EDUARDO NOBUHIRO ASADA do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Escola de Engenharia de São Carlos - USP, Profa. Dra. EDMÉA CÁSSIA BAPTISTA do(a) Departamento de Matemática / Faculdade de Ciências de Bauru - UNESP, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de JULIO CESAR BREDÁ, intitulado "MODELO DE LEILÃO MULTIPERÍODO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS COM REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO". Após a exposição, o discente foi arguido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: APROVADO. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que, após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.


Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO


Prof. Dr. EDUARDO NOBUHIRO ASADA


Profa. Dra. EDMÉA CÁSSIA BAPTISTA

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais Nelson e Neusa pelo apoio e incentivo.

Ao meu irmão Josias.

A querida Juliana pelo apoio, amor e carinho.

Ao André, Manoel, Prof. Dr. Alfredo, Prof. Dr. Creppe e a todos os demais que frequentam ou frequentaram o LPOEESP.

Aos funcionários do laboratório, a seção de pós graduação e aos professores da pós graduação.

Ao amigo Fabiano Stein Coval.

Ao Amigos de Graduação, em especial Marcelo M. Spadotto e Rafael L. Carioca, Adriano Praça, Alisson D. Borges, Rodolfo Person, Ivan M. Tagliatela, Julio Galbiate, Luis Losnak, Eberson Martins, Dalton Castelhana, Kleber Ferraz, Henrique Rodrigues e outros mais...

Ao Prof. Dr. Assada, Prof. Dr. Balbo, Profa. Dra. Edméa, Profa. Dra. Edilaine M. Soler e Prof. Dr. Gélon da Cruz Jr. por aceitarem o convite de participação nas minhas bancas de qualificação e defesa de dissertação, pela atenção e sugestões propostas.

Ao orientador, Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno não só pelos ensinamentos e pela dedicação, mas também por toda a paciência e amizade que demonstrou a minha pessoa nestes dois anos.

A CAPES pelo apoio financeiro.

*“A coruja de minerva só
abre as asas na penumbra
que antecede o anoitecer...”*
(Hegel)

Resumo

Breda, Julio C. (2013). Um Modelo de Leilão Multiperíodo para Sistemas Hidrotérmicos com Representação da Transmissão. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2013.

Este trabalho tem como objetivo a concepção, implementação, solução e teste de um modelo de leilão multiperíodo para sistemas hidrotérmicos com representação da transmissão (LMSHRT) para o ambiente de mercados de energia. Com essa nova abordagem de modelagem, o modelo de leilão proposto é capaz de calcular tanto o despacho de geração hidrotérmico quanto os preços de equilíbrio de mercado em base horária para cada barra/região do sistema. Assim, a abordagem proposta além de herdar as principais características anteriormente propostas em (da Silva, 2010) e (Vergílio, 2011), tais como, a capacidade de introduzir a representação de contratos bilaterais, a obtenção dos preços em base horária, de forma a viabilizar um mercado de curto prazo e a capacidade intrínseca de reduzir riscos futuros de déficit de energia, incorpora ainda no modelo, a possibilidade da representação da transmissão com seus fluxos e perdas associados. Para solução e validação do modelo é utilizado o método de pontos interiores primal dual barreira logarítmica. Testes complementares são realizados com o objetivo de verificar como a variação dos principais parâmetros do modelo influenciou no despacho das unidades geradoras e na formação dos preços de equilíbrio do sistema.

Abstract

Breda, Julio C. (2013). A Multiperiod Auction Model for a Short-Term Hydrothermal Generation with Network Constrained. Dissertation (Master's degree) – Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2013.

This research aims at the conception, implementation, solution and testing of the proposed network-constrained multiperiod auction model for hydrothermal generation systems, to be used in a day-ahead energy market clearing procedure. With this new modeling approach, the proposed auction model is able to calculate both the hydrothermal generation dispatch as well as the market clearing prices on an hourly basis for each bus/region of the system. Thus, in addition to inheriting the main features of the previously work proposed in (da Silva, 2010) and (Vergílio, 2011), such as the ability to introduce the representation of bilateral contracts, the ability to obtain prices on an hourly basis in order to facilitate a short-term market, and the intrinsic ability to reduce future energy deficit risks, the approach proposed also incorporates the possibility of representing transmission network flows and losses. To validate the model and solution an interior point method is implemented, specifically, the primal-dual logarithmic barrier. Additional tests are performed in order to verify how the variation of the main parameters of the model influence the dispatch of generating units and the formation of energy market clearing prices.

Lista de Figuras

Figura 3.1 - Curvas de eficiência e perdas hidráulicas da usina hidrelétrica de Furnas.(Extraído de (Vergílio, 2011)).....	22
Figura 5.1 - Diagrama unifilar do sistema teste 30 barras (adaptado de (Christie, 1993))	58
Figura 5.2 - Preço médio horário do sistema para o caso base	66
Figura 5.3 - Preço mínimo, médio e máximo de cada barra do caso base	67
Figura 5.4 - Potência total gerada versus demanda do sistema	69
Figura 5.5 - Perfis de variação demanda em todas barras do sistema	71
Figura 5.6 - Preço médio horário do sistema com demandas alteradas.....	74
Figura 5.7 - Perfil diário de demanda total, com acréscimos e decréscimos de 5% na barra 30 75	
Figura 5.8 - Variação percentual do preço médio por barra em função da variação da demanda de todas as barras	77
Figura 5.9 - Preços médios horários com alteração metas do sistema.....	83
Figura 5.10 - Preço horário médio com transmissão reduzida em 9,75%	88
Figura 5.11 - Variação percentual do preço em função redução limite transmissão 9,75%	89
Figura 5.12 - Região destacada com estrangulamento do limite máximo das linhas de transmissão	90
Figura 5.13 - Preço Mínimo, médio e Máximo Por Barra Do Sistema.....	93
Figura 5.14 - Variação percentual do preço em função da redução do limite de transmissão da região destacada	94
Figura 8.1 - Representação esquemática de uma usina hidrelétrica (extraído de (Vergílio, 2011)).	111
Figura 8.2 - Curva colina para uma máquina da usina de Camargos (extraído de (Vergílio, 2011))	116
Figura 8.3 – Diagrama contendo LMSHRT acoplado ao simulador hidráulico	124

Lista de Tabelas

Tabela 5.1.1 - Dados das usinas termelétricas	59
Tabela 5.1.2 - Dados usinas hidrelétricas.....	59
Tabela 5.1.3 - Meta hidrelétrica diária para o sistema teste	59
Tabela 5.1.4 - Demanda total horária em base horária	60
Tabela 5.1.5 - Potência consumida por barra do sistema teste	61
Tabela 5.1.6 - Energia contratada das usinas no mercado bilateral	62
Tabela 5.1.7 - Limite máximo capacidade linhas de transmissão	63
Tabela 5.2.1 - Maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão do caso base	64
Tabela 5.2.2 - Preços horários por barra do caso base	65
Tabela 5.2.3 - Preço mínimo, médio e máximo por barra	66
Tabela 5.2.4 - Pré-Despacho para caso base.....	68
Tabela 5.3.1 - Maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão com variação na demanda.....	72
Tabela 5.3.2 - Preços horários por barra com redução 5% na demanda	72
Tabela 5.3.3 - Preços horários por barra com elevação 5% na demanda.....	73
Tabela 5.3.4 - Maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão com variação na demanda na barra 30.....	75
Tabela 5.3.5 - Preços horários por barra com redução 5% na demanda barra 30	76
Tabela 5.3.6 - Preços horários por barra com acréscimo de 5% na demanda barra 30	76
Tabela 5.4.1 - Preços horários por barra com elevação de 5% da meta.....	79
Tabela 5.4.2 - Preço mínimo, médio e máximo com meta elevada.....	80
Tabela 5.4.3 - Maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão com elevação na meta de geração do Sistema.....	81
Tabela 5.4.4 - Preços horários por barra com elevação de 5% da meta da usina Chavantes.....	81
Tabela 5.4.5 - Preço mínimo, médio e máximo com elevação de 5% da meta da usina Chavantes.....	82
Tabela 5.4.6 - Participação percentual tipo de fonte geradora no despacho.....	83
Tabela 5.4.7 - Maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão com elevação da meta na usina Chavantes	84
Tabela 5.5.1 - Maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão com redução de 9,75% na capacidade de transmissão	86
Tabela 5.5.2 - Preços horários por barra com redução de 9,75% na capacidade de transmissão	86
Tabela 5.5.3 - Preço mínimo, médio e máximo com redução de 9,75% na capacidade de transmissão.	87
Tabela 5.5.4 - Maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão com a redução de 12,5% nas capacidade de transmissão de uma região do sistema	91
Tabela 5.5.5 - Preços horários por barra com a redução de 12,5% nas capacidade de transmissão de uma região do sistema.....	91
Tabela 5.5.6 - Preço mínimo, médio e máximo a redução de 12,5% nas capacidade de transmissão de uma região do sistema.....	92
Tabela 8.1.1 - Dados de barra do sistema IEEE 30 barras	127

Tabela 8.1.2 - Dados de ramo do sistema 30 barras IEEE	128
Tabela 8.2.1 - Demanda horária por barra do sistema IEEE 30 barras	129
Tabela 8.3.1 - Preços horários por barra do caso base	130
Tabela 8.4.1 - Demanda horária por barra com redução de 5 % da demanda original em todas as barras do sistema.....	131
Tabela 8.4.2 - Preços horários por barra com redução de 5 % da demanda original em todas as barras do sistema	132
Tabela 8.4.3 - Demanda horária por barra com elevação de 5 % da demanda original em todas as barras do sistema.....	133
Tabela 8.4.4 - Preços horários por barra com elevação de 5 % da demanda original em todas as barras do sistema	134
Tabela 8.5.1 - Demanda horária por barra com redução de 5 % da demanda original da barra 30.....	135
Tabela 8.5.2 - Preços horários por barra com redução de 5 % da demanda original na barra 30	136
Tabela 8.5.3 - Demanda horária por barra com elevação de 5 % da demanda original da barra 30.....	137
Tabela 8.5.4 - Preços horários por barra com elevação de 5 % da demanda original na barra 30	138
Tabela 8.6.1 - Preços horários por barra com elevação de 5 % da meta do sistema	139
Tabela 8.6.2 - Preços horários por barra com elevação de 5 % da meta da usina hidrelétrica de Chavantes.....	140
Tabela 8.7.1 - Preços horários por barra com redução de 9,75 % do limite máximo capacidade de todas linhas de transmissão do sistema.....	141
Tabela 8.7.2 - Preços horários por barra com redução de 12,5 % do limite máximo capacidade de transmissão das linhas interligação região destacada Figura 5.12	142

Lista de Símbolos, Siglas, Constantes, Conjuntos ,Variáveis e Funções

Siglas

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

AP - Auto Programação

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

DH - Somatório da Demanda Horária em Todas as Barras

EO - Estratégia de Ofertas

IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers

LMSHRT - Leilão Multiperíodo Para Sistemas Hidrotérmico Com Representação Da Transmissão

MPDBL – Método Primal-Dual Barreira Logarítmica

MPI – Método de Pontos Interiores

OIS - Operador Independente de Mercado

OM - Operador de Mercado

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PD - Pré Despacho

PM - Preço médio

PMDB - Preço médio da barra

PMAXH - Preço máximo horário

PMINH - Preço mínimo horário

PMH - Preço Médio Horário

UC - Unit Commitment

Conjuntos

H : conjunto de todas as usinas hidrelétricas do sistema;

Γ : conjunto de todas as usinas termelétricas do sistema;

H_k : conjunto de todas as usinas hidrelétricas da barra/região k do sistema;

Γ_k : conjunto de todas as usinas termelétricas da barra/região k do sistema;

Ω_k : conjunto de todas as regiões eletricamente conectadas à barra/região k ;

Ω_g : conjunto das barras de geração (conectadas a usinas de geração) do sistema;

Constantes

$A2_i$: parâmetro da curva de perdas da usina hidrelétrica i dado em $\left[\frac{1}{MW} \right]$;

$A1_i$: parâmetro adimensional da curva de perdas da usina hidrelétrica i ;

$A0_i$: parâmetro da curva de perdas da usina hidrelétrica $[MW]$ dado em $[MW]$.

$Bh_{i,t}$: montante dos contratos bilaterais firmados pela usina hidrelétrica i no intervalo de tempo t dado em $[MW]$;

$Bt_{j,t}$: montante dos contratos bilaterais firmados pela usina termelétrica j , no intervalo de tempo t , em $[MW]$;

B_{km} : Susceptância elétrica da linha de transmissão que interliga a barra/região k a barra/região m dado em $[S]$;

$B2_j$: parâmetro de oferta custo usina termelétrica j dado em $[\$/MW^2]$;

$B1_j$: parâmetro de oferta custo usina termelétrica j dado em $[\$/MW]$;

$B0_j$: parâmetro de oferta custo usina termelétrica j dado em $[\$]$;

$D_{k,t}$: demanda total da barra/região k , no intervalo de tempo t , em $[MW]$;

G_{km} : condutância elétrica da linha de transmissão que interliga a barra/região k a barra/região m dado em $[S]$;

M_i : meta energética para a usina i em $[MW]$;

Nb : número de regiões do sistema;

Nh : número de usinas hidrelétricas;

Nt : número de usinas termelétricas;

Nr : número de ramos ou linhas de interligação do sistema;

Ph_i^{minimo} : limite mínimo de geração da usina hidroelétrica i em $[MW]$;

Ph_i^{maximo} : limite máximo de geração da usina hidroelétrica i em $[MW]$;

Pt_j^{minimo} : limite mínimo de geração da usina termelétrica j em $[MW]$;

Pt_j^{maximo} : limite máximo de geração da usina termelétrica j em $[MW]$;

$P_{k,m}^{\text{maximo}}$: limite máximo de transmissão da linha de interligação da barra/região k para barra/região adjacente m em $[MW]$;

Pd_k : potência consumida na barra k obtida da Tabela 5.1.5 em $[MW]$;

T : número de intervalos de tempo;

X_{km} : reatância elétrica da linha de transmissão que interliga a barra/região k a barra/região m dada em $[ohms]$;

Funções

f_{social} : função de bem estar social;

$li(ph_{i,t})$: perdas hidráulicas da usina i no intervalo t dadas em $[MW]$;

$ot_j(pt_{j,t})$: custo de oferta de geração da usina termelétrica j no instante de tempo t dado em $[\$]$;

$oh_i(ph_{i,t})$: custo de oferta de geração da usina hidroelétrica i no instante de tempo t dado em $[\$]$;

$perdas_{km}$: perdas de potência ativa no ramo km ;

$p_{k,m,t}$: fluxo de potência ativa simplificado, fluindo da barra/região k para barra/região adjacente m , no intervalo de tempo t , dado em $[MW]$;

p_{km} : fluxo ativo de potência fluindo da barra k para a barra m ;

p_{mk} : fluxo ativo de potência fluindo da barra m para a barra k ;

$pr_{k,t}$: preço de equilíbrio de mercado da energia na barra/região k no intervalo t dado em $[\$/MW]$;

Índices

- k : índice das barras/regiões do sistema;
- i : índice das usinas hidrelétricas do sistema;
- j : índice das usinas termelétricas do sistema;
- t : índice dos intervalos de tempo;
- q : iteração do processo de otimização.

Variáveis

- $ph_{i,t}$: potência ativa gerada na usina hidroelétrica i no intervalo de tempo t dada em $[MW]$;
- $pt_{j,t}$: potência ativa gerada na usina termelétrica j no intervalo de tempo t dada em $[MW]$;
- $pd_{j,t}$: potência ativa a ser despachada para o consumidor j no intervalo de tempo t dada em $[MW]$;
- v_k : tensão elétrica na barra k ;
- θ_k : ângulo da barra k ;
- θ_{km} : diferença angular entre a barra k e a barra m ;
- $\theta_{k,t}$: ângulo da barra/região k no intervalo de tempo t dada em $[rad]$;
- λ_{Gj} : oferta de preço de geração da unidade j em $[\$/MW]$;
- λ_{Dk} : oferta de preço do consumidor k em $[\$/MW]$;
- $\lambda \mathbf{1}_{k,t}$: multiplicador de Lagrange associado à restrição de atendimento de demanda para $k = 1 \dots Nb$ no intervalo t ;
- $\lambda \mathbf{2}_i$: multiplicador de Lagrange associado à restrição de meta energética para $i \in H$;
- $\pi \mathbf{t} \mathbf{1}_{j,t}$: multiplicador de Lagrange associado à restrição de mínima potência térmica gerada para $j \in \Gamma$ no intervalo t ;

$\pi t2_{j,t}$: multiplicador de Lagrange associado à restrição de máxima potência térmica gerada para $j \in \Gamma$ no intervalo t ;

$\pi h1_{j,t}$: multiplicador de Lagrange associado à restrição de mínima potência hidroelétrica gerada para $i \in H$ no intervalo t ;

$\pi h2_{i,t}$: multiplicador de Lagrange associado à restrição de máxima potência hidroelétrica gerada para $i \in H$ no intervalo t ;

$\pi l1_{k,m,t}$: multiplicador de Lagrange associado à restrição do limite mínimo de transmissão do ramo de interligação entre a barra/região $-sh2_{i,t}$ e a barra/região adjacente $-sl1_{km,t}$, no intervalo de tempo $-sl2_{km,t}$;

$\pi l2_{k,m,t}$: multiplicador de Lagrange associado à restrição do limite máximo de transmissão do ramo de interligação entre a barra/região $-sh2_{i,t}$ e a barra/região adjacente $-sl1_{km,t}$, no intervalo de tempo $-sl2_{km,t}$;

Sumário

Agradecimentos	v
Resumo.....	vii
Abstract	viii
Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	x
Lista de Símbolos, Siglas, Constantes, Conjuntos ,Variáveis e Funções.....	xii
 <u>CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO</u>	<u>1</u>
 1.1 MERCADOS DE ENERGIA NO BRASIL E NO MUNDO	2
1.2 MODELOS DE LEILÃO E MERCADOS DO DIA SEGUINTE.....	3
1.3 MOTIVAÇÃO DA PESQUISA.....	4
1.4 OBJETIVOS DO TRABALHO	6
1.5 METODOLOGIA DE SOLUÇÃO	7
1.6 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	8
 <u>CAPÍTULO 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</u>	<u>9</u>
 2.1 MODELOS DE LEILÃO PARA SISTEMAS PREDOMINANTEMENTE TERMELÉTRICOS.....	10
2.2 MODELOS DE LEILÃO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS.....	12
2.3 MODELOS DE AUTOPROGRAMAÇÃO E MODELOS DE ESTRATÉGIA DE OFERTAS/LANCES	13
 <u>CAPÍTULO 3 MODELO DE LEILÃO MULTIPERÍODO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS COM REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO</u>	<u>16</u>
 3.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E CONSIDERAÇÕES SOBRE O MODELO	17
3.2 MODELO PROPOSTO	18
3.3 FUNÇÃO OBJETIVO.....	20
3.4 RESTRIÇÕES.....	23
3.4.1 RESTRIÇÃO ATENDIMENTO DE DEMANDA	23
3.4.2 RESTRIÇÃO DE META ENERGÉTICA	24
3.4.3 RESTRIÇÃO DE CONTRATO BILATERAL	25
3.4.4 RESTRIÇÃO DE LIMITE OPERACIONAL DAS USINAS.....	26
3.4.5 RESTRIÇÃO DE TRANSMISSÃO.....	26
 <u>CAPÍTULO 4 METODOLOGIA DE SOLUÇÃO</u>	<u>31</u>

4.1	METODOLOGIA ADOTADA	32
4.2	MODELO DE LEILÃO MULTIPERÍODO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS COM REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO	32
4.3	ALGORITMO DE SOLUÇÃO DO MODELO LMSHRT	52
<u>CAPÍTULO 5</u>	<u>SIMULAÇÃO E RESULTADOS</u>	<u>55</u>
5.1	SISTEMA TESTE	57
5.1.1	DADOS DO SISTEMA TESTE 30 BARRAS.....	58
5.2	CASO BASE	63
5.2.1	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DO CASO BASE	64
5.2.2	ANÁLISE DOS RESULTADOS CASO BASE.....	69
5.3	VARIAÇÃO DA DEMANDA	70
5.3.1	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DA VARIAÇÃO DA DEMANDA	70
5.3.2	ANÁLISE DOS RESULTADOS DA VARIAÇÃO DA DEMANDA	77
5.4	VARIAÇÃO DA META	78
5.4.1	DADOS DA SIMULAÇÃO DA VARIAÇÃO DA META	79
5.4.2	ANÁLISE DOS RESULTADOS DA VARIAÇÃO DA META	84
5.5	VARIAÇÃO DOS LIMITES DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	85
5.5.1	DADOS DA SIMULAÇÃO DA VARIAÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	85
5.5.2	ANÁLISE DOS RESULTADOS DA VARIAÇÃO DA TRANSMISSÃO	94
5.6	SIMULADOR HIDRÁULICO	95
5.6.1	DADOS DA SIMULAÇÃO HIDRÁULICA	96
5.6.2	ANÁLISE DOS RESULTADOS DA SIMULAÇÃO HIDRÁULICA.....	99
<u>CAPÍTULO 6</u>	<u>CONCLUSÕES</u>	<u>100</u>
6.1	CONCLUSÕES	101
6.2	TRABALHOS FUTUROS	103
<u>CAPÍTULO 7</u>	<u>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u>	<u>105</u>
<u>CAPÍTULO 8</u>	<u>APÊNDICES</u>	<u>110</u>
8.1	APÊNDICE SIMULAÇÃO HIDRÁULICA	111
	USINA HIDRELÉTRICA	111

RESERVATÓRIO	112
AFLUÊNCIA, DEFLUÊNCIA, ENGOLIMENTO E VERTIMENTO	113
COTA DE MONTANTE DO RESERVATÓRIO E COTA CANAL DE FUGA	114
ALTURA DE QUEDA	114
RENDIMENTO E FUNÇÃO DE PRODUÇÃO.....	115
ENGOLIMENTO MÁXIMO E POTÊNCIA MÁXIMA	116
8.2 APÊNDICE SIMULAÇÃO HIDRÁULICA	119
SIMULADOR HIDRÁULICO.....	119
RESTRIÇÕES HIDRÁULICAS.....	120
BALANÇO DE ÁGUA.....	120
VOLUME MÉDIO ARMAZENADO	121
ALTURA DE QUEDA LÍQUIDA	121
FUNÇÃO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA.....	121
DEFLUÊNCIA.....	121
RESTRIÇÃO DE LIMITE DE VOLUME ARMAZENADO	121
RESTRIÇÃO DE LIMITE DE TURBINAGEM	122
RESTRIÇÃO DE VERTIMENTO.....	122
MODELO DE SIMULAÇÃO HIDRÁULICA	122
ALGORITMO SIMULADOR HIDRÁULICO.....	124
8.3 APÊNDICE DADOS SISTEMA IEEE 30 BARRAS	127
8.4 APÊNDICE DEMANDA CASO BASE	129
8.5 APÊNDICE PREÇOS CASO BASE.....	130
8.6 APÊNDICE DEMANDA	131
8.7 APÊNDICE DEMANDA BARRA 30	135
8.8 APÊNDICE META	139
8.9 APÊNDICE TRANSMISSÃO.....	141

Capítulo 1

Introdução

1.1 Mercados de Energia no Brasil e no Mundo

Atualmente, as grandes economias mundiais têm promovido uma profunda reestruturação na sua política de gestão energética em decorrência da implantação dos mercados de energia (Schweppe F. C., Caramanis, Tabors, & Bohn, 1988), (Galiana & Illic, 1998). Desse modo, seus sistemas elétricos antes centralizados, estatais, verticalizados e fechados ao capital, passaram com o incremento da participação do capital privado, à competição e à descentralização.

Apesar das críticas aos mercados de energia implantados no mundo, em especial motivadas pela crise da Califórnia e localmente, pela crise de desabastecimento no Brasil, os mercados de energia estão sendo implantados na maioria dos países do mundo e vieram para ficar.

Mesmo após as discussões aprofundadas envolvendo as vantagens da implantação dos mercados de energia, ainda persiste em alguns pesquisadores o conceito centralizador e monolítico de planejamento do sistema elétrico, considerado por muitos como “naturalmente estatal”, ora devido ao seu caráter público, avesso a práticas competitivas, ora devido ao suposto “monopólio natural” atribuído ao sistema em decorrência da natureza conjuntural em função da matriz da geração de energia elétrica no Brasil.

Entretanto, as experiências com a implantação dos mercados de energia têm mostrado que, quando bem conduzidos, planejados e implementados, os mercados de energia podem gerar benefícios tanto para consumidores quanto para produtores, promovendo o chamado “bem estar social” (Conejo & Arroyo, 2002), uma vez que a competição pode desempenhar uma ação mais contundente na redução de preços do que aquela proporcionada por um ambiente com preços regulados (Stoft, 2002). Nesse sentido, o Brasil implantou, já há alguns anos, o seu modelo de mercado de energia, o qual é gerido pela Companhia de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Entretanto, esse modelo ainda não contempla os chamados mercados do dia seguinte, estudados neste trabalho de dissertação. No Brasil, os preços no mercado *pool* (denominado pelo setor de preço de liquidação de diferenças - PLD) são publicados pela CCEE de forma semanal, e em 3 patamares de carga: leve, média e pesada. Portanto, ainda não existe no Brasil uma política de mercado com estrutura para cálculo de preços a curto prazo em base horária e sobretudo, não existe uma estrutura de mercado que calcule o preço horário por barra, que considere a influência da transmissão e de suas perdas na formação de preços do sistema elétrico.

Além disso, os modelos de otimização utilizados pela CCEE para o planejamento de operação do sistema brasileiro foram desenvolvidos para um ambiente anterior à implantação dos mercados de energia. Em decorrência disso, o mercado brasileiro permanece sendo planejado e operado com base em conceitos, metodologias e ferramentas computacionais criadas ainda para atuar no cenário estatizado e verticalizado, anterior ao surgimento dos mercados de energia propriamente ditos.

Desse modo, motivado pelas limitações do modelo vigente utilizado pelo setor elétrico, discussões e propostas de modelos que envolvam os mercados de energia, e que possam calcular os preços de equilíbrio de mercado de curto prazo no Brasil através de modelos que busquem representar as características físicas e hidrológicas do sistema, são vistas, tanto pelo setor quanto pela universidade, como contribuições e iniciativas relevantes.

1.2 Modelos de Leilão e Mercados do Dia Seguinte

Os mercados do dia seguinte têm sido utilizados na maioria dos mercados de energia estabelecidos, e possuem uma estrutura que pode ser resumidamente descrita da seguinte forma: um conjunto de agentes geradores fornecem ofertas de venda de energia enquanto um conjunto de agentes consumidores fornecem lances de compra de energia no leilão realizado no mercado *pool*. As ofertas consistem nos montantes de geração que cada agente gerador está disposto a vender, a que preço, em cada hora do dia seguinte, e os lances de compra consistem nos montantes que os agentes consumidores estão dispostos a comprar, a que preço, em cada hora do dia seguinte. As ofertas de venda/lances de compra são avaliados pelo operador de mercado (OM), o qual utiliza um modelo de leilão, que tem a tarefa de definir quais as ofertas/lances serão aceitos e quais não. Essa definição é feita com base em uma função objetivo do problema, a qual pode ser dada pela maximização da função de bem estar social declarado, descrita em (Arroyo, Conejo, Galiana, & Motto, 2002), ou pela minimização da somatória dos pagamentos realizados pelos consumidores no leilão, conforme descrito em (Luh, et al., 2006), e sujeito às restrições associadas à operação e ao planejamento dos sistemas de geração e transmissão.

É importante destacar que a tarefa realizada pelo modelo de leilão é similar à tarefa de despacho de geração, a qual era feita, no ambiente regulado, anterior à implantação dos mercados de energia, utilizando-se modelos de *unit commitment* ou despacho ou de pré-despacho de geração. De fato, no ambiente de mercados do dia seguinte, os modelos de leilão têm substituído tais modelos na tarefa de despachar a geração e calcular os preços da energia.

1.3 Motivação da Pesquisa

Para sistemas puramente termelétricos, os mecanismos de leilão utilizados pelo OM são geralmente formulados utilizando modelos de *unit commitment*, nos quais os custos das ofertas de geração das unidades termelétricas substituem os custos de geração, e os custos dos lances dos consumidores são introduzidos na função objetivo do leilão. Os custos das ofertas/lances de geração/consumo são calculados, conforme mostrado em (1.1) e (1.2), respectivamente:

$$ot_{j,t} = pt_{j,t} \lambda_{Gj} \quad (1.1)$$

$$oc_{k,t} = pd_{k,t} \lambda_{Dk}, \quad (1.2)$$

em que:

$pt_{j,t}$: potência ativa a ser despachada para a unidade de geração termelétrica j no intervalo de tempo t , em $[MW]$;

$pd_{j,t}$: potência ativa a ser despachada para o consumidor j no intervalo de tempo t , em $[MW]$;

λ_{Gj} : oferta de preço de geração da unidade j , em $[\$/MW]$;

λ_{Dk} : oferta de preço de consumo do consumidor k , em $[\$/MW]$;

Os custos de ofertas também podem ser formulados por meio de funções quadráticas, para se aproximarem das funções de custo reais das usinas termelétricas, que geralmente também possuem uma conformação quadrática. Para um sistema puramente térmico, a função de bem estar social f_{social} para um dia de operação com T intervalos é definida conforme (1.3):

$$f_{social} = \sum_{t=1}^T \left(\sum_j ot_{j,t} - \sum_k oc_{k,t} \right) \quad (1.3)$$

As pesquisas têm mostrado que, para os sistemas puramente termelétricos, a competição perfeita não ocorre na operação real, ou seja, as ofertas λ_{Gj} têm se distanciado de forma significativa dos valores de preços reais do processo de produção da energia desses geradores. Consequentemente, a função de bem estar social declarada, dada em (1.3), não é a função de bem estar real, e os preços obtidos com a minimização dessa função podem se distanciar dos preços de equilíbrios reais. Em (Motto, Galiana, Conejo, & Arroyo, 2002) mostra-se que essas discrepâncias podem ser enfatizadas pela presença de não linearidades, não convexidades e pela presença de restrições intertemporais (que acoplem dois ou mais intervalos de tempo do

problema de leilão). Para lidar com este problema, os modelos de leilão estão buscando melhorar a representação desses aspectos de modelagem, utilizando modelos de leilão multiperíodo, em que as restrições intertemporais são tratadas, e representando de forma mais adequada possível as não linearidades e não convexidades do problema.

Outra deficiência dos modelos baseados em leilão foi apontada em (Conejo A. J., et al., 2003). Neste trabalho, os autores mostram que os preços de equilíbrios calculados por modelos de leilão de sistemas termelétricos que ignoram o sistema de transmissão, deixam de computar as parcelas dos preços associadas ao congestionamento e às perdas na transmissão. Assim, para estes modelos, são necessárias etapas adicionais *ex post* (que são etapas executadas posteriormente ao modelo proposto e que são responsáveis por fazer ajustes e correções adicionais às deficiências do modelo) com objetivo de calcular ajustes heurísticos nos preços de energia para refletir o custo adicional dos congestionamentos e das perdas na transmissão. Os autores mostram em (Conejo A. J., et al., 2003) que a associação em cascata desses ajustes heurísticos nos preços pode produzir preços de equilíbrio significativamente diferentes dos preços de equilíbrios reais, além de levar a ineficiências econômicas e a subsídios cruzados.

Modelos de leilão para o cálculo de preços de equilíbrio de mercado envolvendo sistemas hidrotérmicos são geralmente formulados como uma série de problemas monoperíodo cujo objetivo também é a maximização do bem estar social no dia. Um modelo clássico de leilão hidrotérmico, adotado pela Noruega, é fornecido em (Fosso, Gjesvilk, Haugstad, Mo, & Wangensteen, 1999), no qual a função de bem estar social é maximizada em um problema monoperíodo escrito para cada intervalo de tempo, separadamente. Além disso, a transmissão não é representada neste modelo de leilão monoperíodo adotado. Para lidar com as restrições operativas intertemporais e com as não linearidades e não convexidades associadas ao subsistema de geração, e ainda, para lidar com os congestionamentos e perdas na transmissão, a solução do problema de leilão hidrotérmico proposto em (Fosso, Gjesvilk, Haugstad, Mo, & Wangensteen, 1999) deve sofrer uma série de alterações *ex post*. Seguindo a mesma linha de raciocínio adotada para os sistemas com geração puramente termelétrica, fica claro que todas essas alterações heurísticas sucessivas devem distorcer completamente os preços de equilíbrio de energia do sistema, e podem levar a ineficiências econômicas e subsídios cruzados indesejáveis no mercado.

Este trabalho propõe um modelo de leilão que incorpora o congestionamento e as perdas na transmissão internamente a um modelo de leilão hidrotérmico. Além disso, o modelo de leilão proposto incorpora restrições intertemporais ao problema de leilão hidrotérmico, formulando-o através de um modelo multiperíodo, ao invés de uma série de modelos

monoperíodo individuais. No modelo proposto não existe a necessidade de etapas *ex post* nem para resolver problemas associados a restrições intertemporais, nem para resolver problemas associados ao congestionamento e às perdas na transmissão. A formulação proposta evita as ineficiências econômicas e os subsídios cruzados apresentados pelo modelo de leilão monoperíodo (Fosso, Gjessvik, Haugstad, Mo, & Wangensteen, 1999). Com isso, os preços de equilíbrio e os despachos calculados pelo leilão são mais representativos dos preços reais.

1.4 Objetivos do trabalho

Este trabalho tem como objetivo propor um modelo de Leilão Multiperíodo de Sistemas Hidrotérmicos com Representação da Transmissão (LMSHRT) para o ambiente de mercados de energia do dia seguinte que seja não discriminatório e que fomente a transparência e o bem estar social. O modelo proposto deve ser capaz de lidar com aspectos de mercado através da representação dos contratos bilaterais firmados entre agentes produtores e consumidores, e também com a representação das principais características elétricas do sistema de transmissão, das principais características hidrológicas e limites operativos inerentes ao sistema de geração, e permitindo seu acoplamento de forma adequada ao planejamento energético de médio prazo. Os preços devem ser obtidos de forma horária e por barramento do sistema de transmissão.

Assim o presente trabalho objetiva fundamentalmente a incorporação de restrições associadas à transmissão nos modelos de despacho de geração hidrotérmico para o ambiente de mercados de energia descritos em (da Silva, 2010) e (Vergílio, 2011). O enfoque dado ao modelo proposto neste trabalho, é diferente daquele descrito em (da Silva, 2010) e (Vergílio, 2011), já que o modelo proposto nesta dissertação é apresentado como um modelo de leilão. Devido a essa nova abordagem de modelagem, espera-se que o modelo proposto seja capaz de calcular tanto o despacho de geração dos sistemas de geração termelétrica e hidrelétrica (de forma acoplada ao planejamento hídrico de médio e longo prazo) quanto os preços de equilíbrio de mercado. Os preços são calculados em base horária e possuem valores específicos em cada barra/região do sistema. O modelo proposto herda as principais características dos modelos anteriormente propostos em (da Silva, 2010) e (Vergílio, 2011), tais como a capacidade de introduzir a representação de contratos bilaterais, a obtenção dos preços de equilíbrio de fechamento de mercado em base horária e a capacidade intrínseca de reduzir riscos futuros de deficit de energia.

Espera-se que o tratamento e monitoramento dos limites dessas linhas de transmissão, façam surgir preços de mercados específicos para cada uma das barras/regiões adotados. De

acordo com a teoria de otimização, espera-se que quando alguma das restrições de limite de intercâmbio/conexão entre duas ou mais barras/regiões estiver no limite, os preços entre as respectivas tornem-se diferentes. Espera-se ainda que, na ausência de restrições de intercâmbio/conexão no limite, seus preços sejam iguais. É importante salientar que a metodologia utilizada pelo setor elétrico brasileiro ainda não permite o cálculo de preços em base horária, como o modelo proposto neste trabalho, mas tão somente o cálculo de preços em base semanal, pois o despacho de curto prazo é feito pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), utilizando os pacotes DECOMP e NEWAVE. O NEWAVE faz o planejamento da geração de longo e médio prazos enquanto que o DECOMP busca desagregar esse planejamento no “curto prazo”, em base mensal com discretização semanal.

A representação individualizada das barras/regiões do sistema de energia é um aspecto muito relevante para o ambiente de mercados de energia, pois para um país de dimensões continentais como o Brasil, as características hidrológicas podem variar bastante de região para região, podendo influenciar os preços, tornando-os regionais, como se espera.

1.5 Metodologia de Solução

A metodologia adotada para a solução do modelo de otimização será o método de pontos interiores primal-dual barreira logarítmica (Wright, 1997). Este método tem se mostrado eficiente para a solução de problemas similares ao modelo proposto neste trabalho. Nos modelos descritos em (da Silva, 2010), (Luciano, 2010) e (Vergílio, 2011) mostra-se que essa técnica de solução é robusta e tem sido capaz de resolver o problema de pré-despacho e *unit commitment* para situações envolvendo variações em diversos parâmetros, tais como: metas energéticas, vários padrões de demanda, volume de contratos bilaterais, parâmetros das funções objetivos, etc. Em contraposição aos modelos descritos em (da Silva, 2010), (Luciano, 2010), os quais podem ser classificados como problemas de otimização quadrática com restrições lineares, o modelo LMSHRT proposto introduz restrições polinomiais de segunda ordem no leilão, tornando-o um problema quadrático com restrições quadráticas. Mostra-se neste trabalho, entretanto, que a técnica de pontos interiores primal-dual barreira logarítmica continua a ser robusta e eficiente para a obtenção da solução ótima do modelo LMSHRT proposto.

A técnica de solução do modelo LMSHRT foi implementada na linguagem computacional Matlab. O Matlab possui muitas rotinas e sub-rotinas matemáticas acessórias prontas, otimizadas e já testadas, facilitando teste iniciais nos modelos de otimização e simulação. Apesar

disso, é importante destacar que o método proposto (seu algoritmo e estrutura de dados) foi integralmente desenvolvido no contexto desta pesquisa, e portanto não foram utilizados pacotes de otimização prontos, internos ou externos ao Matlab.

1.6 Organização do trabalho

No capítulo 1 são mostrados alguns aspectos e conceitos gerais relacionados ao problema de leilão, à sua metodologia de solução, à organização do trabalho e algumas breves considerações relevantes referentes ao modelo proposto e a maneira pelo qual o problema de despacho e cálculo de preços tem sido tratado atualmente no Brasil e no mundo.

No capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica com foco nos principais modelos de leilão que têm sido utilizados na literatura. São destacadas as principais dificuldades de modelagem desses modelos e a necessidade de representação dos sistemas de transmissão, foco principal de investigação deste trabalho.

No capítulo 3 é apresentado o modelo LMSHRT proposto neste trabalho, com destaque para a introdução da restrição relacionada à representação da transmissão no modelo. Também são descritas a representação de restrições relativas ao atendimento de demanda em cada barra/região do sistema, o atendimento de contrato bilaterais e limites operacionais dos agentes geradores termelétricos e hidrelétricos.

No capítulo 4, é apresentada a técnica de solução do modelo LMSHRT, bem como todo seu equacionamento analítico e o algoritmo de solução.

No capítulo 5 são apresentados os estudos de caso utilizando o modelo LMSHRT para a solução do leilão de um sistema hidrotérmico teste, baseado no sistema IEEE 30 barras. Como as dimensões do sistema teste são reduzidas os estudos permitem avaliar de forma efetiva as principais características do modelo proposto. Os resultados enfocam estudos de sensibilidade dos preços de equilíbrio de mercado, com relação aos principais parâmetros do LMSHRT proposto. Também são realizados estudos através da incorporação de um simulador hidráulico incorporado ao LMSHRT, com o objetivo de se avaliar a influência deste na formação de preços dos agentes hidrelétricos.

No capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões do trabalho e são elencadas algumas possíveis contribuições para os trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

No presente capítulo serão discutidos alguns modelos de leilão propostos na literatura, bem como suas deficiências, estratégias de solução e abordagens de modelagem adotadas para suprir deficiências originais dos modelos propostos. Os modelos de leilão propostos para sistemas predominantemente termelétricos são discutidos na seção 2.1, enquanto que os modelos para sistemas hidrotérmicos são discutidos na seção 2.2. Os modelos de autoprogramação (AP) e modelos de estratégia de ofertas (EO), relacionados à geração, os quais têm sido utilizados no ambiente de mercados do dia seguinte, são descritos de forma resumida na seção 2.3.

2.1 Modelos de Leilão para Sistemas Predominantemente Termelétricos

Algumas considerações a respeito dos principais modelos de leilão de mercados do dia seguinte presentes na literatura são descritas a seguir, com paralelos e justificativas que reforçam e confirmam a importância da modelagem adotada para o modelo LMSHRT, proposto nesta dissertação, para um sistema hidrelétrico.

Em (Conejo & Arroyo, 2002) é proposto um modelo de leilão multiperíodo de curto prazo sem a representação da transmissão no qual o operador de mercado (OM) recebe ofertas de venda de energia de agentes geradores termelétricos e lances de compra dos agentes consumidores no mercado *pool* e determina para cada hora o preço de equilíbrio de mercado, a energia que deve ser despachada pelos agentes geradores e o consumo de cada agente consumidor. O modelo de leilão proposto procura maximizar o chamado “bem-estar social” que leva à promoção da eficiência econômica, e trata de forma bastante detalhada as restrições intertemporais associadas ao processo de geração de unidades termelétricas. Os autores mostram que a promoção da eficiência econômica só pode ser alcançada à medida que heurísticas associadas às correções *ex post* para a representação de restrições intertemporais sejam abandonadas e que as restrições intertemporais sejam incorporadas ao modelo de leilão. Para isso, o trabalho propõe a formulação de um leilão multiperíodo, em contraposição aos leilões monopерíodo, em que tais restrições são consideradas somente *a posteriori*. O modelo de leilão adotado pelo mercado do dia seguinte espanhol, que adota esse tipo de correções *ex post* a fim de corrigir distorções originadas pelo leilão de modo a tornar o despacho efetivamente factível do ponto de vista das restrições intertemporais associadas à geração termelétrica é criticado e os autores destacam que essas correções conduzem a soluções economicamente ineficientes.

Alguns modelos de leilão não representam em sua modelagem as principais restrições associadas à rede de transmissão, tais como aquele descrito em (Conejo & Arroyo, 2002). Para estes modelos, os custos associados à transmissão, ou seja, os custos relacionados aos congestionamentos em linhas de transmissão e transformadores e os custos associados às perdas no sistema de transmissão são desprezados. Como os agentes terão que pagar por esses custos, as soluções obtidas por estes leilões precisam passar por dois procedimentos *ex post*: o primeiro visa incluir os custos adicionais dos congestionamentos no preço de equilíbrio de mercado e no despacho de geração, e o segundo visa incluir os custos associados às perdas no preço de equilíbrio de mercado e no despacho de geração. A partir desses procedimentos, esses custos adicionais são distribuídos aos agentes do sistema, os quais passam a pagar por eles.

O primeiro procedimento (para cálculo de correções *ex post* associadas aos congestionamentos) é geralmente descrito por um modelo de leilão da transmissão. Nesse leilão, são dados lances de acréscimo e decréscimo de geração, cujo objetivo é eliminar os congestionamentos no sistema. O operador de mercado formula um problema de leilão que busca minimizar os custos dos lances de acréscimo/decrécimo sujeitos às principais restrições associadas ao sistema de transmissão, tais como: atendimento de demanda de potência ativa e reativa por barra, restrições de limite de geração reativa em barras com controle de tensão, restrições de limites de tensão nas barras do sistema e restrições de capacidade de fluxos de potência aparente nas linhas. Detalhes do modelo matemático adotado para esse leilão da transmissão são dados em (Conejo A. J., et al., 2003). A partir da solução deste leilão, ou seja, a partir dos acréscimos/decrécimos de geração calculados por ele, é possível calcular os custos adicionais para cada agente gerador/consumidor.

O segundo procedimento (para o cálculo de correções *ex post* associadas às perdas) é geralmente feito através de modelos de alocação de perdas na transmissão. Os modelos de alocação de perdas são adotadas da seguinte forma: inicialmente, executa-se um algoritmo de fluxo de potência AC para a solução do sistema de transmissão. A solução do fluxo de potência AC fornece as perdas totais do sistema de transmissão. Os modelos de alocação, utilizam alguma regra heurística, com o objetivo de distribuir tais perdas totais, juntamente com seus custos, da forma mais eficiente e justa possível entre os agentes consumidores e geradores. Vários modelos de alocação de perdas surgiram em função do advento dos mercados de energia (Conejo, Alguacil, & Ruiz, 2003) (Conejo, Galiana, & Kockar, 2001) (Galiana, Conejo, & Kockar, 2002). Mostra-se, entretanto, que, como a função de perdas é não separável, as soluções propostas pelos modelos de alocação de perdas estão sempre sujeitas a arbitrariedades.

Resumindo as deficiências comentadas: os trabalhos de pesquisa citados mostram que os modelos de leilão precisam incorporar tanto as restrições intertemporais quanto as restrições associadas à transmissão, envolvendo tanto o congestionamento quanto as perdas, para que seus preços se aproximem dos preços de equilíbrio reais de mercado. O modelo proposto, neste trabalho, para sistemas hidrotérmicos busca seguir estas orientações, propondo um modelo multiperíodo e com restrições na transmissão.

Considerando as discrepâncias que as correções *ex post* podem produzir, em (Arroyo, Conejo, Galiana, & Motto, 2002) é proposto um modelo de leilão multiperíodo de curto prazo nos moldes do leilão proposto em (Conejo & Arroyo, 2002), porém com a representação do sistema de transmissão, que leva em consideração os congestionamentos dos fluxos de potência nas linhas de transmissão e as perdas associadas a esses fluxos. Nesse modelo de leilão a função de perdas ôhmicas é modelada através de linearizações por partes, pois o modelo é formulado como um problema de programação inteira-mista, e utiliza o IBM CPLEX para a sua solução. Segundo os autores, a linearização por partes se constitui em uma boa aproximação e proporciona um considerável ganho computacional.

No entanto, neste trabalho de dissertação, a função de perdas ôhmicas adotada tem uma representação quadrática, portanto melhor e mais precisa em comparação às funções de perdas ôhmicas linearizadas utilizada em (Arroyo, Conejo, Galiana, & Motto, 2002). É evidente que no modelo proposto pelos autores não se fazem necessários procedimentos *ex post*, já que tanto os congestionamentos quanto as perdas nas linhas de transmissão já são implicitamente levadas em conta no modelo de leilão, de modo que, no modelo de (Arroyo, Conejo, Galiana, & Motto, 2002) os preços de equilíbrio e despacho calculados são mais precisos.

Em (Motto, Galiana, Conejo, & Arroyo, 2002) mostra-se que as discrepâncias relacionadas as correções *ex post* podem ser enfatizadas pela presença de não linearidades e não convexidades. Para lidar com este problema, os modelos de leilão estão buscando também melhorar a representação desses aspectos de modelagem, representando de forma mais adequada possível as não linearidades e não convexidades do problema, como por exemplo citam-se modelos e técnicas empregadas em (Carrión & Arroyo, 2006), (Conejo A. J., et al., 2003) e (Conejo & Arroyo, 2002).

2.2 Modelos de Leilão para Sistemas Hidrotérmicos

A maioria dos modelos de leilão propostos na literatura para o ambiente de mercado de energia do dia seguinte tem como foco os sistemas com geração de origem predominantemente

termelétrica, de modo que os modelos com geração de origem predominantemente hidrelétrica carecem ainda de importantes desenvolvimentos de pesquisa para que sejam adaptados a esse ambiente de mercado. A seguir, citam-se alguns trabalhos cujas contribuições e conclusões para ambientes com geração hidrotérmicos serviram de balizadores para a proposição do modelo de leilão adotado neste trabalho.

No contexto relacionado a geração de sistemas hidrotérmicos, no tema de programação da geração, pode-se citar o trabalho (Luciano, 2010) que envolve um modelo de *unit commitment* (UC) com representação dos custos de partida/parada de geradores e estados de liga/desliga de unidades. Neste trabalho, mostrou-se a importância dos custos de partida/parada de máquinas na composição dos custos totais de geração. Mostrou-se que a não representação desses custos no problema de despacho pode acrescentar custos consideráveis à operação do sistema.

No modelo de pré-despacho (PD) proposto em (da Silva, 2010), supõe-se que os estados de liga/desliga dos geradores já foram previamente definidos pelo modelo de UC, e o objetivo é definir um modelo de PD para o ambiente de mercados específico para sistemas com características de geração fortemente hidráulicas. Esse modelo calcula políticas de geração e os preços *spot* horários, através de uma abordagem de desacoplamento elétrico e hidráulico. Nesse caso, foram simulados sistemas de dimensões reais e testes são apresentados com o sistema brasileiro.

Já o trabalho descrito em (Vergílio, 2011) avançou no sentido de propor a representação detalhada do sistema de geração de usinas hidrelétricas através de métodos de simulação hidráulica, para as soluções do PD, de modo a quantificar o impacto da parte hidráulica no problema. Mostrou-se a influência das restrições hidráulicas nos preços *spot* (preços de equilíbrio de mercado) e mostrou-se ainda que é possível simular sistemas reais com tempos computacionais reduzidos, quando comparados aos modelos utilizados pelo setor. O modelo proposto integra os despachos elétrico e hidráulico e propõe formas de realimentação entre o simulador hidráulico e o PD, de tal forma que todas as restrições do problema possam ser levadas em consideração, mas de forma computacionalmente mais simples.

2.3 Modelos de Autoprogramação e Modelos de Estratégia de Ofertas/Lances

Além dos modelos de leilão, os mercados de energia também fomentaram o aparecimento de novos modelos associados à geração de curto prazo: os modelos de autoprogramação (AP) e os modelos de estratégia de ofertas (EO) no leilão, os quais são descritos sucintamente nesta seção, apesar de não fazerem parte do escopo deste trabalho.

No ambiente do mercado do dia seguinte é importante que cada companhia geradora consiga definir qual seria o seu despacho próprio ideal (ótimo) se os preços de equilíbrio de mercado fossem conhecidos (ou estimados) por ela. Assim, são necessários modelos de estimação de preços de energia, os quais irão dar sustentação aos modelos de AP (*self-scheduling*). Os modelos de AP buscam definir valores de despacho de cada gerador em cada intervalo de tempo do dia, que propiciem o maior lucro esperado para esta companhia geradora, porém respeitando as restrições operacionais relacionadas ao processo produtivo de geração das unidades desta companhia. Exemplos de modelos de AP são descritos em (Borghetti, D'ambrosio, Lodi, & Martello, 2008), (Conejo A. J., Arroyo, Contreras, & Villamor, 2002).

Os modelos de EO (*bidding strategy*) são utilizados também pelas companhias geradoras para a definição de uma política ótima de ofertas de compra da companhia no leilão realizado no mercado *pool* de energia do dia seguinte. Uma política ótima de ofertas consiste em estabelecer quanto (montante de energia) e quando (em que intervalo de tempo) a companhia deseja vender no mercado do dia seguinte. Essas ofertas são estratégicas, já que podem levar a empresa a realizar lucros ou prejuízos importantes neste mercado. Em geral, os modelos de EO são mais complexos do que os modelos AP, e utilizam tais modelos em várias etapas do processo de definição dessa política ótima de ofertas.

Apesar de os modelos de AP e EO serem estratégias que busquem a maximização dos lucros dos agentes geradores envolvidos e que estes mecanismos também devam respeitar as restrições operacionais do processo produtivo, é interessante observar que nem sempre os agentes geradores, em especial se forem hidrelétricos, conseguem atuar em um cenário puramente competitivo no qual as estratégias AP e EO funcionem adequadamente, já que alguns agentes geradores podem ser prejudicados devido à falta de regulação desses mercados no tocante à água. Em (Veiga, 2003) mostra-se que as unidades de geração hidrelétricas, operando fora de um sistema que não promova a inserção destes em um mercado atacadista de água, análogo aos mercados de energia, podem ser prejudicadas por outros agentes do sistema de maneira discriminatória. Em um mercado ideal envolvendo apenas unidades de geração termelétrica, o mecanismo de leilão promove a justa competição que provê os sinais econômicos necessários para que se desencadeie a expansão do sistema, comportamento

teórico previsto e verificado na prática. No entanto, mostra-se em (Veiga, 2003) que o mesmo raciocínio não é válido para sistemas hidrotérmicos com geração majoritariamente hidrelétrica, mesmo em um cenário de mercado ideal.

Tal fenômeno é causado pela natureza da geração hidrotérmica, uma vez que, podem haver diversas companhias de geração diferentes explorando a geração em uma mesma cascata hidráulica. Nesse caso, mostra-se em (Veiga, 2003) que as usinas localizadas mais à jusante da cascata capturam parte das receitas que deveriam ser alocadas às usinas de reservatório, localizadas à montante. Isso ocorre porque o mercado *pool* remunera apenas a energia gerada pela usina. Entretanto, a energia reservada com objetivos estratégicos de operação do sistema para a regularização plurianual da cascata hidráulica, no reservatório da usina de montante não é remunerada. Assim, a tarefa de regularização feita pelas usinas de reservatório simplesmente não é remunerada pelo *pool*. Essa distorção precisa ser corrigida de alguma forma, pois sabe-se que os sistemas hidrotérmicos dependem dos processos de regularização plurianual para uma melhor operação. Assim, em (Veiga, 2003) os autores sugerem um novo mercado, denominado de mercado atacadista de água (MAA), que adote a *commodity* água. Os autores mostram ainda que com a adoção do MAA, estas distorções são corrigidas e as usinas de reservatório passam a receber efetivamente pelos processos de regularização realizados.

Apesar de a solução proposta ser bastante elegante e eficiente do ponto de vista de mercados *pool*, os autores citam, ao final do trabalho, uma estratégia alternativa para a correção destas distorções, denominada de Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Este mecanismo não altera os despachos de geração do sistema, sendo simplesmente um mecanismo econômico para o pagamento das usinas. No MRE, as usinas hidráulicas recebem o pagamento correspondente a créditos de energia, os quais são proporcionais à sua contribuição à energia firme do sistema, e não proporcionais à energia efetivamente gerada. Assim, os geradores recebem não pelo que geram, mas pelo que contribuem para a energia assegurada do sistema. O MRE tem sido criticado por agentes do setor elétrico, os quais tem dito que o MRE é um mecanismo discriminatório (Nasser, Carvalho, & Negri, 2001).

No capítulo seguinte é apresentada a formulação matemática do LMSHRT.

Capítulo 3

Modelo de Leilão Multiperíodo para Sistemas Hidrotérmicos com Representação da Transmissão

No presente capítulo é apresentada a formulação matemática do LMSHRT. Assim, na seção 3.1 é realizada uma breve descrição acerca da contextualização do modelo em ambientes de mercados, na seção 3.2 é apresentada a formulação matemática do modelo proposto, na seção 3.3 são investigados os detalhes em relação a função objetivo, e finalmente na seção 3.4, é apresentado cada restrição do modelo.

3.1 Contextualização e Considerações sobre o Modelo

O modelo LMSHRT proposto neste trabalho, tem como objetivos definir quais usinas hidrelétricas e termelétricas deverão ser despachadas, definir os montantes despachados em cada usina e os preços de equilíbrio de mercado (*market clearing prices*). No modelo LMSHRT os preços de equilíbrio de mercado são calculados por barra ou por região do sistema em base horária levando em conta uma série de restrições impostas ao modelo, discutidas na seção 3.4.

O modelo LMSHRT herda as principais características dos modelos de pré-despacho hidrotérmico descritos em (da Silva, 2010) e (Vergílio, 2011) no que diz respeito a: capacidade de introduzir a representação de contratos bilaterais firmes pré-estabelecidos no modelo de despacho do *pool*, a obtenção dos preços de equilíbrio de mercado em base horária (de forma a viabilizar um mercado de curto prazo) e a capacidade intrínseca de reduzir riscos futuros de déficit de energia.

A extensão da formulação inicial proposta em (da Silva, 2010) e (Vergílio, 2011), através da incorporação de restrições associadas à transmissão no modelo LMSHRT, consiste na contribuição fundamental deste trabalho. Com a incorporação da representação da transmissão, o modelo LMSHRT permite que os preços de equilíbrio de mercado sejam calculados em base horária, com valores específicos em cada barra, e não mais calculados e restritos somente as usinas ou agentes geradores do sistema, o que introduz, de maneira explícita, a influência da transmissão na política de formação de preços no sistema. É importante destacar que, diferentemente dos modelos propostos em (da Silva, 2010) e (Vergílio, 2011), os quais foram apresentados como modelos de pré-despacho de geração, o LMSHRT é proposto como um modelo de leilão de energia. Conforme já destacado no Capítulo 2, os modelos de leilão têm substituído os modelos de pré-despacho em ambientes de mercados de energia de sistemas termelétricos.

Na formulação do modelo LMSHRT, as seguintes considerações são feitas no que diz respeito as representações de leilões:

- i) Supõe-se que os consumidores não podem dar lances de compra no modelo LMSHRT, ou seja, apenas os geradores podem dar ofertas no leilão. Assim, a demanda é representada de forma inelástica, isto é, ela não varia de acordo com os preços de equilíbrio de mercado, e é fixa, não podendo ser despachada pelo Operador de Mercado (OM). A introdução da elasticidade da demanda no modelo demandaria uma nova formulação na qual haveria um termo na função objetivo associado aos custos dos lances dos consumidores e a demanda seria tratada como uma variável (despachável) do problema de LMSHRT;
- ii) Supõe-se que a parte inteira do problema de leilão, a qual tem como objetivo definir quais unidades em cada usina deverão estar ligadas/desligadas, é representada externamente ao LMSHRT, através de um modelo de *unit commitment* hidrotérmico, o qual não pertence ao escopo deste trabalho. Na maioria dos modelos de leilão utilizados para sistema termelétricos, as decisões de *unit commitment* estão inseridas internamente ao modelo de leilão. No leilão aqui proposto, supõe-se que estas decisões devem ser tomadas *a priori* por algum outro modelo de *unit commitment* hidrotérmico;
- iii) Em geral, os modelos de leilão permitem aos agentes geradores/consumidores dar várias ofertas/lances em cada intervalo de tempo do leilão. No LMSHRT, supõe-se que cada usina pode fazer apenas uma oferta em cada intervalo de tempo. Entretanto, a introdução dessa característica de modelagem no LMSHRT poderia ser implementada de forma simples;
- iv) O LMSHRT é um modelo proposto para sistemas com características fortemente hidrelétricas, a exemplo do sistema brasileiro. Assim, as restrições intertemporais associadas à geração termelétrica, tais como as rampas de partida e de tomada de carga, as rampas de desligamento e redução de carga, não são representadas no modelo para as unidades geradoras. Além disso, os custos de partida/parada de geração são também desprezados.

De posse desta contextualização e das considerações sobre o modelo LMSHRT, na seção 3.2 serão explicitados, com maior riqueza de detalhes, o modelo e suas restrições.

3.2 Modelo Proposto

O modelo LMSHRT proposto é matematicamente formulado através do problema de otimização (3.1), em que adota-se o seguinte padrão de notação: as constantes e os conjuntos

do modelo estão grafados em letra maiúscula e as funções, índices e variáveis de otimização do problema são grafadas em letra minúscula:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar} \quad \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i \in H} oh_i(ph_{i,t}) + \sum_{j \in \Gamma} ot_j(pt_{j,t}) \right] \\
 & \text{sujeito a :} \\
 & \sum_{j \in \Gamma_k} pt_{j,t} + \sum_{i \in H_k} ph_{i,t} - \sum_{m \in \Omega_k} p_{k,m,t} = D_{k,t}, \quad t = 1 \dots T; k = 1 \dots Nb \\
 & \sum_{t=1}^T ph_{i,t} = M_i, \quad i \in H \\
 & pt_{j,t} \geq Bt_{j,t}, \quad j \in \Gamma; t = 1 \dots T \\
 & ph_{i,t} \geq Bh_{i,t}, \quad i \in H; t = 1 \dots T \\
 & Ph_i^{\text{minimo}} \leq ph_{i,t} \leq Ph_i^{\text{maximo}}, \quad j \in \Gamma, i \in H, t = 1 \dots T \\
 & Pt_j^{\text{minimo}} \leq pt_{j,t} \leq Pt_j^{\text{maximo}}, \quad j \in \Gamma, t = 1 \dots T \\
 & |p_{k,m,t}| \leq P_{k,m}^{\text{maximo}}, \quad k = 1 \dots Nb; m \in \Omega_k; t = 1 \dots T
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

em que:

k : índice das regiões do sistema;

i : índice das usinas hidrelétricas do sistema;

j : índice das usinas termelétricas do sistema;

t : índice dos intervalos de tempo;

Nb : número de regiões do sistema;

T : número de intervalos de tempo;

H : conjunto de todas as usinas hidrelétricas do sistema;

Γ : conjunto de todas as usinas termelétricas do sistema;

H_k : conjunto de todas as usinas hidrelétricas da barra/região k do sistema;

Γ_k : conjunto de todas as usinas termelétricas da barra/região k do sistema;

Ω_k : conjunto de todas as regiões eletricamente conectadas à barra/região k ;

Ω_g : conjunto das barras de geração (conectadas a usinas de geração) do sistema;

$ot_{j,t}(pt_{j,t})$: custo da oferta da usina termelétrica j , no instante de tempo t , em [\$] ;

$oh_{i,t}(ph_{i,t})$: custo da oferta da usina hidrelétrica i , no instante de tempo t , em [\$] ;

$D_{k,t}$: demanda total da barra/região k , no intervalo de tempo t , em $[MW]$;

$Bh_{i,t}$: montante dos contratos bilaterais firmados pela usina hidrelétrica i , no intervalo de tempo t , em $[MW]$;

$Bt_{j,t}$: montante dos contratos bilaterais firmados pela usina termelétrica j , no intervalo de tempo t , em $[MW]$;

M_i : meta energética para a usina i em $[MW]$;

Ph_i^{minimo} : limite mínimo de geração da usina hidrelétrica i em $[MW]$;

Ph_i^{maximo} : limite máximo de geração da usina hidrelétrica i em $[MW]$;

Pt_j^{minimo} : limite mínimo de geração da usina termelétrica j em $[MW]$;

Pt_j^{maximo} : limite máximo de geração da usina termelétrica j em $[MW]$;

$ph_{i,t}$: potência ativa gerada na usina hidrelétrica i , no intervalo de tempo t , em $[MW]$;

$pt_{j,t}$: potência ativa gerada na usina termelétrica j , no intervalo de tempo t , em $[MW]$;

$p_{k,m,t}$: fluxo de potência ativa simplificado, fluindo da barra/região k para barra/região adjacente m , no intervalo de tempo t , em $[MW]$

$P_{k,m}^{\text{maximo}}$: limite máximo de transmissão da linha de interligação da barra/região k para barra/região adjacente m em $[MW]$;

Nas próximas seções são apresentados os detalhes da formulação do LMSHRT.

3.3 Função Objetivo

A função objetivo adotada no modelo LMSHRT representa os custos das ofertas oh_i ; $i \in H$ e ot_j ; $j \in \Gamma$ fornecidas no leilão pelas usinas hidrelétricas e termelétricas, respectivamente, as quais serão descritas em detalhe, a seguir.

A função de custo de oferta das usinas termelétricas ot_j é dada conforme mostrado em (3.2):

$$ot_j(pt_{j,t}) = B2_j pt_{j,t}^2 + B1_j pt_{j,t} + B0_j, \quad (3.2)$$

cujos parâmetros $B0_j, B1_j, B2_j$ são as ofertas realizadas pelo agente da usina termelétrica j no leilão de energia, cuja unidades são $[\$/MW^2], [\$ / MW], [\$]$, respectivamente. Em geral, a função de custos de oferta é representada por funções lineares em problemas de leilão. Entretanto, neste trabalho optou-se por representá-la através de funções quadráticas, as quais são mais representativas dos custos reais de geração das usinas termelétricas.

É importante destacar que as ofertas $B0_j, B1_j, B2_j$, fornecidas ao leilão, não são efetivamente conhecidas, pois dependem da estratégia adotada por cada um dos agentes geradores do sistema no leilão. Assim, é necessário estimar estes valores de ofertas de alguma forma. Para isso, é importante que as ofertas $B0_j, B1_j, B2_j$ representadas em (3.2) proporcionem valores de custos finais levemente superiores aos custos reais, de modo que o agente gerador possa auferir algum lucro na transação. Assim, em geral, para as usinas termelétricas os valores estimados de ofertas são geralmente representados pelo parâmetros $B0_j, B1_j, B2_j$ da “curva real” de custos dessas usinas.

Os geradores hidrelétricos ainda não possuem funções de custo produção real bem definidas na literatura, já que a água utilizada para sua produção ainda não possui preço associado. Não existe ainda um “mercado atacadista de água” como sugerido em (Barroso, 2001) que comercialize e estabeleça um valor para a água. Em geral, os sistemas hidrelétricos são despachados de forma indireta, através da minimização dos custos da complementação termelétrica associada. Assim, estimar as ofertas das usinas hidrelétricas em leilões de energia utilizando sua estrutura de custo real não é possível.

Neste trabalho, supõe-se que os geradores hidrelétricos ofertem valores no leilão que maximizam a sua eficiência de produção (produtividade) de energia. A produtividade de uma usina é dada pela potência em $[MW]$ que é produzida por unidade de vazão turbinada em $[m^3/s]$. Como a produtividade é uma função não linear que envolve diversas variáveis hidráulicas, optou-se neste trabalho pela adoção da função de perdas hidráulicas, a qual também pode ser interpretada como uma função de produtividade, mas que é expressa em termos apenas da potência de saída ph , conforme mostrado em (3.3).

$$li(ph_{i,t}) = A2_i ph_{i,t}^2 + A1_i ph_{i,t} + A0_i, \quad (3.3)$$

em que:

$li(ph_{i,t})$: perdas hidráulicas da usina i no intervalo t , dadas em $[MW]$;

$A2_i$: parâmetro da curva de perdas da usina hidrelétrica i , dado em $[1/MW]$;

$A1_i$: parâmetro adimensional da curva de perdas da usina hidrelétrica i ;

$A0_i$: parâmetro da curva de perdas da usina hidrelétrica i , dado em $[MW]$.

As perdas hidráulicas foram propostas em (Soares & Salmazo, 1997), e representa a potência que é “perdida” (ou mais precisamente, aquela que se deixa de ganhar), se a usina opera fora do seu ponto de máxima produtividade. Assim, no ponto de máxima produtividade as perdas hidráulicas são nulas. Assim, maximizar a produtividade é equivalente a minimizar as perdas hidráulicas, conforme pode ser visto na Figura 3.1. O algoritmo para a obtenção dos coeficientes $A0_i, A1_i, A2_i; i \in H$ é descrito em detalhes em (Vergílio, 2011).

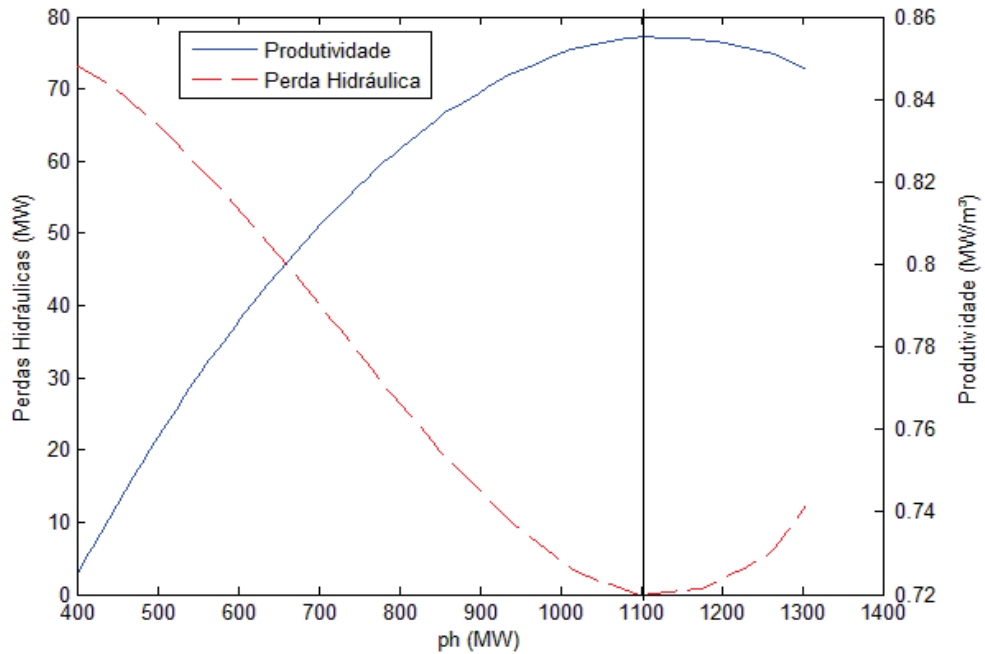


Figura 3.1 - Curvas de eficiência e perdas hidráulicas da usina hidrelétrica de Furnas.(Extraído de (Vergílio, 2011))

Entretanto, para ser expressa como uma oferta em um leilão de energia, é necessário converter as perdas hidráulicas em seus custos associados. Isso pode ser feito associando-se preços $pr_{k,t}; i \in H, t \in T$ às perdas hidráulicas, conforme mostrado em (3.4).

$$oh_i(ph_{i,t}) = pr_{k,t} l_i(ph_{i,t}); \quad i \in H_k; k \in \Omega_g; t = 1, \dots, T, \quad (3.4)$$

em que:

$pr_{k,t}$: preço de equilíbrio de mercado da energia na barra/região k , no intervalo t , dado em $\left[\frac{1}{MW} \right]$;

Neste trabalho, os preços associados são os próprios preços de equilíbrio de mercado, obtidos na solução ótima do LMSHRT, associados às barras em que as usinas estão conectadas.

A definição da função (3.4) gera uma circularidade, já que os preços de equilíbrio de mercado ($pr_{k,t}$) e as perdas hidráulicas expostas em (3.3) são interdependentes. Isto é, o preço de equilíbrio é obtido iterativamente e atualizado a cada ciclo completo do algoritmo de solução do modelo LMSHRT.

Essa circularidade pode ser resolvida simplesmente atualizando-se os preços ($pr_{k,t}$), em cada iteração de solução do modelo LMSHRT, conforme mostrado em (3.5), com o valor negativo do multiplicador de Lagrange associado às restrições de atendimento de demanda. Já que, conforme a teoria marginalista, estes preços são dados pelo valor negativo dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de atendimento de demanda do problema (3.1), na solução ótima (Schweppe F. C., Caramanis, Tabors, & Bohn, 1988).

$$pr_{k,t} = -\lambda_{k,t}; \quad k = 1, \dots, Nb; t = 1, \dots, T, \quad (3.5)$$

É importante destacar que os custos de oferta dos geradores hidrelétricos são apenas estimados pelas equações (3.4). No leilão que ocorrerá na prática, as ofertas efetivamente feitas pelos agentes geradores hidrelétricos só dependerão da estratégia desses agentes no mercado.

3.4 Restrições

Nessa seção são apresentadas as restrições associadas ao problema (3.1) e os detalhes pertinentes às restrições de atendimento de demanda, atendimento de meta energética para as usinas hidrelétricas, atendimento de contratos bilaterais, atendimento de limites operacionais mínimos e máximo das usinas hidrelétricas, atendimento de limites operacionais mínimos e máximos das usinas termelétricas e atendimento dos limites máximos das capacidades de transmissão nas linhas/ramos do sistema elétrico.

3.4.1 Restrição de Atendimento de Demanda

A restrição de atendimento de demanda é implementada mediante a verificação do atendimento do balanço de potência ativa em base horária para cada barra/região do sistema, conforme mostrado em (3.6):

$$\sum_{j \in \Gamma_k} p_{j,t} + \sum_{i \in H_k} p_{h_{i,t}} - \sum_{m \in \Omega_k} p_{k,m,t} = D_{k,t}, \quad t = 1 \dots T; k = 1 \dots Nb, \quad (3.6)$$

A restrição (3.6) determina que o somatório da potência gerada por todas as termelétricas j , pertencentes a uma barra/região Γ_k acrescido do somatório da potência gerada por todas as hidrelétricas i , pertencentes a uma barra/região H_k , decrescido do fluxo de potência ativa que flui através das linhas de transmissão que se conectam a uma barra/região k , para um intervalo de tempo t , devem se igualar à demanda energética da mesma barra/região k , para o mesmo intervalo de tempo t . Essas relações representam, portanto, o balanço de potência em cada barra k do sistema.

A parcela referente ao somatório $p_{k,m,t}$ presente na equação (3.6) é calculada mediante (3.7) (seus termos serão detalhados na seção 3.4.5):

$$p_{k,m,t} = \frac{(\theta_{k,t} - \theta_{m,t})}{X_{km}} + \frac{G_{km}(\theta_{k,t} - \theta_{m,t})^2}{2}, \quad k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T, \quad (3.7)$$

em que:

X_{km} : reatância elétrica da linha de transmissão que interliga a barra/região k a barra/região m ;

G_{km} : condutância elétrica da linha de transmissão que interliga a barra/região k a barra/região m .

$\theta_{k,t}$: ângulo da barra/região k no intervalo de tempo t , dado em $[rad]$;

A restrição de atendimento de demanda assume especial importância no sistema e deve ser atendida a todo tempo para todas as barras/regiões do sistema, uma vez que promove o princípio físico elementar da conservação da energia em todas as barras do sistema para todo tempo.

3.4.2 Restrição de Meta Energética

A restrição de atendimento de meta energética determina que o somatório das potências ativas geradas para cada usina hidrelétrica i em todos os intervalos de tempo deve ser igual à meta energética estabelecida para a usina i . A relação é mostrada em (3.8):

$$\sum_{t=1}^T ph_{i,t} = M_i, \quad i \in H, \quad (3.8)$$

As metas energéticas $M_i; i \in H$ são calculadas por modelos de planejamento da geração de médio e longo prazo, e dessa maneira, acopla o modelo LMSHRT (que é de curto prazo) a limites máximo de geração hidrelétrica diária com o intuito de evitar que o modelo LMSHRT despache excessivamente os agentes hidrelétricos e comprometa o planejamento plurianual de reserva de água nos reservatórios das usinas.

Portanto, o risco de deficit futuro de energia é intrinsecamente mitigado com a adoção dessa restrição, já que os agentes hidrelétricos só podem gerar determinado montante de energia pré-fixado, o que elimina a necessidade de restrições de cunho hidráulico, transferindo-as para o domínio de restrições de natureza puramente elétrica. A restrição (3.8) também é importante do ponto de vista computacional, já que uma vez introduzida, a restrição hidráulica permite o desacoplamento dos problemas hidráulico e elétrico, conforme mostrado em (Vergílio, 2011).

3.4.3 Restrição de Contrato Bilateral

A restrição de atendimento de contratos bilaterais determina que o montante de energia elétrica contratado, em determinado intervalo de tempo, entre um gerador (hidrelétrico ou termelétrico) e um consumidor não supere a capacidade de geração de potência ativa do gerador, neste mesmo intervalo de tempo.

Via de regra, esses contratos são firmados diretamente entre os agentes geradores e consumidores sem intervenção do operador do sistema quanto ao montante contratado e ao preço contratado, restando somente ao operador do sistema confirmar se existe a factibilidade do despacho e a factibilidade com relação à rede de transmissão.

A restrição de atendimento de contratos bilaterais é mostrada em (3.9) e (3.10), respectivamente para os agentes geradores hidrelétricos e termelétricos:

$$ph_{i,t} \geq Bh_{i,t}, \quad i \in H; t = 1, \dots, T \quad (3.9)$$

$$pt_{j,t} \geq Bt_{j,t}, \quad i \in \Gamma; t = 1, \dots, T, \quad (3.10)$$

As restrições (3.9) e (3.10) estabelecem que a potência gerada proveniente dos agentes geradores hidrelétricos i e termelétricos j , no intervalo de tempo t , deve ser maior ou igual ao montante dos contratos bilaterais firmados entre esses agentes geradores e seus consumidores.

3.4.4 Restrição de Limite Operacional das Usinas

As restrições para atendimento dos limites operacionais das usinas são mostradas em (3.11) para as usinas hidrelétricas e em (3.12) para as usinas termelétricas.

$$Ph_i^{\text{mínimo}} \leq ph_{i,t} \leq Ph_i^{\text{máximo}}, \quad i \in H, t = 1, \dots, T \quad (3.11)$$

$$Pt_j^{\text{mínimo}} \leq pt_{j,t} \leq Pt_j^{\text{máximo}}, \quad j \in \Gamma, t = 1, \dots, T, \quad (3.12)$$

Estas restrições estabelecem que a usina opere dentro de seus limites nominais de geração de potência ativa, os quais são determinados pelas características construtivas da usina/equipamento e também pelos fatores de segurança intrínseca à geração. Desse modo, a potência gerada pelo agente hidrelétrico i ou termelétrico j , no intervalo de tempo t , deve ser superior ou igual ao limite mínimo estabelecido para o mesmo gerador hidrelétrico ou termelétrico respectivamente, e inferior ou igual ao limite máximo estabelecido para o gerador hidrelétrico ou termelétrico, respectivamente.

3.4.5 Restrição de Transmissão

Os limites máximos nas capacidades das linhas de transmissão do sistema são descritos pelas restrições apresentadas em (3.13):

$$|p_{k,m,t}| \leq P_{k,m}^{\text{máximo}} \quad k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T \quad (3.13)$$

Estas restrições são desmembradas nas restrições (3.14) e (3.15):

$$p_{k,m,t} + P_{k,m}^{\text{máximo}} \geq 0 \quad k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T \quad (3.14)$$

$$p_{k,m,t} - P_{k,m}^{\text{máximo}} \leq 0 \quad k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T, \quad (3.15)$$

A restrição (3.13) determina que o valor absoluto do fluxo ativo de potência nas linhas de transmissão, que flui da barra/região k para barra/região adjacente m , no tempo t , deve ser igual ou inferior ao limite máximo da capacidade de transmissão da linha, dada por $P_{k,m}^{\text{máximo}}$. Como o fluxo ativo de potência na linha de transmissão pode ser bidirecional, isto é tanto fluindo a partir da barra/região k para barra/região m como o contrário, emprega-se o operador matemático “módulo” com o intuito de representar esse fenômeno físico. No entanto, as restrições (3.14) e (3.15) representam a situação na qual a bidirecionalidade do fluxo de potência foi matematicamente representado de outra maneira.

O cálculo do fluxo ativo de potência nas linhas de transmissão $p_{k,m,t}$ é constituído do fluxo ativo de potência linearizado acrescido das perdas ôhmicas quadráticas nas linhas de transmissão, e é apresentado em (3.16).

$$p_{k,m,t} = \frac{(\theta_{k,t} - \theta_{m,t})}{X_{km}} + \frac{G_{km}(\theta_{k,t} - \theta_{m,t})^2}{2}, \quad k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T \quad (3.16)$$

As simplificações adotadas para o cálculo do fluxo ativo de potência (3.16) podem ser melhor visualizadas através da breve demonstração a seguir, que considera os fluxos de potência ativa entre as barras m e k na sua forma não linear original, dados por (3.17) e (3.18), conforme mostrado em (Monticelli, 1983):

$$p_{km} = v_k^2 G_{km} - v_k v_m G_{km} \cos \theta_{km} - v_k v_m B_{km} \sin \theta_{km} \quad (3.17)$$

$$p_{mk} = v_m^2 G_{km} - v_k v_m G_{km} \cos \theta_{km} + v_k v_m B_{km} \sin \theta_{km}, \quad (3.18)$$

em que:

v_k : tensão elétrica na barra k ;

p_{km} : fluxo ativo de potência fluindo da barra k para a barra m ;

p_{mk} : fluxo ativo de potência fluindo da barra m para a barra k ;

B_{km} : susceptância elétrica da linha de transmissão que interliga a barra/região k a barra/região m ;

Desse modo, as perdas de potência ativa são calculadas através da soma de (3.17) e (3.18) e apresentadas em (3.19):

$$perdas_{km} = p_{km} + p_{mk} = G_{km} (v_k^2 + v_m^2 - 2v_k v_m \cos \theta_{km}). \quad (3.19)$$

em que:

$perdas_{km}$: perdas de potência ativa no ramo km ;

θ_{km} : diferença angular entre a barra k e a barra m ;

A partir de (3.19) e com o auxílio de algumas manipulações algébricas, com a lei dos senos, a lei dos cossenos e sabendo que para diferenças angulares muito pequenas pode-se adotar a aproximação $\sin \theta_{km} \cong \theta_{km}$, obtém-se a perda de potência ativa nas linhas de transmissão, que aqui é denominada de perdas quadráticas ôhmicas (3.20):

$$perdas_{km} = G_{km} (\theta_k - \theta_m)^2, \quad (3.20)$$

em que:

θ_k : ângulo da barra k ;

E finalmente, dividindo-se as perdas quadráticas ôhmicas entre cada barra da linha de transmissão, tem-se a perda quadrática ôhmica por barra em (3.21), que é equivalente a segunda parcela da equação (3.16):

$$perdas = \frac{G_{km} (\theta_k - \theta_m)^2}{2}. \quad (3.21)$$

Agora, para o cálculo dos fluxos linearizados de potência nas linhas de transmissão, procede-se desprezando-se as perdas ($perdas_{km} = 0$) em (3.19), obtendo a relação mostrada em (3.22).

$$p_{km} = -p_{mk}. \quad (3.22)$$

Fazendo $G_{km} = 0$ em (3.17) ou (3.18) e utilizando (3.22), obtém-se (3.23).

$$p_{km} = -p_{mk} = -v_k v_m B_{km} \sin \theta_{km}. \quad (3.23)$$

Dessa maneira, utilizando-se (3.23), $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$ e as aproximações $v_k \cong v_m = 1pu$, $\sin \theta_{km} \cong \theta_{km}$, $B_{km} \cong \frac{-1}{X_{km}}$ tem-se (3.24), que é a expressão relativa ao cálculo do fluxo linearizado equivalente a primeira parcela da equação (3.16).

$$p_{km} = \frac{(\theta_k - \theta_m)}{X_{km}}. \quad (3.24)$$

As aproximações realizadas justificam-se pelo fato de que para sistemas em alta tensão, as tensões presentes no sistema estão sempre em torno de $1pu$ e as diferenças angulares são sempre muito próximas de zero radiano. Além disso, os valores de resistência elétrica das linhas de transmissão são muito menores do que os valores de reatância elétrica tanto maior quanto for o nível de tensão, o que também contribui para a linearização do fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão se tornar uma boa aproximação.

É importante salientar que em relação às perdas ôhmicas nas linhas de transmissão vários trabalhos, entre eles destaca-se (Arroyo, Conejo, Galiana, & Motto, 2002) modelam estas perdas através de linearizações por partes, o que resulta em um nível de simplificação ainda maior do que a modelagem quadrática da função apresentada em (3.21). Assim, apesar das simplificações adotadas para a representação do sistema de transmissão nesse trabalho, os fluxos de potência obtidos podem ser considerados representativos no que diz respeito à natureza das perdas ôhmicas nas linhas de transmissão do sistema e dos congestionamentos.

Sob o ponto de vista operacional do sistema elétrico, a incorporação da restrição (3.13) ao modelo LMSHRT permite representar melhor o comportamento da rede de transmissão de forma mais próxima a um sistema elétrico real, no qual espera-se que o tratamento e monitoramento dos limites dessas linhas de transmissão sejam feitos. Espera-se ainda que os preços de equilíbrio de mercados sejam especificados para cada um dos sub-mercados/barras/regiões adotados. Da teoria de otimização, presume-se que no momento em que alguma das restrições de limite de intercâmbio entre duas áreas quaisquer estiver no limite, os preços de equilíbrio de mercado entre as respectivas áreas tornem-se diferentes. Há também a expectativa, ainda que, em não havendo restrições de intercâmbio no limite, os preços dos sub-mercados/barras/regiões estejam muito próximos.

A representação dos sub-mercados/barras/regiões de energia é um aspecto relevante para o ambiente de mercados de energia, já que para um país de dimensões continentais como o Brasil, as características hidrológicas podem variar bastante de região para região, o que pode influenciar os preços, tornando-os regionais, como se espera. A definição de quais sub-mercados/barras/regiões devem ser adotados também é uma questão importante e que tem sido estudada para o modelo atualmente utilizado pelo setor (Granville, et al., 2003).

Cabe uma última consideração em relação a interpretação da relação expressa na restrição de atendimento de demanda (3.6), apresentada na seção 3.4.1 em relação a restrição de transmissão (3.13) apresentada nesta seção.

Na restrição de atendimento de demanda (3.6), a sua parcela $\left(\sum_{m \in \Omega_k} p_{k,m,t} \right)$, considerada todas as conexões que a barra/região k estabelece com uma barra/região m , adjacente a k . Isto é denotado por um somatório sobre o conjunto $m \in \Omega_k$, já que m pertence ao conjunto de todas as barras/regiões eletricamente conectadas à barra/região k e não representa necessariamente uma única conexão, linha ou ramo de transmissão.

Já no caso da restrição de limite de transmissão (3.13), devido a não incorporação do somatório, é considerado somente o fluxo relativo a linha de transmissão que interliga a barra/região k a uma única barra/região m , e não a um somatório de conexões cujo índice de incremento se dá através do conjunto $m \in \Omega_k$.

Logo, para o caso da restrição de transmissão (3.13), o fluxo ativo de potência diz respeito a um único ramo ou linha de transmissão e não a todas as conexões que a referida barra/região k estabelece com as demais barras/regiões m .

Abordados todos os aspectos relativos a modelagem do LMSHRT, no Capítulo 4 será apresentada a metodologia de solução do LMSHRT, seu equacionamento analítico e um algoritmo simplificado.

Capítulo 4

Metodologia de Solução

No presente capítulo, será apresentada a técnica de solução do modelo do Leilão Multiperíodo para Sistemas Hidrotérmicos com Representação da Transmissão (LMSHRT), bem como todo seu equacionamento analítico e um algoritmo simplificado.

4.1 Metodologia Adotada

Para a solução do modelo de Leilão Multiperíodo para Sistemas Hidrotérmicos com Representação da Transmissão (LMSHRT) utiliza-se o método de pontos interiores primal-dual barreira logarítmica (MPDBL) (Wright, 1997). Este método tem se mostrado muito eficiente para a solução de problemas de Pré-Despacho similares cujos modelos são similares ao proposto neste trabalho. Basicamente, este método busca determinar a solução do problema, através de uma sequência de pontos interiores ao conjunto de restrições deste, que minimize a função objetivo proposta no modelo.

Mostra-se em (Vergílio, 2011) e (Luciano, 2010) que essa técnica de solução é robusta e tem sido capaz de resolver problemas de pré-despacho e *unit commitment* para situações que envolvem variações em vários parâmetros, tais como: metas energéticas, padrões de demanda, volume de contratos bilaterais, parâmetros das funções objetivos, entre outros.

4.2 Modelo de Leilão Multiperíodo para Sistemas Hidrotérmicos com Representação da Transmissão

O modelo LMSHRT proposto no Capítulo 3 e reescrito em (4.1), busca minimizar os custos dos lances das usinas termelétricas e hidrelétricas, sujeito as restrições de atendimento da demanda horária para cada barra, atendimento das metas energéticas diárias a serem cumpridas pelos geradores hidrelétricos, restrições de limites de geração diária das usinas termelétrica e hidrelétricas, limites mínimos diários de geração para os geradores envolvidos no mercado bilateral pré-estabelecidos, limites mínimos e máximos diários de geração de potência ativa para os geradores termelétricos e hidrelétricos, e limites de transmissão para as linhas do sistema.

$$\begin{aligned}
& \text{Minimizar} \quad \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i \in H} oh_i(ph_{i,t}) + \sum_{j \in \Gamma} ot_j(pt_{j,t}) \right] \\
& \text{sujeito a:} \\
& \sum_{j \in \Gamma_k} pt_{j,t} + \sum_{i \in H_k} ph_{i,t} - \sum_{m \in \Omega_k} p_{k,m,t} = D_{k,t}, \quad t = 1 \dots T; k = 1 \dots Nb \\
& \sum_{t=1}^T ph_{i,t} = M_i, \quad i \in H \quad (4.1) \\
& pt_{j,t} \geq Bt_{j,t}, \quad j \in \Gamma; t = 1 \dots T \\
& ph_{i,t} \geq Bh_{i,t}, \quad i \in H; t = 1 \dots T \\
& Pt_j^{\text{minimo}} \leq pt_{j,t} \leq Pt_j^{\text{maximo}}, \quad j \in \Gamma, t = 1 \dots T \\
& Ph_i^{\text{minimo}} \leq ph_{i,t} \leq Ph_i^{\text{maximo}}, \quad i \in H; t = 1 \dots T \\
& |p_{k,m,t}| \leq P_{k,m}^{\text{maximo}}, \quad k = 1 \dots Nb; m \in \Omega_k; t = 1 \dots T
\end{aligned}$$

em que:

k : índice das regiões do sistema;

i : índice das usinas hidrelétricas do sistema;

j : índice das usinas termelétricas do sistema;

t : índice dos intervalos de tempo;

Nb : número de regiões do sistema;

T : número de intervalos de tempo;

H : conjunto de todas as usinas hidrelétricas do sistema;

Γ : conjunto de todas as usinas termelétricas do sistema;

H_k : conjunto de todas as usinas hidrelétricas da barra/região k do sistema;

Γ_k : conjunto de todas as usinas termelétricas da barra/região k do sistema;

Ω_k : conjunto de todas as regiões eletricamente conectadas à barra/região k ;

Ω_g : conjunto das barras de geração (conectadas a usinas de geração) do sistema;

$ot_{j,t}(pt_{j,t})$: custo da oferta da usina termelétrica j , no instante de tempo t , em [\\$] ;

$oh_{i,t}(ph_{i,t})$: custo da oferta da usina hidroelétrica i , no instante de tempo t , em [\\$] ;

$D_{k,t}$: demanda total da barra/região k , no intervalo de tempo t , em [MW] ;

$Bh_{i,t}$: montante dos contratos bilaterais firmados pela usina hidrelétrica i , no intervalo de tempo t , em $[MW]$;

$Bt_{j,t}$: montante dos contratos bilaterais firmados pela usina termelétrica j , no intervalo de tempo t , em $[MW]$;

M_i : meta energética para a usina i em $[MW]$;

Ph_i^{minimo} : limite mínimo de geração da usina hidroelétrica i em $[MW]$;

Ph_i^{maximo} : limite máximo de geração da usina hidroelétrica i em $[MW]$;

Pt_j^{minimo} : limite mínimo de geração da usina termelétrica j em $[MW]$;

Pt_j^{maximo} : limite máximo de geração da usina termelétrica j em $[MW]$;

$ph_{i,t}$: potência ativa gerada na usina hidrelétrica i , no intervalo de tempo t , em $[MW]$;

$pt_{j,t}$: potência ativa gerada na usina termelétrica j , no intervalo de tempo t , em $[MW]$;

$p_{k,m,t}$: fluxo de potência ativa simplificado, fluindo da barra/região k para barra/região adjacente m , no intervalo de tempo t , em $[MW]$;

$P_{k,m}^{\text{maximo}}$: limite máximo de transmissão da linha de interligação da barra/região k para barra/região adjacente m em $[MW]$;

Para a aplicação do MPDBL ao problema, determina-se o problema equivalente à (4.1) de acordo com (4.2):

$$\begin{aligned}
& \text{Minimizar} \quad \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i \in H} oh_i(ph_{i,t}) + \sum_{j \in \Gamma} ot_j(pt_{j,t}) \right] \\
& \text{sujeito a:} \\
& \sum_{j \in \Gamma_k} pt_{j,t} + \sum_{i \in H_k} ph_{i,t} - \sum_{m \in \Omega_k} p_{k,m,t} - D_{k,t} = 0, \quad t = 1, \dots, T; k = 1, \dots, Nb \\
& \sum_{t=1}^T ph_{i,t} - M_i = 0, \quad i \in H \\
& pt_{j,t} - Bt_{j,t} \geq 0, \quad j \in \Gamma; t = 1, \dots, T \\
& ph_{i,t} - Bh_{i,t} \geq 0, \quad i \in H; t = 1, \dots, T \\
& pt_{j,t} - Pt_j^{\text{minimo}} \geq 0, \quad j \in \Gamma; t = 1, \dots, T \\
& pt_{j,t} - Pt_j^{\text{maximo}} \leq 0, \quad j \in \Gamma; t = 1, \dots, T \\
& ph_{i,t} - Ph_i^{\text{minimo}} \geq 0, \quad i \in H; t = 1, \dots, T \\
& ph_{i,t} - Ph_i^{\text{maximo}} \leq 0, \quad i \in H; t = 1, \dots, T \\
& p_{k,m,t} + P_{km}^{\text{maximo}} \geq 0, \quad k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T \\
& p_{k,m,t} - P_{km}^{\text{maximo}} \leq 0, \quad k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T
\end{aligned} \tag{4.2}$$

Com o intuito de simplificar o conjunto de restrições do problema (4.2), faz-se uma mudança de variáveis, no qual é adotado o valor máximo entre o mínimo valor de injeção de potência elétrica e o valor referente ao montante de energia elétrica horária requerido através de contratos bilaterais da respectiva usina geradora (4.3). Desta forma, tem-se:

$$\begin{aligned}
Pt_{j,t}^{\text{MINIMO}} &= \max(Pt_j^{\text{minimo}}; Bt_{j,t}) \\
Ph_{i,t}^{\text{MINIMO}} &= \max(Ph_i^{\text{minimo}}; Bh_{i,t})
\end{aligned} \tag{4.3}$$

Reescrevendo o conjunto de restrições do problema (4.2) com a simplificação (4.3), tem-se (4.4):

$$\begin{aligned}
& \text{Minimizar} \quad \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i \in H} oh_i(ph_{i,t}) + \sum_{j \in \Gamma} ot_j(pt_{j,t}) \right] \\
& \text{sujeito a:} \\
& \sum_{j \in \Gamma_k} pt_{j,t} + \sum_{i \in H_k} ph_{i,t} - \sum_{m \in \Omega_k} p_{k,m,t} - D_{k,t} = 0, \quad t = 1, \dots, T; k = 1, \dots, Nb \\
& \sum_{t=1}^T ph_{i,t} - M_i = 0, \quad i \in H \\
& pt_{j,t} - Pt_{j,t}^{\text{MINIMO}} \geq 0, \quad j \in \Gamma; t = 1, \dots, T \\
& pt_{j,t} - Pt_j^{\text{maximo}} \leq 0, \quad j \in \Gamma; t = 1, \dots, T \\
& ph_{i,t} - Ph_{i,t}^{\text{MINIMO}} \geq 0, \quad i \in H; t = 1, \dots, T \\
& ph_{i,t} - Ph_i^{\text{maximo}} \leq 0, \quad i \in H; t = 1, \dots, T \\
& p_{k,m,t} + P_{km}^{\text{maximo}} \geq 0, \quad k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T \\
& p_{k,m,t} - P_{km}^{\text{maximo}} \leq 0, \quad k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T
\end{aligned} \tag{4.4}$$

Para fins de simplificação, emprega-se a notação $f(\mathbf{x})$ para representar a função objetivo do problema (4.4) de acordo com (4.5):

$$f(\mathbf{x}) = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i \in H} oh_i(ph_{i,t}) + \sum_{j \in \Gamma} ot_j(pt_{j,t}) \right], \quad (4.5)$$

em que:

$$\mathbf{x} = [\mathbf{p}^T \quad \boldsymbol{\theta}^T]^T;$$

$$\mathbf{p} = [\mathbf{pt}^T \quad \mathbf{ph}^T]^T;$$

$$\mathbf{pt} = [pt_{1,1}, \dots, pt_{1,T}, pt_{2,1}, \dots, pt_{2,T}, \dots, pt_{Nt,1}, \dots, pt_{Nt,T}]^T;$$

$$\mathbf{ph} = [ph_{1,1}, \dots, ph_{1,T}, ph_{2,1}, \dots, ph_{2,T}, \dots, ph_{Nh,1}, \dots, ph_{Nh,T}]^T;$$

$$\boldsymbol{\theta} = [\theta_{1,1}, \dots, \theta_{1,T}, \theta_{2,1}, \dots, \theta_{2,T}, \dots, \theta_{Nb,1}, \dots, \theta_{Nb,T}]^T;$$

Nt : número de usinas termelétricas do sistema;

Nh : número de usinas hidrelétricas do sistema.

Com o mesmo intuito, adota-se o vetor $\mathbf{g}$ para representar as restrições de igualdade e o vetor $\mathbf{h}$ para representar as restrições de desigualdade do problema (4.2). De acordo com (4.6) utilizam-se os vetores $\mathbf{g1}$, $\mathbf{g2}$, $\mathbf{h2}$, $\mathbf{h3}$, $\mathbf{h4}$, $\mathbf{h5}$, $\mathbf{h6}$, $\mathbf{h7}$ para representar as funções associadas ao problema (4.4):

$$\begin{aligned} g1_{k,t} &= \sum_{j \in \Gamma_k} pt_{j,t} + \sum_{i \in H_k} ph_{i,t} - \sum_{m \in \Omega_k} p_{k,m,t} - D_{k,t}, & t = 1, \dots, T; k = 1, \dots, Nb \\ g2_i &= \sum_{t=1}^T ph_{i,t} - M_i, & i \in H \\ h2_{j,t} &= pt_{j,t} - P_{j,t}^{MINIMO}, & j \in \Gamma; t = 1, \dots, T \\ h3_{j,t} &= pt_{j,t} - P_{j,t}^{maximo}, & j \in \Gamma; t = 1, \dots, T \\ h4_{i,t} &= ph_{i,t} - P_{i,t}^{MINIMO}, & i \in H; t = 1, \dots, T \\ h5_{i,t} &= ph_{i,t} - P_{i,t}^{maximo}, & i \in H; t = 1, \dots, T \\ h6_{k,m,t} &= p_{k,m,t} + P_{km}^{maximo}, & k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T \\ h7_{k,m,t} &= p_{k,m,t} - P_{km}^{maximo}, & k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T \end{aligned} \quad (4.6)$$

A partir de (4.5) e (4.6) apresenta-se o problema (4.4) com uma notação simplificada de acordo com (4.7):

$$\begin{aligned}
& \text{Minimizar} && f(\mathbf{x}) \\
& \text{sujeito a:} && \\
& && g1_{k,t} = 0, \quad t = 1, \dots, T; k = 1, \dots, Nb \\
& && g2_i = 0, \quad i \in H \\
& && h2_{j,t} \geq 0, \quad j \in \Gamma; t = 1, \dots, T \\
& && h3_{j,t} \leq 0, \quad j \in \Gamma; t = 1, \dots, T \\
& && h4_{i,t} \geq 0, \quad i \in H; t = 1, \dots, T \\
& && h5_{i,t} \leq 0, \quad i \in H; t = 1, \dots, T \\
& && h6_{k,m,t} \geq 0, \quad k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T \\
& && h7_{k,m,t} \leq 0, \quad k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T
\end{aligned} \tag{4.7}$$

A seguir, são inseridas variáveis de folga positivas, em (4.7), conforme mostrado em (4.8), a fim de transformar as restrições de desigualdade em restrições de igualdade equivalentes:

$$\begin{aligned}
& \text{Minimizar} && f(\mathbf{x}) \\
& \text{sujeito a:} && \\
& && g1_{k,t} = 0, \quad t = 1, \dots, T; k = 1, \dots, Nb \\
& && g2_i = 0, \quad i \in H \\
& && h2_{j,t} - st1_{j,t} = 0, \quad j \in \Gamma; t = 1, \dots, T \\
& && h3_{j,t} + st2_{j,t} = 0, \quad j \in \Gamma; t = 1, \dots, T, \\
& && h4_{i,t} - sh1_{i,t} = 0, \quad i \in H; t = 1, \dots, T \\
& && h5_{i,t} + sh2_{i,t} = 0, \quad i \in H; t = 1, \dots, T \\
& && h6_{k,m,t} - sl1_{k,m,t} = 0, \quad k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T \\
& && h7_{k,m,t} + sl2_{k,m,t} = 0, \quad k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T \\
& && \mathbf{st1}, \mathbf{st2}, \mathbf{sh1}, \mathbf{sh2}, \mathbf{sl1}, \mathbf{sl2} \geq 0
\end{aligned} \tag{4.8}$$

em que: $\mathbf{st1}, \mathbf{st2}, \mathbf{sh1}, \mathbf{sh2}, \mathbf{sl1}, \mathbf{sl2}$ são os vetores das variáveis de folga.

As desigualdades nas variáveis de folga de (4.8), são introduzidas na função objetivo através da função barreira logarítmica, como mostrado em (4.9):

$$\text{Minimizar} \quad \begin{cases} f(\mathbf{x}) - \mu \sum_{j \in \Gamma} \sum_{t=1}^T \ln(st1_{j,t}) + \\ -\mu \sum_{j \in \Gamma} \sum_{t=1}^T \ln(st2_{j,t}) - \mu \sum_{i \in H} \sum_{t=1}^T \ln(sh1_{i,t}) \\ -\mu \sum_{i \in H} \sum_{t=1}^T \ln(sh2_{i,t}) - \mu \sum_{k=1}^{Nb} \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t=1}^T \ln(sl1_{k,m,t}) + \\ -\mu \sum_{k=1}^{Nb} \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t=1}^T \ln(sl2_{k,m,t}) \end{cases}$$

sujeito a :

$$\begin{aligned} g1_{k,t} &= 0, & t &= 1, \dots, T; k = 1, \dots, Nb \\ g2_i &= 0, & i &\in H \\ h2_{j,t} - st1_{j,t} &= 0, & j &\in \Gamma; t = 1, \dots, T \\ h3_{j,t} + st2_{j,t} &= 0, & j &\in \Gamma; t = 1, \dots, T \\ h4_{i,t} - sh1_{i,t} &= 0, & i &\in H; t = 1, \dots, T \\ h5_{i,t} + sh2_{i,t} &= 0, & i &\in H; t = 1, \dots, T \\ h6_{k,m,t} - sl1_{k,m,t} &= 0, & k &= 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T \\ h7_{k,m,t} + sl2_{k,m,t} &= 0, & k &= 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T \end{aligned} \quad (4.9)$$

em que μ é o parâmetro de barreira, sendo $\mu > 0$.

São associados multiplicadores de Lagrange às restrições de (4.9) e constrói-se a função Lagrangiana associada ao problema (4.9), a qual é dada de acordo com (4.10):

$$\begin{aligned} L(\mathbf{x}, \mathbf{st1}, \mathbf{st2}, \mathbf{sh1}, \mathbf{sh2}, \mathbf{sl1}, \mathbf{sl2}, \lambda \mathbf{1}, \lambda \mathbf{2}, \pi \mathbf{t1}, \pi \mathbf{t2}, \pi \mathbf{h1}, \pi \mathbf{h2}, \pi \mathbf{l1}, \pi \mathbf{l2}) &= f(\mathbf{x}) + \\ -\mu \sum_{j \in \Gamma} \sum_{t=1}^T \ln(st1_{j,t}) - \mu \sum_{j \in \Gamma} \sum_{t=1}^T \ln(st2_{j,t}) - \mu \sum_{i \in H} \sum_{t=1}^T \ln(sh1_{i,t}) - \mu \sum_{i \in H} \sum_{t=1}^T \ln(sh2_{i,t}) + \\ -\mu \sum_{k=1}^{Nb} \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t=1}^T \ln(sl1_{k,m,t}) - \mu \sum_{k=1}^{Nb} \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t=1}^T \ln(sl2_{k,m,t}) + \sum_{k=1}^{Nb} \sum_{t=1}^T \lambda 1_{k,t} g1_{k,t} + \sum_{i \in H} \sum_{t=1}^T \lambda 2_i g2_i + \\ + \sum_{j \in \Gamma} \sum_{t=1}^T \pi t1_{j,t} (h2_{j,t} - st1_{j,t}) + \sum_{j \in \Gamma} \sum_{t=1}^T \pi t2_{j,t} (h3_{j,t} + st2_{j,t}) + \sum_{i \in H} \sum_{t=1}^T \pi h1_{i,t} (h4_{i,t} - sh1_{i,t}) + \\ + \sum_{i \in H} \sum_{t=1}^T \pi h2_{i,t} (h5_{i,t} + sh2_{i,t}) + \sum_{k=1}^{Nb} \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t=1}^T \pi l1_{k,m,t} (h6_{k,m,t} - sl1_{k,m,t}) + \\ + \sum_{k=1}^{Nb} \sum_{m \in \Omega_k} \sum_{t=1}^T \pi l2_{k,m,t} (h7_{k,m,t} + sl2_{k,m,t}) \end{aligned} \quad (4.10)$$

em que:

$\lambda 1_{k,t}$: multiplicador de Lagrange associado à restrição de atendimento de demanda para

$k = 1 \dots Nb$, no intervalo t ;

$\lambda 2_i$: multiplicador de Lagrange associado à restrição de meta energética, para $i \in H$;

$\pi t1_{j,t}$: multiplicador de Lagrange associado à restrição de mínima potência térmica gerada, para $j \in \Gamma$, no intervalo t ;

$\pi t2_{j,t}$: multiplicador de Lagrange associado à restrição de máxima potência térmica gerada, para $j \in \Gamma$, no intervalo t ;

$\pi h1_{i,t}$: multiplicador de Lagrange associado à restrição de mínima potência hidrelétrica gerada, para $i \in H$, no intervalo t ;

$\pi h2_{i,t}$: multiplicador de Lagrange associado à restrição de máxima potência hidrelétrica gerada, para $i \in H$, no intervalo t ;

$\pi l1_{k,m,t}$: multiplicador de Lagrange associado à restrição do limite mínimo de transmissão do ramo de interligação entre a barra/região k e a barra/região adjacente m , no intervalo de tempo t ;

$\pi l2_{k,m,t}$: multiplicador de Lagrange associado à restrição do limite máximo de transmissão do ramo de interligação entre a barra/região k e a barra/região adjacente m , no intervalo de tempo t ;

As condições necessárias de primeira ordem associadas ao novo problema irrestrito cuja função objetivo é dada por problema (4.10), são apresentadas em (4.11).

$$\nabla L(\mathbf{x}, \lambda 1, \lambda 2, \pi t1, \pi t2, \pi h1, \pi h2, \pi l1, \pi l2, st1, st2, sh1, sh2, sl1, sl2) = 0 \quad (4.11)$$

em que:

$$\nabla L = \left[\frac{\partial L}{\partial \mathbf{x}} \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda 1} \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda 2} \quad \frac{\partial L}{\partial \pi t1} \quad \frac{\partial L}{\partial \pi t2} \quad \frac{\partial L}{\partial \pi h1} \quad \frac{\partial L}{\partial \pi h2} \quad \frac{\partial L}{\partial \pi l1} \quad \frac{\partial L}{\partial \pi l2} \quad \frac{\partial L}{\partial st1} \quad \frac{\partial L}{\partial st2} \quad \frac{\partial L}{\partial sh1} \quad \frac{\partial L}{\partial sh2} \quad \frac{\partial L}{\partial sl1} \quad \frac{\partial L}{\partial sl2} \right]^T.$$

é denominado de vetor gradiente da função lagrangeana (4.10) em relação as variáveis $(\mathbf{x}, \lambda 1, \pi t1, \pi t2, \pi h1, \pi h2, \pi l1, \pi l2, st1, st2, sh1, sh2, sl1, sl2)$.

A igualdade (4.11) pode ser reescrita através das equações (4.12).

$$\begin{aligned}
& \nabla f + \nabla \mathbf{g}^T \boldsymbol{\lambda} + \nabla \mathbf{g}^T \boldsymbol{\lambda} + \nabla \mathbf{h}^T \boldsymbol{\pi} + \nabla \mathbf{h}^T \boldsymbol{\pi} + \nabla \mathbf{h}^T \boldsymbol{\pi} + \\
& + \nabla \mathbf{h}^T \boldsymbol{\pi} + \nabla \mathbf{h}^T \boldsymbol{\pi} + \nabla \mathbf{h}^T \boldsymbol{\pi} + \nabla \mathbf{h}^T \boldsymbol{\pi} = \mathbf{0} \quad (\text{a}) \\
& \mathbf{g}^T = \mathbf{0} \quad (\text{b}) \\
& \mathbf{g}^T = \mathbf{0} \quad (\text{c}) \\
& \mathbf{h} - \mathbf{s}^T = \mathbf{0} \quad (\text{d}) \\
& \mathbf{h} + \mathbf{s}^T = \mathbf{0} \quad (\text{e}) \\
& \mathbf{h} - \mathbf{s}^T = \mathbf{0} \quad (\text{f}) \\
& \mathbf{h} + \mathbf{s}^T = \mathbf{0} \quad (\text{g}) \\
& \mathbf{h} - \mathbf{s}^T = \mathbf{0} \quad (\text{h}) \\
& \mathbf{h} + \mathbf{s}^T = \mathbf{0} \quad (\text{i}) \\
& -\frac{\mu}{st_{j,t}} - \pi t_{j,t} = 0, \quad j \in \Gamma; \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{j}) \\
& -\frac{\mu}{st_{j,t}} + \pi t_{j,t} = 0, \quad j \in \Gamma; \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{l}) \\
& -\frac{\mu}{sh_{i,t}} - \pi h_{i,t} = 0, \quad i \in H; \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{m}) \\
& -\frac{\mu}{sh_{i,t}} + \pi h_{i,t} = 0, \quad i \in H; \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{n}) \\
& -\frac{\mu}{sl_{k,m,t}} - \pi l_{k,m,t} = 0, \quad k = 1, \dots, Nb; \quad m \in \Omega_k; \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{o}) \\
& -\frac{\mu}{sl_{k,m,t}} + \pi l_{k,m,t} = 0, \quad k = 1, \dots, Nb; \quad m \in \Omega_k; \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{p})
\end{aligned} \tag{4.12}$$

em que:

$$(\mathbf{s}^T, \mathbf{s}^T, \mathbf{s}^T, \mathbf{s}^T, \mathbf{s}^T, \mathbf{s}^T) > \mathbf{0}, \quad (\boldsymbol{\pi}^T, \boldsymbol{\pi}^T, \boldsymbol{\pi}^T) \geq \mathbf{0}, \quad (\boldsymbol{\pi}^T, \boldsymbol{\pi}^T, \boldsymbol{\pi}^T) \leq \mathbf{0}.$$

Multiplicando as equações (j), (l), (m), (n), (o) e (p) de (4.12) por $-st_{j,t}$, $-st_{j,t}$, $-sh_{i,t}$, $-sh_{i,t}$, $-sl_{k,m,t}$ e $-sl_{k,m,t}$, respectivamente, tem-se (4.13):

$$\begin{aligned}
& \nabla f + \nabla \mathbf{g}^T \lambda_1 + \nabla \mathbf{g}^T \lambda_2 + \nabla \mathbf{h}^T \pi_1 + \nabla \mathbf{h}^T \pi_2 + \\
& + \nabla \mathbf{h}^T \pi_1 + \nabla \mathbf{h}^T \pi_2 + \nabla \mathbf{h}^T \pi_1 + \nabla \mathbf{h}^T \pi_2 = \mathbf{0} \quad (\text{a}) \\
& \mathbf{g}_1 = \mathbf{0} \quad (\text{b}) \\
& \mathbf{g}_2 = \mathbf{0} \quad (\text{c}) \\
& \mathbf{h}_2 - \mathbf{s} \mathbf{t}_1 = \mathbf{0} \quad (\text{d}) \\
& \mathbf{h}_3 + \mathbf{s} \mathbf{t}_2 = \mathbf{0} \quad (\text{e}) \\
& \mathbf{h}_4 - \mathbf{s} \mathbf{h}_1 = \mathbf{0} \quad (\text{f}) \\
& \mathbf{h}_5 + \mathbf{s} \mathbf{h}_2 = \mathbf{0} \quad (\text{g}) \\
& \mathbf{h}_6 - \mathbf{s} \mathbf{l}_1 = \mathbf{0} \quad (\text{h}) \\
& \mathbf{h}_7 + \mathbf{s} \mathbf{l}_2 = \mathbf{0} \quad (\text{i}) \\
& \mu + \mathbf{s} \mathbf{t}_{j,t}^T \pi \mathbf{t}_{j,t} = 0, \quad j \in \Gamma; \quad t = 1 \dots T \quad (\text{j}) \\
& \mu - \mathbf{s} \mathbf{t}_{j,t}^T \pi \mathbf{t}_{j,t} = 0, \quad j \in \Gamma; \quad t = 1 \dots T \quad (\text{l}) \\
& \mu + \mathbf{s} \mathbf{h}_{i,t}^T \pi \mathbf{h}_{i,t} = 0, \quad i \in \mathbf{H}; \quad t = 1 \dots T \quad (\text{m}) \\
& \mu - \mathbf{s} \mathbf{h}_{i,t}^T \pi \mathbf{h}_{i,t} = 0, \quad i \in \mathbf{H}; \quad t = 1 \dots T \quad (\text{n}) \\
& \mu + \mathbf{s} \mathbf{l}_{k,m,t}^T \pi \mathbf{l}_{k,m,t} = 0, \quad k = 1, \dots, Nb; \quad m \in \Omega_k; \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{o}) \\
& \mu - \mathbf{s} \mathbf{l}_{k,m,t}^T \pi \mathbf{l}_{k,m,t} = 0, \quad k = 1, \dots, Nb; \quad m \in \Omega_k; \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{p})
\end{aligned}$$

(4.13)

Reescrevendo matricialmente (j), (l), (m), (n), (o) e (p) de (4.13) obtém-se (4.14):

$$\begin{aligned}
& \nabla f + \nabla \mathbf{g}^T \lambda_1 + \nabla \mathbf{g}^T \lambda_2 + \nabla \mathbf{h}^T \pi_1 + \nabla \mathbf{h}^T \pi_2 + \\
& + \nabla \mathbf{h}^T \pi_1 + \nabla \mathbf{h}^T \pi_2 + \nabla \mathbf{h}^T \pi_1 + \nabla \mathbf{h}^T \pi_2 = \mathbf{0} \quad (\text{a}) \\
& \mathbf{g}_1 = \mathbf{0} \quad (\text{b}) \\
& \mathbf{g}_2 = \mathbf{0} \quad (\text{c}) \\
& \mathbf{h}_2 - \mathbf{s} \mathbf{t}_1 = \mathbf{0} \quad (\text{d}) \\
& \mathbf{h}_3 + \mathbf{s} \mathbf{t}_2 = \mathbf{0} \quad (\text{e}) \\
& \mathbf{h}_4 - \mathbf{s} \mathbf{h}_1 = \mathbf{0} \quad (\text{f}) \\
& \mathbf{h}_5 + \mathbf{s} \mathbf{h}_2 = \mathbf{0} \quad (\text{g}) \\
& \mathbf{h}_6 - \mathbf{s} \mathbf{l}_1 = \mathbf{0} \quad (\text{h}) \\
& \mathbf{h}_7 + \mathbf{s} \mathbf{l}_2 = \mathbf{0} \quad (\text{i}) \\
& \mu \mathbf{e} + \mathbf{S} \mathbf{t}_1^T \pi \mathbf{t}_1 = \mathbf{0} \quad (\text{j}) \\
& \mu \mathbf{e} - \mathbf{S} \mathbf{t}_2^T \pi \mathbf{t}_2 = \mathbf{0} \quad (\text{l}) \\
& \mu \mathbf{e} + \mathbf{S} \mathbf{h}_1^T \pi \mathbf{h}_1 = \mathbf{0} \quad (\text{m}) \\
& \mu \mathbf{e} - \mathbf{S} \mathbf{h}_2^T \pi \mathbf{h}_2 = \mathbf{0} \quad (\text{n}) \\
& \mu \mathbf{e} + \mathbf{S} \mathbf{l}_1^T \pi \mathbf{l}_1 = \mathbf{0} \quad (\text{o}) \\
& \mu \mathbf{e} - \mathbf{S} \mathbf{l}_2^T \pi \mathbf{l}_2 = \mathbf{0} \quad (\text{p})
\end{aligned}$$

(4.14)

em que:

St1, **St2**, **Sh1**, **Sh2**, **Sl1** e **Sl2** são matrizes diagonais contendo os elementos $st1_{j,t}$, $st2_{j,t}$, $sh1_{i,t}$, $sh2_{i,t}$, $sl1_{k,m,t}$, $sl2_{k,m,t}$, de acordo com o conjunto de vetores (4.15), e **e** é um vetor unitário que possui as dimensões adequadas dependendo da expressão em que é utilizado:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{St1} &= \begin{bmatrix} st1_{1,1} & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & st1_{Nt,T} \end{bmatrix}_{T(Nt) \times T(Nt)}, \\
 \mathbf{St2} &= \begin{bmatrix} st2_{1,1} & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & st2_{Nt,T} \end{bmatrix}_{T(Nt) \times T(Nt)}, \\
 \mathbf{Sh1} &= \begin{bmatrix} sh1_{1,1} & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & sh1_{Nh,T} \end{bmatrix}_{T(Nh) \times T(Nh)}, \\
 \mathbf{Sh2} &= \begin{bmatrix} sh2_{1,1} & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & sh2_{Nh,T} \end{bmatrix}_{T(Nh) \times T(Nh)}, \\
 \mathbf{Sl1} &= \begin{bmatrix} sl1_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & sl1_{Nb} \end{bmatrix}_{T(Nr) \times T(Nr)}, \\
 \mathbf{Sl2} &= \begin{bmatrix} sl2_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & sl2_{Nb} \end{bmatrix}_{T(Nr) \times T(Nr)}, \\
 \mathbf{e} &= \begin{bmatrix} 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix},
 \end{aligned} \tag{4.15}$$

em que:

Nr : número total de ramos ou linhas de interligação do sistema.

Em (4.16) e (4.17) são apresentadas as matrizes diagonais que são submatrizes de **Sl1** e **Sl2** de (4.15).

$$sl1_k = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} sl1_{k,m_k^1,1} & & \\ & \ddots & \\ & & sl1_{k,m_k^1,T} \end{bmatrix} & \dots & 0 \\ \vdots & & \vdots \\ 0 & \dots & \begin{bmatrix} sl1_{k,m_k^{Nr_k},1} & & \\ & \ddots & \\ & & sl1_{k,m_k^{Nr_k},T} \end{bmatrix} \end{bmatrix}_{T(Nr_k) \times T(Nr_k)} \quad (4.16)$$

$$sl2_k = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} sl2_{k,m_k^1,1} & & \\ & \ddots & \\ & & sl2_{k,m_k^1,T} \end{bmatrix} & \dots & 0 \\ \vdots & & \vdots \\ 0 & \dots & \begin{bmatrix} sl2_{k,m_k^{Nr_k},1} & & \\ & \ddots & \\ & & sl2_{k,m_k^{Nr_k},T} \end{bmatrix} \end{bmatrix}_{T(Nr_k) \times T(Nr_k)} \quad (4.17)$$

em que:

Nr_k : número de ramos ou linhas de interligação que partem da barra/região k ;

m_k^n : n -ésima vizinha da barra/região k .

As expressões de (4.14) podem ser escritas de forma simplificada, como um sistema de equações não lineares conforme (4.18):

$$\mathbf{R}(\mathbf{x}, \lambda 1, \lambda 2, \pi t 1, \pi t 2, \pi h 1, \pi h 2, \pi l 1, \pi l 2, st 1, st 2, sh 1, sh 2, sl 1, sl 2) = \mathbf{0} \quad (4.18)$$

Para resolver o sistema não linear (4.18) utiliza-se o método de Newton de acordo com (4.19):

$$\mathbf{H} \mathbf{d} = -\mathbf{R} , \quad (4.19)$$

em que:

$\mathbf{H}$: é a matriz Hessiana da função Lagrangiana (4.10);

$\mathbf{d}$: é o vetor de direções do método de Newton;

$\mathbf{R}$: é o vetor gradiente de L que contém as derivadas parciais de primeira ordem da função Lagrangiana (4.10) de acordo com as expressões (4.14).

A matriz Hessiana **H** apresentada em (4.20):

$$\mathbf{H} = \begin{vmatrix} \nabla^2 f + U & \nabla \mathbf{g1}^T & \nabla \mathbf{g2}^T & \nabla \mathbf{h2}^T & \nabla \mathbf{h3}^T & \nabla \mathbf{h4}^T & \nabla \mathbf{h5}^T & \nabla \mathbf{h6}^T & \nabla \mathbf{h7}^T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \nabla \mathbf{g1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \nabla \mathbf{g2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \nabla \mathbf{h2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\mathbf{I} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \nabla \mathbf{h3} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{I} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \nabla \mathbf{h4} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\mathbf{I} & 0 & 0 & 0 \\ \nabla \mathbf{h5} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{I} & 0 & 0 \\ \nabla \mathbf{h6} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\mathbf{I} & 0 \\ \nabla \mathbf{h7} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{I} \\ 0 & 0 & 0 & \mathbf{St1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{\Pi t1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\mathbf{St2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\mathbf{\Pi t2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{Sh1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{\Pi h1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\mathbf{Sh2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\mathbf{\Pi h2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{Sl1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{\Pi l1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\mathbf{Sl2} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\mathbf{\Pi l2} \end{vmatrix} \quad (4.20)$$

em que:

$$U = \nabla^2 \mathbf{g1}^T \lambda 1 + \nabla^2 \mathbf{g2}^T \lambda 2 + \nabla^2 \mathbf{h2}^T \pi t 1 + \nabla^2 \mathbf{h3}^T \pi t 2 + \nabla^2 \mathbf{h4}^T \pi h 1 + \nabla^2 \mathbf{h5}^T \pi h 2 + \nabla^2 \mathbf{h6}^T \pi l 1 + \nabla^2 \mathbf{h7}^T \pi l 2 ;$$

$\mathbf{\Pi t1}$, $\mathbf{\Pi t2}$, $\mathbf{\Pi h1}$, $\mathbf{\Pi h2}$, $\mathbf{\Pi l1}$ e $\mathbf{\Pi l2}$: são matrizes diagonais contendo os elementos dos vetores

$\pi t 1_{j,t}$, $\pi t 2_{j,t}$, $\pi h 1_{i,t}$, $\pi h 2_{i,t}$, $\pi l 1_{k,m,t}$, $\pi l 2_{k,m,t}$, conforme explicitado em (4.21):

$$\begin{aligned}
\mathbf{\Pi t1} &= \begin{bmatrix} \pi t1_{1,1} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \pi t1_{Nt,T} \end{bmatrix}_{T(Nt) \times T(Nt)}, \\
\mathbf{\Pi t2} &= \begin{bmatrix} \pi t2_{1,1} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \pi t2_{Nt,T} \end{bmatrix}_{T(Nt) \times T(Nt)}, \\
\mathbf{\Pi h1} &= \begin{bmatrix} \pi h1_{1,1} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \pi h1_{Nh,T} \end{bmatrix}_{T(Nh) \times T(Nh)}, \\
\mathbf{\Pi h2} &= \begin{bmatrix} \pi h2_{1,1} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \pi h2_{Nh,T} \end{bmatrix}_{T(Nh) \times T(Nh)}, \\
\mathbf{\Pi l1} &= \begin{bmatrix} \pi l1_1 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \pi l1_{Nb} \end{bmatrix}_{T(Nr) \times T(Nr)}, \\
\mathbf{\Pi l2} &= \begin{bmatrix} \pi l2_1 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \pi l2_{Nb} \end{bmatrix}_{T(Nr) \times T(Nr)}.
\end{aligned} \tag{4.21}$$

Em (4.22) e (4.23) são apresentadas as matrizes diagonais que são submatrizes de $\mathbf{\Pi l1}$ e $\mathbf{\Pi l2}$ de (4.21).

$$\pi l1_k = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \pi l1_{k,m_k,1} & & \\ & \ddots & \\ & & \pi l1_{k,m_k,T} \end{bmatrix} & \dots & \mathbf{0} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{0} & \dots & \begin{bmatrix} \pi l1_{k,m_{Nr_k},1} & & \\ & \ddots & \\ & & \pi l1_{k,m_{Nr_k},T} \end{bmatrix} \end{bmatrix}_{T(Nr_k) \times T(Nr_k)} \tag{4.22}$$

$$\pi l2_k = \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \pi l2_{k,m_k,1} & & \\ & \ddots & \\ & & \pi l2_{k,m_k,T} \end{bmatrix} & \dots & \mathbf{0} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{0} & \dots & \begin{bmatrix} \pi l2_{k,m_{Nr_k},1} & & \\ & \ddots & \\ & & \pi l2_{k,m_{Nr_k},T} \end{bmatrix} \end{bmatrix}_{T(Nr_k) \times T(Nr_k)} \tag{4.23}$$

em que:

Nr_k : número de ramos ou linhas de interligação que partem da barra/região k ;

m_k^n : n -ésima vizinha da barra/região k .

O vetor **d** de direções do método de Newton é dado pela expressão (4.24):

$$\mathbf{d} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \lambda 1 \\ \Delta \lambda 2 \\ \Delta \pi t 1 \\ \Delta \pi t 2 \\ \Delta \pi h 1 \\ \Delta \pi h 2 \\ \Delta \pi l 1 \\ \Delta \pi l 2 \\ \Delta s t 1 \\ \Delta s t 2 \\ \Delta s h 1 \\ \Delta s h 2 \\ \Delta s l 1 \\ \Delta s l 2 \end{bmatrix}, \quad (4.24)$$

O vetor gradiente **R** das derivadas parciais de primeira ordem da função Lagrangiana (4.10) é dado pela expressão (4.25):

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} \mathbf{R}1 \\ \mathbf{R}2 \\ \mathbf{R}3 \\ \mathbf{R}4 \\ \mathbf{R}5 \\ \mathbf{R}6 \\ \mathbf{R}7 \\ \mathbf{R}8 \\ \mathbf{R}9 \\ \mathbf{R}10 \\ \mathbf{R}11 \\ \mathbf{R}12 \\ \mathbf{R}13 \\ \mathbf{R}14 \\ \mathbf{R}15 \end{bmatrix}, \quad (4.25)$$

A partir de (4.25) tem-se as derivadas parciais de acordo com (4.26):

$$\begin{aligned}
\mathbf{R1} &= \nabla f + \nabla \mathbf{g1}^T \lambda_1 + \nabla \mathbf{g2}^T \lambda_2 + \nabla \mathbf{h2}^T \pi t_1 + \nabla \mathbf{h3}^T \pi t_2 + \\
&\quad + \nabla \mathbf{h4}^T \pi h_1 + \nabla \mathbf{h5}^T \pi h_2 + \nabla \mathbf{h6}^T \pi l_1 + \nabla \mathbf{h7}^T \pi l_2 \\
\mathbf{R2} &= \mathbf{g1} \\
\mathbf{R3} &= \mathbf{g2} \\
\mathbf{R4} &= \mathbf{h2} - \mathbf{st1} \\
\mathbf{R5} &= \mathbf{h3} + \mathbf{st2} \\
\mathbf{R6} &= \mathbf{h4} - \mathbf{sh1} \\
\mathbf{R7} &= \mathbf{h5} + \mathbf{sh2} \\
\mathbf{R8} &= \mathbf{h6} - \mathbf{sl1} \\
\mathbf{R9} &= \mathbf{h7} + \mathbf{sl2} \\
\mathbf{R10} &= \mu \mathbf{e} + \mathbf{St1} \pi t_1 \\
\mathbf{R11} &= \mu \mathbf{e} - \mathbf{St2} \pi t_2 \\
\mathbf{R12} &= \mu \mathbf{e} + \mathbf{Sh1} \pi h_1 \\
\mathbf{R13} &= \mu \mathbf{e} - \mathbf{Sh2} \pi h_2 \\
\mathbf{R14} &= \mu \mathbf{e} + \mathbf{Sl1} \pi l_1 \\
\mathbf{R15} &= \mu \mathbf{e} - \mathbf{Sl2} \pi l_2
\end{aligned} \tag{4.26}$$

Reescrevendo (4.19) utilizando (4.20), (4.24) e (4.26), define-se o sistema de equações lineares (4.27):

$$\begin{aligned}
&(\nabla^2 f + U) \Delta \mathbf{x} + \nabla \mathbf{g1}^T \Delta \lambda_1 + \nabla \mathbf{g2}^T \Delta \lambda_2 \\
&+ \nabla \mathbf{h2}^T \Delta \pi t_1 + \nabla \mathbf{h3}^T \Delta \pi t_2 + \nabla \mathbf{h4}^T \Delta \pi h_1 \\
&+ \nabla \mathbf{h5}^T \Delta \pi h_2 + \nabla \mathbf{h6}^T \Delta \pi l_1 + \nabla \mathbf{h7}^T \Delta \pi l_2 = -\mathbf{R1} \quad (\text{A}) \\
&\nabla \mathbf{g1} \Delta \mathbf{x} = -\mathbf{R2} \quad (\text{B}) \\
&\nabla \mathbf{g2} \Delta \mathbf{x} = -\mathbf{R3} \quad (\text{C}) \\
&\nabla \mathbf{h2} \Delta \mathbf{x} - \Delta \mathbf{st1} = -\mathbf{R4} \quad (\text{D}) \\
&\nabla \mathbf{h3} \Delta \mathbf{x} + \Delta \mathbf{st2} = -\mathbf{R5} \quad (\text{E}) \\
&\nabla \mathbf{h4} \Delta \mathbf{x} - \Delta \mathbf{sh1} = -\mathbf{R6} \quad (\text{F}) \\
&\nabla \mathbf{h5} \Delta \mathbf{x} + \Delta \mathbf{sh2} = -\mathbf{R7} \quad (\text{G}) \\
&\nabla \mathbf{h6} \Delta \mathbf{x} - \Delta \mathbf{sl1} = -\mathbf{R8} \quad (\text{H}) \\
&\nabla \mathbf{h7} \Delta \mathbf{x} + \Delta \mathbf{sl2} = -\mathbf{R9} \quad (\text{I}) \\
&\mathbf{St1} \Delta \pi t_1 + \mathbf{It1} \Delta \mathbf{st1} = -\mathbf{R10} \quad (\text{J}) \\
&-\mathbf{St2} \Delta \pi t_2 - \mathbf{It2} \Delta \mathbf{st2} = -\mathbf{R11} \quad (\text{L}) \\
&\mathbf{Sh1} \Delta \pi h_1 + \mathbf{Ih1} \Delta \mathbf{sh1} = -\mathbf{R12} \quad (\text{M}) \\
&-\mathbf{Sh2} \Delta \pi h_2 - \mathbf{Ih2} \Delta \mathbf{sh2} = -\mathbf{R13} \quad (\text{N}) \\
&\mathbf{Sl1} \Delta \pi l_1 + \mathbf{Il1} \Delta \mathbf{sl1} = -\mathbf{R14} \quad (\text{O}) \\
&-\mathbf{Sl2} \Delta \pi l_2 - \mathbf{Il2} \Delta \mathbf{sl2} = -\mathbf{R15} \quad (\text{P})
\end{aligned} \tag{4.27}$$

Para determinar a solução de (4.27), inicialmente algumas variáveis são eliminadas de acordo com (Granville S., 1994). Desta forma, as equações (d), (e), (f), (g), (h) e (i), dadas em (4.14) são transcritas:

$$\begin{aligned}
\mathbf{h2} - \mathbf{st1} &= \mathbf{0} \\
\mathbf{h3} + \mathbf{st2} &= \mathbf{0} \\
\mathbf{h4} - \mathbf{sh1} &= \mathbf{0} \\
\mathbf{h5} + \mathbf{sh2} &= \mathbf{0} \\
\mathbf{h6} - \mathbf{sl1} &= \mathbf{0} \\
\mathbf{h7} + \mathbf{sl2} &= \mathbf{0}
\end{aligned} \tag{4.28}$$

E como definido em (4.26), isto equivale a:

$$\begin{aligned}
\mathbf{R4} &= \mathbf{0} \\
\mathbf{R5} &= \mathbf{0} \\
\mathbf{R6} &= \mathbf{0} \\
\mathbf{R7} &= \mathbf{0} \\
\mathbf{R8} &= \mathbf{0} \\
\mathbf{R9} &= \mathbf{0}
\end{aligned} \tag{4.29}$$

Assim a partir de (D), (E), (F), (G), (H) e (I) de (4.27) e de (4.28), pode-se escrever (4.30):

$$\begin{aligned}
\nabla \mathbf{h2} \Delta \mathbf{x} - \Delta \mathbf{st1} &= \mathbf{0} \quad (\text{D}) \\
\nabla \mathbf{h3} \Delta \mathbf{x} + \Delta \mathbf{st2} &= \mathbf{0} \quad (\text{E}) \\
\nabla \mathbf{h4} \Delta \mathbf{x} - \Delta \mathbf{sh1} &= \mathbf{0} \quad (\text{F}) \\
\nabla \mathbf{h5} \Delta \mathbf{x} + \Delta \mathbf{sh2} &= \mathbf{0} \quad (\text{G}) \\
\nabla \mathbf{h6} \Delta \mathbf{x} - \Delta \mathbf{sl1} &= \mathbf{0} \quad (\text{H}) \\
\nabla \mathbf{h7} \Delta \mathbf{x} + \Delta \mathbf{sl2} &= \mathbf{0} \quad (\text{I})
\end{aligned} \tag{4.30}$$

Isolando as vetores $\Delta \pi \mathbf{t1}$, $\Delta \pi \mathbf{t2}$, $\Delta \pi \mathbf{h1}$ e $\Delta \pi \mathbf{h2}$ nas expressões (J), (L), (M), (N), (O) e (P) de (4.27) respectivamente, tem-se (4.31):

$$\begin{aligned}
\Delta \pi \mathbf{t1} &= -\mathbf{St1}^{-1} \mathbf{It1} \Delta \mathbf{st1} - \mathbf{St1}^{-1} \mathbf{R10} \\
\Delta \pi \mathbf{t2} &= -\mathbf{St2}^{-1} \mathbf{It2} \Delta \mathbf{st2} + \mathbf{St2}^{-1} \mathbf{R11} \\
\Delta \pi \mathbf{h1} &= -\mathbf{Sh1}^{-1} \mathbf{Ih1} \Delta \mathbf{sh1} - \mathbf{Sh1}^{-1} \mathbf{R12} \\
\Delta \pi \mathbf{h2} &= -\mathbf{Sh2}^{-1} \mathbf{Ih2} \Delta \mathbf{sh2} + \mathbf{Sh2}^{-1} \mathbf{R13} \\
\Delta \pi \mathbf{l1} &= -\mathbf{Sl1}^{-1} \mathbf{Il1} \Delta \mathbf{sl1} - \mathbf{Sl1}^{-1} \mathbf{R14} \\
\Delta \pi \mathbf{l2} &= -\mathbf{Sl2}^{-1} \mathbf{Il2} \Delta \mathbf{sl2} + \mathbf{Sl2}^{-1} \mathbf{R15}
\end{aligned} \tag{4.31}$$

Definindo-se as matrizes em (4.32):

$$\begin{aligned}
\mathbf{SPt1} &= \mathbf{St1}^{-1} \mathbf{\Pi t1} \\
\mathbf{SPt2} &= \mathbf{St2}^{-1} \mathbf{\Pi t2} \\
\mathbf{SPh1} &= \mathbf{Sh1}^{-1} \mathbf{\Pi h1} \\
\mathbf{SPh2} &= \mathbf{Sh2}^{-1} \mathbf{\Pi h2} \\
\mathbf{SP11} &= \mathbf{Sl1}^{-1} \mathbf{\Pi11} \\
\mathbf{SP12} &= \mathbf{Sl2}^{-1} \mathbf{\Pi12}
\end{aligned} \tag{4.32}$$

pode-se escrever (4.31) de acordo com (4.33):

$$\begin{aligned}
\Delta \pi \mathbf{t1} &= -\mathbf{SPt1} \Delta \mathbf{st1} - \mathbf{St1}^{-1} \mathbf{R10} \\
\Delta \pi \mathbf{t2} &= -\mathbf{SPt2} \Delta \mathbf{st2} + \mathbf{St2}^{-1} \mathbf{R11} \\
\Delta \pi \mathbf{h1} &= -\mathbf{SPh1} \Delta \mathbf{sh1} - \mathbf{Sh1}^{-1} \mathbf{R12} \\
\Delta \pi \mathbf{h2} &= -\mathbf{SPh2} \Delta \mathbf{sh2} + \mathbf{Sh2}^{-1} \mathbf{R13} \\
\Delta \pi \mathbf{11} &= -\mathbf{SP11} \Delta \mathbf{sl1} - \mathbf{Sl1}^{-1} \mathbf{R14} \\
\Delta \pi \mathbf{12} &= -\mathbf{SP12} \Delta \mathbf{sl2} + \mathbf{Sl2}^{-1} \mathbf{R15}
\end{aligned} \tag{4.33}$$

Substituindo $\Delta \pi \mathbf{t1}$, $\Delta \pi \mathbf{t2}$, $\Delta \pi \mathbf{h1}$, $\Delta \pi \mathbf{h2}$, $\Delta \pi \mathbf{11}$ e $\Delta \pi \mathbf{12}$ de (4.33) na primeira equação de (4.27) obtém-se:

$$\begin{aligned}
&\left[\nabla^2 f + U \right] \Delta \mathbf{x} + \nabla \mathbf{g1}^T \Delta \lambda \mathbf{1} + \nabla \mathbf{g2}^T \Delta \lambda \mathbf{2} - \nabla \mathbf{h2}^T \mathbf{SPt1} \Delta \mathbf{st1} - \nabla \mathbf{h3}^T \mathbf{SPt2} \Delta \mathbf{st2} \\
&- \nabla \mathbf{h4}^T \mathbf{SPh1} \Delta \mathbf{sh1} - \nabla \mathbf{h5}^T \mathbf{SPh2} \Delta \mathbf{sh2} - \nabla \mathbf{h6}^T \mathbf{SP11} \Delta \mathbf{sl1} - \nabla \mathbf{h7}^T \mathbf{SP12} \Delta \mathbf{sl2} \\
&- \nabla \mathbf{h2}^T \mathbf{St1}^{-1} \mathbf{R10} + \nabla \mathbf{h3}^T \mathbf{St2}^{-1} \mathbf{R11} - \nabla \mathbf{h4}^T \mathbf{Sh1}^{-1} \mathbf{R12} + \nabla \mathbf{h5}^T \mathbf{Sh2}^{-1} \mathbf{R13} \\
&- \nabla \mathbf{h6}^T \mathbf{Sl1}^{-1} \mathbf{R14} + \nabla \mathbf{h7}^T \mathbf{Sl2}^{-1} \mathbf{R15} = -\mathbf{R1}
\end{aligned} \tag{4.34}$$

Substituindo $\Delta \mathbf{st1}$, $\Delta \mathbf{st2}$, $\Delta \mathbf{sh1}$, $\Delta \mathbf{sh2}$, $\Delta \mathbf{sl1}$ e $\Delta \mathbf{sl2}$ de (4.30) em (4.34) tem-se:

$$\begin{aligned}
&\left[\left[\nabla^2 f + U \right] - \nabla \mathbf{h2}^T \mathbf{SPt1} \nabla \mathbf{h2} + \nabla \mathbf{h3}^T \mathbf{SPt2} \nabla \mathbf{h3} - \nabla \mathbf{h4}^T \mathbf{SPh1} \nabla \mathbf{h4} + \right. \\
&\left. + \nabla \mathbf{h5}^T \mathbf{SPh2} \nabla \mathbf{h5} - \nabla \mathbf{h6}^T \mathbf{SP11} \nabla \mathbf{h6} + \nabla \mathbf{h7}^T \mathbf{SP12} \nabla \mathbf{h7} \right] \Delta \mathbf{x} + \left[\nabla \mathbf{g1}^T \right] \Delta \lambda \mathbf{1} + \left[\nabla \mathbf{g2}^T \right] \Delta \lambda \mathbf{2} = \\
&-\mathbf{R1} + \nabla \mathbf{h2}^T \mathbf{St1}^{-1} \mathbf{R10} - \nabla \mathbf{h3}^T \mathbf{St2}^{-1} \mathbf{R11} + \nabla \mathbf{h4}^T \mathbf{Sh1}^{-1} \mathbf{R12} - \nabla \mathbf{h5}^T \mathbf{Sh2}^{-1} \mathbf{R13} + \nabla \mathbf{h6}^T \mathbf{Sl1}^{-1} \mathbf{R14} - \nabla \mathbf{h7}^T \mathbf{Sl2}^{-1} \mathbf{R15}
\end{aligned} \tag{4.35}$$

Para simplificação, adotam-se os termos das expressões (4.36) e (4.37):

$$\begin{aligned}
\overline{\mathbf{W}} &= \left[\nabla^2 f + U \right] - \nabla \mathbf{h2}^T \mathbf{SPt1} \nabla \mathbf{h2} + \nabla \mathbf{h3}^T \mathbf{SPt2} \nabla \mathbf{h3} - \nabla \mathbf{h4}^T \mathbf{SPh1} \nabla \mathbf{h4} + \\
&+ \nabla \mathbf{h5}^T \mathbf{SPh2} \nabla \mathbf{h5} - \nabla \mathbf{h6}^T \mathbf{SP11} \nabla \mathbf{h6} + \nabla \mathbf{h7}^T \mathbf{SP12} \nabla \mathbf{h7}
\end{aligned} \tag{4.36}$$

$$\begin{aligned}\overline{\mathbf{R1}} = & \mathbf{R1} - \nabla \mathbf{h2}^T \mathbf{St1}^{-1} \mathbf{R10} + \nabla \mathbf{h3}^T \mathbf{St2}^{-1} \mathbf{R11} - \nabla \mathbf{h4}^T \mathbf{Sh1}^{-1} \mathbf{R12} + \\ & + \nabla \mathbf{h5}^T \mathbf{Sh2}^{-1} \mathbf{R13} - \nabla \mathbf{h6}^T \mathbf{Sl1}^{-1} \mathbf{R14} + \nabla \mathbf{h7}^T \mathbf{Sl2}^{-1} \mathbf{R15}\end{aligned}\quad (4.37)$$

Substituindo $\mathbf{R1}$, $\mathbf{R10}$, $\mathbf{R11}$, $\mathbf{R12}$, $\mathbf{R13}$, $\mathbf{R14}$ e $\mathbf{R15}$ de (4.26) em $\overline{\mathbf{R1}}$ de (4.37), tem-se:

$$\begin{aligned}\overline{\mathbf{F1}} = & \nabla f + \nabla \mathbf{g1}^T \lambda 1 + \nabla \mathbf{g2}^T \lambda 2 - \nabla \mathbf{h2}^T \mathbf{St1}^{-1} \mu e + \nabla \mathbf{h3}^T \mathbf{St2}^{-1} \mu e + \\ & - \nabla \mathbf{h4}^T \mathbf{Sh1}^{-1} \mu e + \nabla \mathbf{h5}^T \mathbf{Sh2}^{-1} \mu e - \nabla \mathbf{h6}^T \mathbf{Sl1}^{-1} \mu e + \nabla \mathbf{h7}^T \mathbf{Sl2}^{-1} \mu e\end{aligned}\quad (4.38)$$

Reescrevendo a expressão (4.35) e adotando as simplificações de (4.36) e (4.37) tem-se:

$$\left[\overline{\mathbf{W}} \right] \Delta \mathbf{x} + \left[\nabla \mathbf{g1}^T \right] \Delta \lambda 1 + \left[\nabla \mathbf{g2}^T \right] \Delta \lambda 2 = -\overline{\mathbf{R1}}\quad (4.39)$$

Assim, obtém-se o sistema linear simplificado, o qual fornece as direções de Newton para as variáveis $\Delta \mathbf{x}$, $\Delta \lambda 1$ e $\Delta \lambda 2$ conforme:

$$\begin{bmatrix} \overline{W} & \nabla \mathbf{g1}^T & \nabla \mathbf{g2}^T \\ \nabla \mathbf{g1} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \nabla \mathbf{g2} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \lambda 1 \\ \Delta \lambda 2 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \overline{\mathbf{F1}} \\ \mathbf{g1} \\ \mathbf{g2} \end{bmatrix}\quad (4.40)$$

O sistema linear (4.40) foi resolvido utilizando um algoritmo para cálculo de sistemas lineares esparsos assimétricos como visto em (Zollenkopf, 1971).

As demais variáveis do método de Newton são atualizadas conforme (4.41):

$$\begin{aligned}\Delta \mathbf{st1} &= \nabla \mathbf{h2} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{st2} &= -\nabla \mathbf{h3} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{sh1} &= \nabla \mathbf{h4} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{sh2} &= -\nabla \mathbf{h5} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{sl1} &= \nabla \mathbf{h6} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{sl2} &= -\nabla \mathbf{h7} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \pi \mathbf{t1} &= -\mathbf{SPt1} \Delta \mathbf{st1} - \mathbf{St1}^{-1} \mu e - \mathbf{St1}^{-1} \mathbf{St1} \pi \mathbf{t1} \\ \Delta \pi \mathbf{t2} &= -\mathbf{SPt2} \Delta \mathbf{st2} + \mathbf{St2}^{-1} \mu e - \mathbf{St2}^{-1} \mathbf{St2} \pi \mathbf{t2} \\ \Delta \pi \mathbf{h1} &= -\mathbf{SPh1} \Delta \mathbf{sh1} - \mathbf{Sh1}^{-1} \mu e - \mathbf{Sh1}^{-1} \mathbf{Sh1} \pi \mathbf{h1} \\ \Delta \pi \mathbf{h2} &= -\mathbf{SPh2} \Delta \mathbf{sh2} + \mathbf{Sh2}^{-1} \mu e - \mathbf{Sh2}^{-1} \mathbf{Sh2} \pi \mathbf{h2} \\ \Delta \pi \mathbf{l1} &= -\mathbf{SPl1} \Delta \mathbf{sl1} - \mathbf{Sl1}^{-1} \mu e - \mathbf{Sl1}^{-1} \mathbf{Sl1} \pi \mathbf{l1} \\ \Delta \pi \mathbf{l2} &= -\mathbf{SPl2} \Delta \mathbf{sl2} + \mathbf{Sl2}^{-1} \mu e - \mathbf{Sl2}^{-1} \mathbf{Sl2} \pi \mathbf{l2}\end{aligned}\quad (4.41)$$

Dadas as direções de busca de Newton, deve-se calcular o tamanho do passo para as variáveis primais e duais conforme (4.42) e (4.43). Esse passo é calculado de forma a garantir a positividade/negatividade as variáveis de folga e excesso dos multiplicadores de lagrange do problema (interior do conjunto factível):

$$\alpha_p = \min \left\{ \begin{array}{l} \min_{\Delta st1_{k,t} < 0} \left\{ \frac{st1_{k,t}}{|\Delta st1_{k,t}|} \right\}, \min_{\Delta st2_{k,t} < 0} \left\{ \frac{st2_{k,t}}{|\Delta st2_{k,t}|} \right\}, \\ \min_{\Delta sh1_{k,t} < 0} \left\{ \frac{sh1_{k,t}}{|\Delta sh1_{k,t}|} \right\}, \min_{\Delta sh2_{k,t} < 0} \left\{ \frac{sh2_{k,t}}{|\Delta sh2_{k,t}|} \right\}, \\ \min_{\Delta sl1_{k,m,t} < 0} \left\{ \frac{sl1_{k,m,t}}{|\Delta sl1_{k,m,t}|} \right\}, \min_{\Delta sl2_{k,m,t} < 0} \left\{ \frac{sl2_{k,m,t}}{|\Delta sl2_{k,m,t}|} \right\}, 1 \end{array} \right\} \quad (4.42)$$

$$\alpha_d = \min \left\{ \begin{array}{l} \min_{\Delta \pi t1_{k,t} > 0} \left\{ -\frac{\pi t1_{k,t}}{|\Delta \pi t1_{k,t}|} \right\}, \min_{\Delta \pi t2_{k,t} < 0} \left\{ \frac{\pi t2_{k,t}}{|\Delta \pi t2_{k,t}|} \right\}, \\ \min_{\Delta \pi h1_{k,t} > 0} \left\{ -\frac{\pi h1_{k,t}}{|\Delta \pi h1_{k,t}|} \right\}, \min_{\Delta \pi h2_{k,t} < 0} \left\{ \frac{\pi h2_{k,t}}{|\Delta \pi h2_{k,t}|} \right\}, \\ \min_{\Delta \pi l1_{k,m,t} > 0} \left\{ -\frac{\pi l1_{k,m,t}}{|\Delta \pi l1_{k,m,t}|} \right\}, \min_{\Delta \pi l2_{k,m,t} < 0} \left\{ \frac{\pi l2_{k,m,t}}{|\Delta \pi l2_{k,m,t}|} \right\}, 1 \end{array} \right\}. \quad (4.43)$$

Com o tamanho dos passos primal e dual (4.43), atualizam-se as variáveis do problema de acordo com (4.44):

$$\begin{aligned} \mathbf{x}^{(q+1)} &= \mathbf{x}^{(q)} + \sigma \alpha_p^{(q)} \Delta \mathbf{x}^{(q)} \\ \mathbf{st1}^{(q+1)} &= \mathbf{st1}^{(q)} + \sigma \alpha_p^{(q)} \Delta \mathbf{st1}^{(q)} \\ \mathbf{st2}^{(q+1)} &= \mathbf{st2}^{(q)} + \sigma \alpha_p^{(q)} \Delta \mathbf{st2}^{(q)} \\ \mathbf{sh1}^{(q+1)} &= \mathbf{sh1}^{(q)} + \sigma \alpha_p^{(q)} \Delta \mathbf{sh1}^{(q)} \\ \mathbf{sh2}^{(q+1)} &= \mathbf{sh2}^{(q)} + \sigma \alpha_p^{(q)} \Delta \mathbf{sh2}^{(q)} \\ \mathbf{sl1}^{(q+1)} &= \mathbf{sl1}^{(q)} + \sigma \alpha_p^{(q)} \Delta \mathbf{sl1}^{(q)} \\ \mathbf{sl2}^{(q+1)} &= \mathbf{sl2}^{(q)} + \sigma \alpha_p^{(q)} \Delta \mathbf{sl2}^{(q)} \\ \boldsymbol{\pi t1}^{(q+1)} &= \boldsymbol{\pi t1}^{(q)} + \sigma \alpha_d^{(q)} \Delta \boldsymbol{\pi t1}^{(q)} \\ \boldsymbol{\pi t2}^{(q+1)} &= \boldsymbol{\pi t2}^{(q)} + \sigma \alpha_d^{(q)} \Delta \boldsymbol{\pi t2}^{(q)} \\ \boldsymbol{\pi h1}^{(q+1)} &= \boldsymbol{\pi h1}^{(q)} + \sigma \alpha_d^{(q)} \Delta \boldsymbol{\pi h1}^{(q)} \\ \boldsymbol{\pi h2}^{(q+1)} &= \boldsymbol{\pi h2}^{(q)} + \sigma \alpha_d^{(q)} \Delta \boldsymbol{\pi h2}^{(q)} \\ \boldsymbol{\pi l1}^{(q+1)} &= \boldsymbol{\pi l1}^{(q)} + \sigma \alpha_d^{(q)} \Delta \boldsymbol{\pi l1}^{(q)} \\ \boldsymbol{\pi l2}^{(q+1)} &= \boldsymbol{\pi l2}^{(q)} + \sigma \alpha_d^{(q)} \Delta \boldsymbol{\pi l2}^{(q)} \\ \boldsymbol{\lambda 1}^{(q+1)} &= \boldsymbol{\lambda 1}^{(q)} + \sigma \alpha_d^{(q)} \Delta \boldsymbol{\lambda 1}^{(q)} \\ \boldsymbol{\lambda 2}^{(q+1)} &= \boldsymbol{\lambda 2}^{(q)} + \sigma \alpha_d^{(q)} \Delta \boldsymbol{\lambda 2}^{(q)} \end{aligned} \quad (4.44)$$

em que:

q : iteração do processo de otimização.

O valor de σ , no cálculo do passo, é uma correção utilizada de forma a garantir que as variáveis estejam realmente no interior do conjunto factível, isto é, conforme (4.45):

$$\sigma = 0.9995. \quad (4.45)$$

Cabe lembrar que a função $oh_i(ph_{i,t})$ é definida por $pr_{k,t}l_i(ph_{i,t})$ em (3.4), e que a variável de preço $pr_{k,t}$ deve ser atualizada a cada iteração do método de acordo com a expressão dada em (3.5) e reescrita de modo iterativo em (4.46):

$$pr_{k,t}^{(q)} = -\lambda 1_{k,t}^{(q)}, \quad \forall k = 1, \dots, Nb; \forall t = 1, \dots, T \quad (4.46)$$

4.3 Algoritmo de Solução do Modelo LMSHRT

Os principais passos do algoritmo de solução do método de pontos interiores primal-dual barreira logarítmica usados do problema (4.1) proposto são apresentados a seguir.

INICIO

Passo 1 - Leitura de dados do problema

Leitura dos dados: $D, M, Bt, Bh, Pt^{\text{minimo}}, Pt^{\text{maximo}}, Ph^{\text{minimo}}, Ph^{\text{maximo}}, P_{km}^{\text{maximo}}$

Passo 2 - Inicialização de Valores

Atribuição dos valores iniciais para $x, \lambda 1, \lambda 2, \pi t 1, \pi t 2, \pi h 1, \pi h 2, \pi l 1, \pi l 2$ de modo que $(st1, st2, sh1, sh2, sl1, sl2, \lambda 1, \lambda 2, \pi t 2, \pi h 2, \pi l 2) > 0$ e $(\pi t 1, \pi h 1, \pi l 1) < 0$;

Atribuição de valores iniciais para parâmetro de barreira, com $a=2$ e $u=1$, atualizados iterativamente conforme (4.47).

$$u^{q+1} = \frac{u^q}{a}, \quad (4.47)$$

em que a é uma constante escolhida e u é o parâmetro de barreira.

Atribuição de valores iniciais para $sh1, sh2, st1, st2, sl1, sl2$, conforme equações (4.48).

$$\begin{aligned}
st1_{j,t} &= pt_{j,t} - Pt_j^{\text{minimo}}, & j \in \Gamma; t = 1, \dots, t \\
st2_{j,t} &= -pt_{j,t} + Pt_j^{\text{maximo}}, & j \in \Gamma; t = 1, \dots, t \\
sh1_{i,t} &= ph_{i,t} - Ph_i^{\text{minimo}}, & i \in H; t = 1, \dots, t \\
sh2_{i,t} &= -ph_{i,t} + Ph_i^{\text{maximo}}, & i \in H; t = 1, \dots, t \\
sl1_{k,m,t} &= p_{k,m,t} + P_{k,m}^{\text{maximo}}, & k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T \\
sl2_{k,m,t} &= -p_{k,m,t} + P_{k,m}^{\text{maximo}}, & k = 1, \dots, Nb; m \in \Omega_k; t = 1, \dots, T
\end{aligned} \tag{4.48}$$

Passo 3 - Direção Primal-Dual

Cálculo do vetor gradiente da função Lagrangiana.

Verificação se a norma infinito do vetor gradiente (4.49) atende a precisão ξ requerida:

$$\left\| \nabla L(\mathbf{x}, \lambda 1, \lambda 2, \pi t 1, \pi t 2, \pi h 1, \pi h 2, \pi l 1, \pi l 2, st 1, st 2, sh 1, sh 2, sl 1, sl 2) \right\|_{\infty} \leq \xi \tag{4.49}$$

Se norma infinito do vetor gradiente atender a precisão requerida, encerrar a simulação.

Caso contrário vá para passo 4 .

Passo 4 - Resolução do sistema linear (4.40) para determinar para $\Delta \mathbf{x}$, $\Delta \lambda 1$ e $\Delta \lambda 2$.

$$\begin{bmatrix} \bar{W} & \nabla \mathbf{g} 1^T & \nabla \mathbf{g} 2^T \\ \nabla \mathbf{g} 1 & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \nabla \mathbf{g} 2 & \mathbf{0} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \lambda 1 \\ \Delta \lambda 2 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \bar{\mathbf{F}} 1 \\ \mathbf{g} 1 \\ \mathbf{g} 2 \end{bmatrix}$$

Passo 5 - Atualização das demais direções de Newton: $\Delta sh 1, \Delta sh 2, \Delta st 1, \Delta st 2, \Delta sl 1, \Delta sl 2, \Delta \pi t 1, \Delta \pi t 2, \Delta \pi h 1, \Delta \pi h 2, \Delta \pi l 1$ e $\Delta \pi l 2$ conforme (4.41).

Passo 6 - Cálculo dos tamanhos dos passos primal e dual α_p e α_d conforme (4.42) e (4.43).

Passo 7 - Atualização das variáveis primais e duais conforme (4.44).

Passo 8 - Atualização parâmetro de barreira conforme (4.47).

Passo 9 – Condições de parada (4.50).

$$\|\nabla L(\mathbf{x}, \lambda_1, \lambda_2, \pi t_1, \pi t_2, \pi h_1, \pi h_2, \pi l_1, \pi l_2, st_1, st_2, sh_1, sh_2, sl_1, sl_2)\|_{\infty} \leq \xi \quad (4.50)$$

Atualização da variável de preço de acordo com (4.46).

Repetição dos passos de 4 a 9 até que as condições de parada sejam atendidas. Caso as condições de parada sejam atendidas, encerrar a simulação.

FIM

No próximo capítulo será apresentado a validação, caracterização e os resultados obtidos do modelo LMSHRT com análise de sensibilidade de alguns parâmetros através da simulação computacional.

Capítulo 5

Simulação e Resultados

No presente capítulo, procede-se a validação e caracterização do modelo LMSHRT apresentado no Capítulo 3. Para tanto, o referido modelo deverá apresentar coerência com o caso base do sistema teste 30 barras proposto. Essa coerência deverá ser observada mediante a análise de sensibilidade de alguns parâmetros do sistema, dentre os quais merecem especial importância os parâmetros relativos à: meta energética, demanda total do sistema e os limites nas linhas de transmissão. Também serão executados testes com uso de um simulador hidráulico.

Na seção 5.1, apresentam-se os dados do sistema teste adotado, sistema IEEE 30 barras, os quais servirão de base para as análises das sessões seguintes.

Na seção 5.2, apresentam-se os resultados obtidos com um caso base. O objetivo principal desta seção é fixar um referencial comparativo para as análises de alterações estudadas nas sessões seguintes.

Na seção 5.3, apresentam-se os resultados obtidos a partir de estudos de sensibilidade com relação a variação na demanda do sistema. A variação na demanda é realizada mediante acréscimos e decréscimos na demanda do sistema teste apresentada na Seção 5.1 e abrange, no primeiro caso, todas as barras do sistema e, no segundo caso, recai sobre uma barra específica do sistema. Dessa maneira, o objetivo principal desta seção é o de investigar a variação de preços em função de variações da demanda.

Na seção 5.4, apresentam-se os resultados obtidos a partir de estudos de sensibilidade envolvendo variações nas metas de geração. As variações nas metas de usinas hidrelétricas são realizadas mediante acréscimo na meta do sistema teste apresentado na Seção 5.1 e tais variações abrangem, no primeiro caso, todas as usinas hidrelétricas do sistema e, no segundo caso, recai sobre uma usina hidrelétrica específica do sistema. Dessa maneira, o objetivo principal desta seção é o de investigar a variação de preços em função das variações da meta.

Na seção 5.5, apresentam-se os resultados obtidos a partir de estudos de sensibilidade envolvendo variações nos limites máximos da capacidade das linhas de transmissão. As variações na capacidade das linhas de transmissão são realizadas, no primeiro caso, mediante a redução dos limites máximos de capacidade em todas as linhas de transmissão do sistema e, no segundo caso, mediante redução da capacidade das linhas de transmissão em uma linha do sistema. Dessa maneira, o objetivo principal desta seção é o de investigar a variação de preços em função de variações dos limites da capacidade máxima de transmissão nas linhas do sistema.

Na seção 5.6, apresentam-se os resultados obtidos a partir de estudos envolvendo a incorporação do simulador hidráulico para verificação das restrições hidráulicas do problema.

Testes envolvendo a simulação hidráulica são realizados, no primeiro caso, mediante a redução da capacidade de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas do sistema e, no segundo caso, mediante redução das afluências de água adentrando os reservatório das usinas hidrelétricas do sistema. Pretende-se assim, investigar a variação de preços nas usinas hidrelétricas em função de variações do cenário hidrológico do sistema.

A partir desses resultados, espera-se obter, um entendimento mais apurado de como variações (estrangulamentos e relaxações) dos principais parâmetros do modelo proposto agem no sistema como um todo, influenciando no despacho das unidades geradores (termelétricas e hidrelétricas), e principalmente na formação de preços de equilíbrio horários nas barras do sistema teste.

5.1 Sistema Teste

O sistema teste adotado para os vários estudos de caso apresentados neste capítulo foi o sistema IEEE 30 barras (Christie, 1993) (vide dados no Apêndice 8.3), que será descrito nesta seção. É importante frisar que o sistema teste sofreu modificações com a substituição de 4 unidades de geração termelétricas por 4 unidades hidrelétricas, com o intuito de criar um sistema teste hidrotérmico que conta agora, com um total de 6 unidades geradoras, sendo 4 hidrelétricas e 2 termelétricas.

As unidades termelétricas 1 e 2 foram alocadas nas barras 2 e 5 do sistema, respectivamente. Já as unidades hidrelétricas, tiveram seus dados obtidos dos agentes geradores oriundos da cascata do rio Paranapanema cujos nomes são Jurumirim, Ourinhos, Piraju e Chavantes, sendo alocadas, respectivamente, nas barras 1, 8, 11 e 13 do sistema, como mostrado na Figura 5.1.

A Figura 5.1 mostra um diagrama unifilar contendo a disposição física das barras e as interligações do sistema IEEE 30 barras, bem como seus agentes consumidores e geradores dispostos ao longo de suas barras. No referido diagrama, tem-se barras com demanda não nulas representadas por uma seta, a exemplo da barra 30, e barras de interligação cuja demanda é nula e que não possuem setas, a exemplo da barra 27. Ainda, há a descrição dos nomes dos agentes geradores alocados nas suas respectivas barras e, para o caso dos agentes hidrelétricos, também existe ao lado do nome da usina, seu referido código da ANEEL.

polinomial de custo de lances dos agentes termelétricos, que representam os lances dessas unidades, conforme descrita na equação (3.2).

Tabela 5.1.1 - Dados das usinas termelétricas

Usina	Sigla Usina	Potência Mínima [MW]	Potência Máxima [MW]	B2 [$\$/MW^2$]	B1 [$\$/MW$]	B0 [$\$$]
Term. 1	T1	15	150	0,04	21	90
Term. 2	T2	16	160	0,05	22	80

Os dados das usinas hidrelétricas foram extraídos de (Vergílio, 2011) e são mostrados na Tabela 5.1.2, com o nome e a sigla de cada usina (obtidas da cascata do rio Paranapanema), número de máquinas de todas as usinas, suas respectivas potências máximas e mínimas, e os coeficientes A_2, A_1, A_0 da função polinomial de perdas hidráulicas dos agentes hidrelétricos, conforme descrita pela equação (3.3).

Tabela 5.1.2 - Dados usinas hidrelétricas

Usina	Sigla Usina	Número Máquinas	Potência Mínima [MW]	Potência Máxima [$\$$]	A2 [$1/MW$]	A1	A0 [MW]
Jurumirim	H1	1	14	51,1	0,003275	-0,20937	3,3108
		2	28	102,2	0,001839	-0,21312	6,6312
Piraju	H2	1	24,525	45,6165	0,009268	-0,75933	15,6375
		2	49,05	91,233	0,005718	-0,84642	33,5629
Chavantes	H3	1	30	110	0,001916	-0,36748	17,974
		2	60	220	0,001009	-0,37218	35,953
		3	90	330	0,000696	-0,37156	53,4208
		4	120	440	0,000556	-0,38147	72,0699
Ourinhos	H4	1	2	17	0,021451	-0,33939	1,3209
		2	4	34	0,013743	-0,37816	2,8304
		3	6	51	0,011446	-0,42452	4,5774

Os valores estabelecidos para as metas energéticas das usinas hidrelétricas encontram-se na Tabela 5.1.3, onde esta foi estimada originalmente em 55% da capacidade máxima das usinas hidrelétricas para o período, isto é, a somatória da geração em um dia, que aqui compreende 24 intervalos de tempo ou 24 horas para cada usina, se limita a 55% de seu valor máximo de capacidade de geração diária.

Tabela 5.1.3 - Meta hidrelétrica diária para o sistema teste

Usina	Meta [MW]
Jurumirim	1349
Piraju	1204,2
Chavantes	5807,7
Ourinhos	673,16

Quanto à definição dos dados de meta de geração, cabe uma consideração importante a respeito de sua viabilidade para cada usina hidrelétrica do sistema, sob pena de que transgredidos alguns limites, os valores relativos às metas se tornem impossíveis de serem satisfeitos. A informação da meta é influenciada pela demanda do sistema, pelas perdas associados aos fluxos nas linhas e pelos limites máximos e mínimos de geração hidrotérmicos. Assim, os limites mínimos para fixação das metas das usinas hidrelétricas são obtidos quando as usinas termelétricas geram no seu limite máximo operacional e, portanto, cabe às hidrelétricas suprirem o restante da demanda e das perdas do sistema. Logo, para esse cenário, conclui-se que, se a meta estipulada for inferior à potência mínima operacional das usinas hidrelétricas chega-se a uma situação de inoperabilidade das usinas, já que isso exigiria que uma ou mais usinas gerassem abaixo de sua capacidade mínima nominal. Nesse caso, é notório e necessário que as usinas hidrelétricas estejam aptas a gerar o restante da demanda e perdas do sistema, como mencionado. Tal situação é pouco usual devido à natureza complementar que a geração termelétrica detém nos sistemas hidrotérmicos, salvos nos casos de escassez hídrica ou planejamento incorreto do sistema, nos quais as metas de geração hidrelétricas elevadas tornam-se impraticáveis, ora devido à falta de água nos reservatórios, ora devido à medidas de aumento de capacidade de reserva para mitigação de risco de déficit futuro.

Por outro lado, os limites máximos para fixação das metas das usinas hidrelétricas são obtidos quando as usinas termelétricas geram no seu limite mínimo operacional e portanto o restante da potência demandada pelo sistema e suas perdas devem ser supridos pelas hidrelétricas. Caso a meta de uma ou mais usinas seja estipulada aquém do limite máximo operacional dessa, atinge-se novamente a infactibilidade, o que corresponde a uma solicitação de potência maior do que o limite máximo operacional que o agente hidrelétrico é capaz de fornecer. Via de regra, esse cenário de metas elevadas caracterizam sistemas hidrotérmicos com abundância de água em seus reservatórios e, portanto um baixo risco de deficit futuro de falta de energia.

Tabela 5.1.4 - Demanda total horária em base horária

Hora	Demanda [MW]	Hora	Demanda [MW]
1:00	511	13:00	539
2:00	483	14:00	535,5
3:00	469	15:00	534,1
4:00	462	16:00	533,4
5:00	455	17:00	539
6:00	469	18:00	574
7:00	476	19:00	700
8:00	483	20:00	672
9:00	518	21:00	637
10:00	539	22:00	602

11:00	553	23:00	567
12:00	546	24:00	525

A demanda horária por barra, mostrada na Tabela 5.1.4, foi determinada a princípio, extraindo-se um valor percentual de um perfil de carga geral típico do pacote computacional ANAREDE (Vergílio, 2011) e posteriormente, baseado nesse perfil, essa demanda foi alocada em todas as barras do sistema para cada intervalo de tempo com o intuito de se criar um perfil de demanda mais realista possível e similar ao perfil de carga diário do sistema interligado nacional (SIN). Os dados da demanda total horária, de um dia, do sistema teste são mostrados na Tabela 5.1.4.

Com os dados da Tabela 5.1.4, procedeu-se a alocação da demanda total diária em base horária nas 30 barras do sistema. É importante ressaltar que a demanda total por hora é distribuída em todas as barras do sistema de maneira que o perfil da curva de demanda não se altere, a menos, obviamente de sua magnitude (fator de escala). Assim, todas as barras do sistema apresentam um perfil de curva de demanda coerente com o perfil de demanda do sistema elétrico brasileiro com picos acentuados nas horas de maior consumo e valores de menor magnitude, nas horas de menor consumo.

Os dados da demanda horária para todas as 30 barras em cada intervalo k , foram estabelecidos mediante a multiplicação do vetor de potência consumida por barra (extraído dos dados do sistema IEEE 30 barras (vide dados da Tabela 8.3.1 do Apêndice 8.3), mostrado na Tabela 5.1.5, pelo coeficiente α_t calculado, conforme (5.1):

$$\alpha_t = \frac{\sum_{k=1}^{Nb} D_{k,t}}{\sum_{K=1}^{Nb} Pd_K}, \quad t = 1, \dots, T, \quad (5.1)$$

em que:

Pd_k : potência consumida na barra k obtida da Tabela 5.1.5 em $[MW]$.

Tabela 5.1.5 - Potência consumida por barra do sistema teste

Barra	Potência Consumida $[MW]$	Barra	Potência Consumida $[MW]$
1	0,0	16	3,5
2	21,7	17	9,0
3	2,4	18	3,2
4	7,6	19	9,5

5	94,2	20	2,2
6	0,0	21	17,5
7	22,8	22	0,0
8	30,0	23	3,2
9	0,0	24	8,7
10	5,8	25	0,0
11	0,0	26	3,5
12	11,2	27	0,0
13	0,0	28	0,0
14	6,2	29	2,4
15	8,2	30	10,6

Com o uso dos coeficientes calculados em (5.1), a demanda diária de cada barra tem um perfil que segue o perfil de carga típico extraído do ANAREDE. Devido à grande quantidade de dados, os dados da demanda horária por barra são mostrados na Tabela 8.4.1 do Apêndice 8.4. A Tabela 5.1.6 mostra os somatórios dos contratos estabelecidos entre cada agente gerador (termelétrico ou hidrelétrico) e os demais agentes consumidores do sistema. Assim, por exemplo, verifica-se na Tabela 5.1.6 que o agente térmico T2 localizado na barra 2 estabeleceu um total de 18 MW em contratos bilaterais com um ou mais agentes consumidores do sistema para o intervalo de tempo ou hora 1. A carteira de contratos estabelecida pela Tabela 5.1.6 deve ser integralmente respeitada.

Tabela 5.1.6 - Energia contratada das usinas no mercado bilateral

Potência Contratada Por Usina (Barra-Sigla) [MW]						
Hora	Barra 5 - T1	Barra 2 - T2	Barra 1- H1	Barra 11 - H2	Barra 13 - H3	Barra 8 - H4
1	0	18	23	28	82	9
2	0	18	22	26	77	8
3	0	30	21	25	75	8
4	0	28	21	25	74	8
5	20	28	21	25	73	8
6	20	38	21	25	75	8
7	25	40	22	26	76	8
8	40	35	22	26	77	8
9	40	32	23	28	83	9
10	20	34	24	29	86	9
11	30	35	25	30	88	9
12	40	35	25	30	87	9
13	30	34	24	29	86	9
14	30	34	24	29	86	9
15	30	34	24	29	85	9
16	30	34	24	29	85	9
17	30	34	24	29	86	9
18	30	40	26	31	92	10
19	30	40	32	38	112	12
20	30	40	30	36	108	11
21	0	40	29	34	102	11
22	0	39	27	33	96	10
23	0	25	26	31	91	10
24	0	18	24	28	84	9

Na Tabela 5.1.7, explicitam-se os dados relativos aos limites de capacidade máxima nas linhas de transmissão. Como não dispunha-se de dados reais relativos às capacidades máximas

dessas linhas, os dados de capacidade máxima das linhas foram estipulados com base nos resultados obtidos a partir da solução do cálculo de fluxo de potência básico do sistema.

Tabela 5.1.7 - Limite máximo capacidade linhas de transmissão

Ramo	Limite Máximo [MW]	Ramo	Limite Máximo [MW]
1	63,8	22	48,4
2	18,7	23	37,4
3	4,4	24	11
4	12,1	25	5,5
5	73,7	26	37,4
6	26,4	27	38,5
7	103,4	28	17,6
8	26,4	29	9,9
9	88	30	50,6
10	46,2	31	7,7
11	29,7	32	40,7
12	4,4	33	23,1
13	63,8	34	9,9
14	35,2	35	12,1
15	121	36	25,3
16	363	37	17,6
17	38,5	38	19,8
18	106,7	39	11
19	78,1	40	2,2
20	20,9	41	27,5
21	64,9		

Uma vez apresentados os dados do Sistema IEEE 30 barras, e em razão da relativa dimensão reduzida deste, é possível fazer análises mais pormenorizadas com um grau de detalhamento que evidencia o comportamento do referido modelo. Assim, nas próximas sessões serão apresentados casos que denotam e ressaltam comportamentos do modelo proposto.

5.2 Caso base

Nesta seção serão apresentados o estudo relativo ao caso base do sistema teste IEEE 30 barras. O referido estudo pretende fixar um referencial comparativo para os demais casos e estudos realizados nas seções subsequentes. Para tanto, serão utilizados todos os dados da seção 5.1 que caracteriza o sistema para a simulação computacional do modelo de LMSHRT, apresentado no Capítulo 3.

Desta maneira, serão obtidos dados referentes ao comportamento do sistema quanto à formação de preços horários nas barras do sistema (preços de equilíbrio de mercado) e despacho das unidades geradoras, levando-se em conta as restrições operacionais dos geradores, das barras, das linhas de transmissão, de contratos bilaterais firmados e de metas de

geração hidrelétricas, com o intuito de promover um sistema com preços e despachos ótimos que caracterize um ambiente análogo a um mercados de energia com características fortemente hidrelétricas.

5.2.1 Resultados da Simulação do caso base

A princípio, são apresentados os resultados obtidos em relação aos preços de equilíbrio horários nas barras e posteriormente são mostrados os dados relativos ao despacho dos agentes geradores.

No caso base, os limites máximos das linhas de transmissão do sistema foram fixados utilizando a Tabela 5.1.7. A Tabela 5.2.1 apresenta os maiores fluxos de potência ativa obtidos durante a operação do dia e a hora crítica em que estes fluxos foram observados, bem como as folgas das linhas de transmissão nesta hora crítica. É importante enfatizar que os valores de maior fluxo horário das linhas de transmissão estão abaixo do limite máximo da capacidade de transmissão dessas linhas, isto é, sua capacidade máxima de transmissão não é atingida, o que é mostrado nesta tabela através do cálculo da folga das linhas de transmissão que representa o percentual em que o maior fluxo horário ainda pode crescer até atingir o limite máximo da capacidade de transmissão da linha, neste caso base, diz-se que a linhas de transmissão estão folgadas.

Tabela 5.2.1 - Maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão do caso base

Ramo	Limite Máximo [MW]	Maior Fluxo [MW]	Folga Linhas Trans. [%]	Hora Crítica	Ramo	Limite Máximo [MW]	Maior Fluxo [MW]	Folga Linhas Trans. [%]	Hora Crítica
1	63,8	57,7	9,6	19:00	22	48,4	43,8	9,1	19:00
2	18,7	15,8	15,3	19:00	23	37,4	34,3	9,6	19:00
3	4,4	3,7	16,9	23:00	24	11	10,2	8,4	19:00
4	12,1	10,6	12,5	18:00	25	5,5	4,8	7,3	21:00
5	73,7	66,4	9,9	19:00	26	37,4	34,2	13,8	19:00
6	26,4	22,0	16,6	19:00	27	38,5	34,5	8,8	19:00
7	103,4	93,9	9,2	19:00	28	17,6	15,8	10,3	19:00
8	26,4	22,5	14,7	21:00	29	9,9	9,0	10,0	19:00
9	88	80,3	8,7	19:00	30	50,6	46,6	8,9	19:00
10	46,2	42,0	9,1	19:00	31	7,7	6,7	8,1	19:00
11	29,7	27,3	8,0	19:00	32	40,7	37,0	13,5	19:00
12	6,0	5,0	17,1	23:00	33	23,1	20,7	9,3	19:00
13	63,8	57,4	10,0	19:00	34	9,9	8,8	10,5	19:00
14	35,2	30,6	13,1	18:00	35	12,1	11,3	11,3	19:00
15	121	102,9	15,0	19:00	36	25,3	22,2	6,6	19:00
16	363	334,0	8,0	19:00	37	17,6	15,6	12,1	19:00
17	38,5	34,8	9,6	19:00	38	19,8	17,9	11,5	19:00
18	106,7	97,3	8,8	19:00	39	11	9,2	9,8	19:00
19	78,1	71,4	8,6	19:00	40	2,2	1,6	16,0	19:00
20	20,9	18,3	12,4	19:00	41	27,5	23,9	25,9	19:00
21	64,9	59,0	9,6	19:00					

Evidentemente, a hora crítica na qual ocorre o maior fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão do sistema, ocorre por volta da hora de maior demanda de energia elétrica

conforme estabelecido pelo perfil de demanda de energia elétrica mostrado na Figura 5.4 (obtido através do cálculo feito com (5.1) mediante dados da Tabela 8.3.1 do Apêndice 8.3, conforme já explicitado).

Assim, com a capacidade máxima nas linhas de transmissão folgadas para o estudo do caso base, obtêm-se os preços horários por barra do sistema, que são mostrados integralmente na Tabela 8.5.1 do Apêndice 8.5, e mostrados em apenas algumas barras na Tabela 5.2.2, devido à grande quantidade de dados obtidos.

Tabela 5.2.2 - Preços horários por barra do caso base em $[\$/MW]$.

T/B	1	2	5	8	9	12	16	19	21	24	26	28	29	30	PMH
1	27,7	28,1	29,6	28,8	29,0	26,5	28,0	29,5	29,7	29,8	30,8	28,9	31,1	31,9	29,0
2	27,3	27,6	29,0	28,2	28,4	26,1	27,5	28,9	29,0	29,2	30,1	28,3	30,4	31,1	28,4
3	27,0	27,4	28,7	27,9	28,1	25,9	27,2	28,6	28,7	28,9	29,7	28,0	30,0	30,7	28,1
4	26,9	27,3	28,5	27,8	28,0	25,8	27,1	28,4	28,6	28,7	29,6	27,9	29,8	30,5	28,0
5	26,8	27,2	28,4	27,6	27,9	25,7	27,0	28,3	28,4	28,5	29,4	27,7	29,7	30,3	27,8
6	27,0	27,4	28,7	27,9	28,1	25,9	27,2	28,6	28,7	28,9	29,7	28,0	30,0	30,7	28,1
7	27,2	27,5	28,8	28,1	28,3	26,0	27,3	28,7	28,9	29,0	29,9	28,2	30,2	30,9	28,3
8	27,3	27,6	29,0	28,2	28,4	26,1	27,5	28,9	29,0	29,2	30,1	28,3	30,4	31,1	28,4
9	27,8	28,3	29,7	28,9	29,2	26,6	28,1	29,7	29,8	30,0	31,0	29,0	31,3	32,1	29,1
10	28,2	28,6	30,2	29,4	29,6	26,9	28,5	30,2	30,3	30,5	31,5	29,5	31,9	32,7	29,6
11	28,4	28,9	30,4	29,6	29,9	27,1	28,7	30,5	30,6	30,8	31,9	29,7	32,2	33,1	29,9
12	28,3	28,8	30,3	29,5	29,8	27,0	28,6	30,3	30,5	30,6	31,7	29,6	32,1	32,9	29,7
13	28,2	28,6	30,2	29,4	29,6	26,9	28,5	30,2	30,3	30,5	31,5	29,5	31,9	32,7	29,6
14	28,1	28,6	30,1	29,3	29,6	26,8	28,4	30,1	30,3	30,4	31,5	29,4	31,8	32,6	29,5
15	28,1	28,6	30,1	29,3	29,5	26,8	28,4	30,1	30,2	30,4	31,4	29,4	31,8	32,6	29,5
16	28,1	28,5	30,0	29,3	29,5	26,8	28,4	30,0	30,2	30,4	31,4	29,4	31,7	32,6	29,5
17	28,2	28,6	30,2	29,4	29,6	26,9	28,5	30,2	30,3	30,5	31,5	29,5	31,9	32,7	29,6
18	28,7	29,2	30,9	30,1	30,3	27,4	29,1	30,9	31,1	31,3	32,4	30,2	32,8	33,7	30,3
19	29,9	30,5	32,7	31,5	31,9	27,8	30,2	32,6	32,9	33,1	34,7	31,7	35,2	36,4	31,8
20	29,4	30,0	32,1	31,0	31,4	27,4	29,7	32,0	32,3	32,5	33,9	31,1	34,4	35,6	31,2
21	28,9	29,4	31,4	30,3	30,7	27,0	29,1	31,2	31,5	31,7	33,0	30,4	33,5	34,6	30,5
22	28,4	28,9	30,7	29,6	30,0	26,5	28,5	30,5	30,8	30,9	32,2	29,7	32,6	33,6	29,9
23	27,9	28,3	30,0	29,0	29,3	26,1	28,0	29,8	30,1	30,2	31,3	29,1	31,7	32,6	29,2
24	28,0	28,4	29,9	29,1	29,3	26,7	28,2	29,9	30,0	30,2	31,2	29,2	31,5	32,3	29,3

Na Tabela 5.2.2 é apresentado o preço médio horário do sistema (PMH), que evidencia claramente o comportamento do preço do sistema ao longo do tempo e que pode ser melhor compreendido através da Figura 5.2, no qual nota-se uma elevação do preço médio do sistema na hora 19 (horário de pico de carga do sistema).

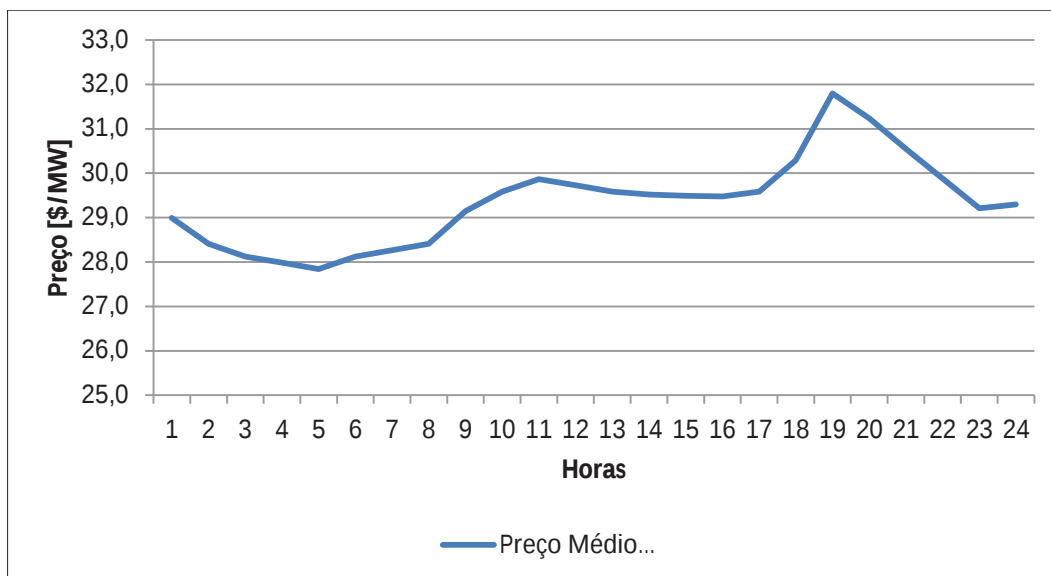


Figura 5.2 - Preço médio horário do sistema para o caso base

Já a Tabela 5.2.3 apresenta os preços mínimo, médio e máximo para cada barra do sistema e também o preço geral mínimo, médio e máximo para todo o sistema, extraídos da Tabela 8.5.1, do Apêndice 8.5.

Tabela 5.2.3 - Preço mínimo, médio e máximo por barra em [\$/MW].

Barras	Preço Mínimo	Preço Médio	Preço Máximo
1	26,82	27,99	29,87
2	27,17	28,44	30,49
3	26,98	28,24	30,20
4	27,00	28,28	30,25
5	28,40	29,98	32,67
6	27,49	28,92	31,21
7	28,13	29,70	32,29
8	27,64	29,13	31,54
9	27,85	29,40	31,93
10	28,05	29,66	32,31
11	27,85	29,40	31,93
12	25,68	26,60	27,76
13	25,68	26,60	27,76
14	26,55	27,69	29,30
15	26,95	28,20	30,05
16	26,96	28,24	30,16
17	27,90	29,46	31,98
18	27,87	29,39	31,79
19	28,28	29,92	32,59
20	28,27	29,91	32,60
21	28,40	30,10	32,92
22	28,37	30,06	32,86
23	27,76	29,24	31,58
24	28,55	30,25	33,09
25	28,82	30,59	33,61
26	29,40	31,32	34,65
27	28,68	30,40	33,36
28	27,73	29,23	31,65
29	29,67	31,66	35,17
30	30,34	32,52	36,40
Preço Médio Geral	27,84	29,35	31,80

Na Figura 5.3 é mostrado o comportamento dos preços nas barras do sistema com sua variação entre mínimo e máximo, obtida a partir dos dados da Tabela 5.2.3.

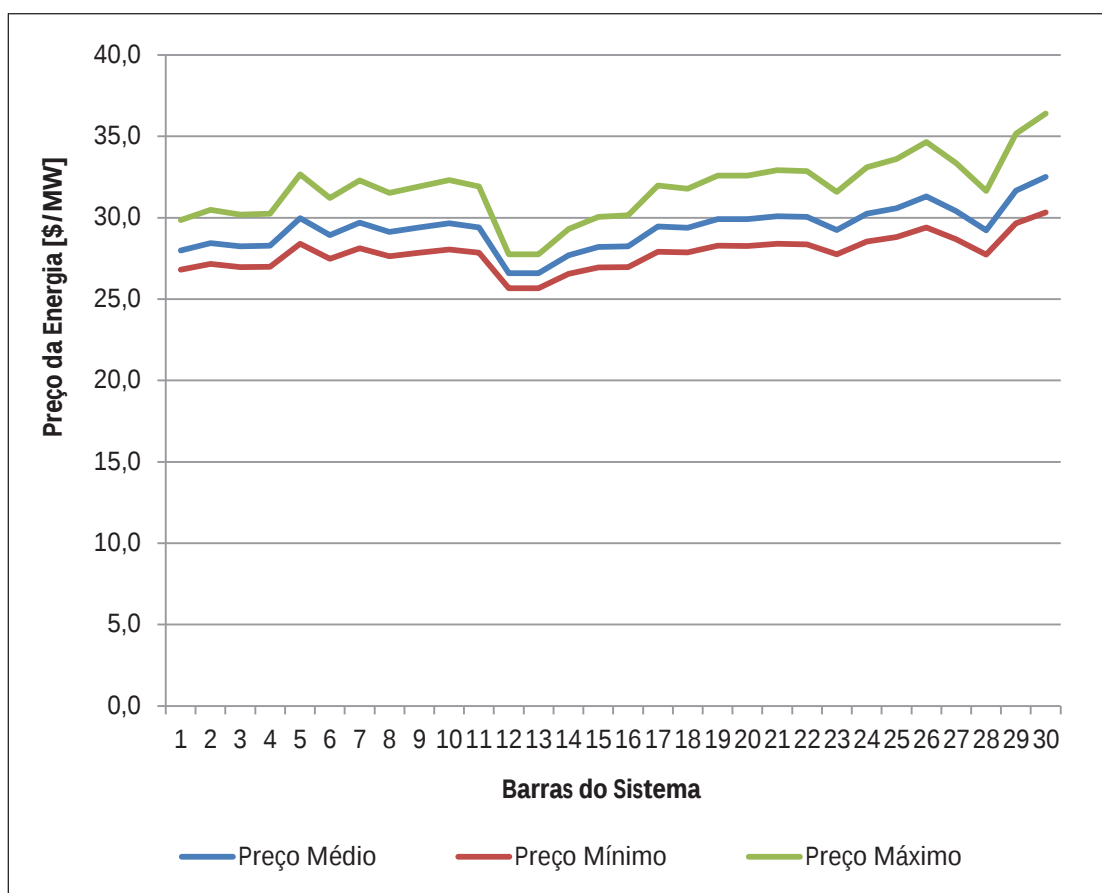


Figura 5.3 - Preço mínimo, médio e máximo de cada barra do caso base

Na Tabela 5.2.4 são apresentados os resultados referentes aos despachos horários dos geradores do sistema, bem como a somatória da potência total horária gerada por todas as usinas do sistema e a demanda total horária. No tocante à somatória da potência horária despachada de cada agente gerador hidrelétrico, nota-se que esta corresponde exatamente à meta estipulada para cada usina hidrelétrica contida na Tabela 5.1.3, e que é verificada na Tabela 5.2.4 através do somatório das potências hidrelétricas geradas ao longo do dia para determinada hidrelétrica, valor que é calculado no final desta. Observa-se na Tabela 5.1.3 que o somatório da potência gerada pelas usinas em cada intervalo do dia (potência horária total) é ligeiramente superior à somatória da demanda dos consumidores em cada intervalo do dia (demanda horária total). Esse excesso corresponde às perdas no sistema de transmissão em cada hora do dia.

Tabela 5.2.4 - Pré-Despacho para caso base em [MW].

Usinas							Demanda Horária Total	Potência Horária Total
Hora	T1	T2	H1	H2	H3	H4		
1:00	107,1	61,4	53,8	49,1	224,4	27,7	511	523,5
2:00	99,8	56,5	49,1	49,1	212,7	27,0	483	494,1
3:00	96,1	54,1	46,8	49,1	206,8	26,6	469	479,5
4:00	94,3	52,9	45,6	49,1	203,8	26,4	462	472,1
5:00	92,6	51,7	44,4	49,1	200,9	26,2	455	464,8
6:00	96,1	54,1	46,8	49,1	206,8	26,6	469	479,5
7:00	98,0	55,3	48,0	49,1	209,8	26,8	476	486,8
8:00	99,8	56,5	49,1	49,1	212,7	27,0	483	494,1
9:00	109,0	62,6	54,9	49,1	227,4	27,9	518	530,8
10:00	114,5	66,4	58,3	49,4	235,9	28,4	539	552,9
11:00	118,1	68,7	60,4	50,4	241,3	28,7	553	567,5
12:00	116,3	67,5	59,3	49,9	238,6	28,5	546	560,2
13:00	114,5	66,4	58,3	49,4	235,9	28,4	539	552,9
14:00	113,7	65,8	57,8	49,1	234,6	28,3	535	549,2
15:00	113,3	65,5	57,5	49,1	234,0	28,3	534	547,7
16:00	113,1	65,4	57,4	49,1	233,8	28,2	533	547,0
17:00	114,5	66,4	58,3	49,4	235,9	28,4	539	552,9
18:00	123,5	72,3	63,5	52,0	249,2	29,1	574	589,6
19:00	145,9	84,9	73,5	57,4	334,0	30,7	700	726,4
20:00	138,7	80,2	69,8	55,6	322,2	30,1	672	696,5
21:00	129,8	74,5	65,0	53,2	307,3	29,4	637	659,2
22:00	121,2	68,9	60,2	50,7	292,4	28,7	602	622,0
23:00	112,5	63,3	55,2	49,1	276,9	27,9	567	584,9
24:00	110,9	63,9	56,1	49,1	230,3	28,0	525	538,2
Somatória	2693,3	1545,2	1349	1204,2	5807,7	673,2	12922	13272,3

Assim, com base nos resultados da Tabela 5.2.4 relacionados à potência horária total e demanda horária total, construiu-se a Figura 5.4 que evidencia as perdas nas linhas de transmissão de todo o sistema em cada hora, dada pela diferença entre a potência horária total e a demanda horária total. É importante lembrar que para o caso base analisado as linhas de transmissão estão relaxadas, o que implica em perdas menores em relação ao sistema com linhas de transmissão congestionadas. É importante notar que no período de maior demanda de energia (19 horas), as perdas também apresentaram considerável acréscimo.

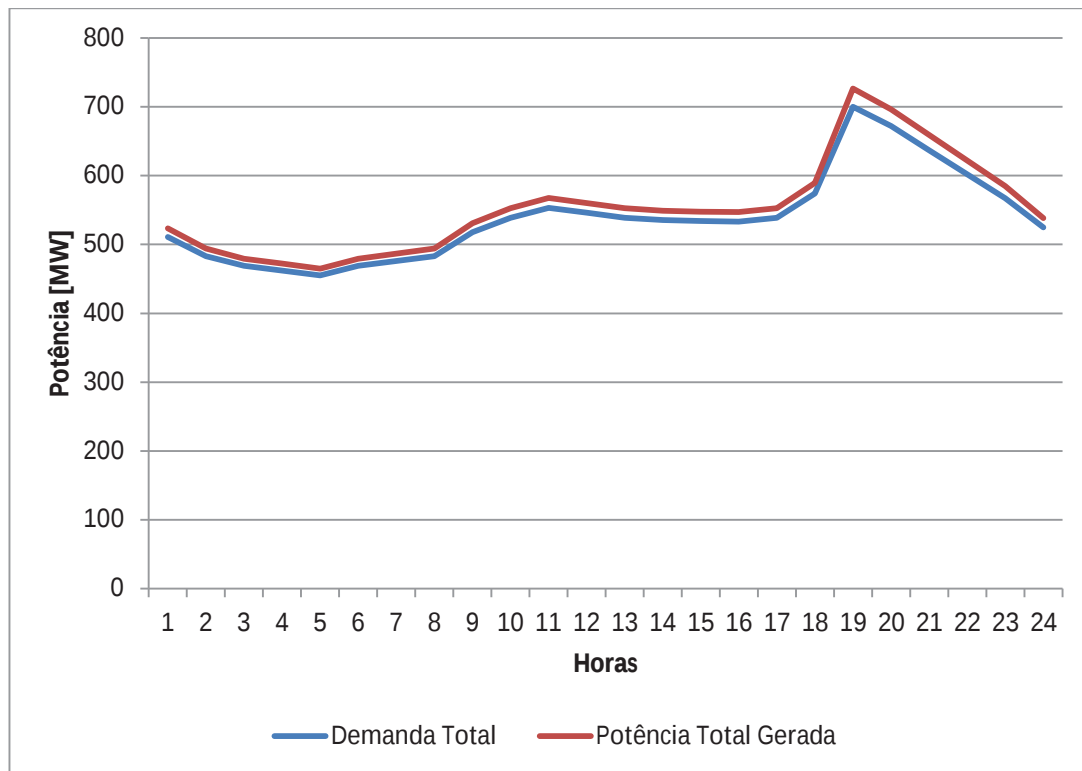


Figura 5.4 - Potência total gerada versus demanda do sistema

5.2.2 Análise dos Resultados caso base

De posse dos dados de preço e despacho obtidos para o caso base, percebe-se que vários fatores contribuem para a formação dos preços horários nas barras do sistema e para o despacho dos agentes geradores. Cabe destacar que fatores relacionados com o perfil de demanda ou demanda total do sistema, distribuição das cargas e dos agentes geradores ao longo do sistema, exerceram influência na formação dos preços e no despacho dos agentes geradores para o referido caso base analisado. Estas influências podem ser mais facilmente percebidas através da Figura 5.2, Figura 5.3 e Figura 5.4, mas também é possível extraí-las através de uma análise criteriosa dos resultados mostrados nas tabelas da seção 5.2.

Nota-se claramente que o perfil de demanda ou a demanda total do sistema exerce uma forte influência na formação de preços horários nas barras do sistema. Basta observar o perfil de preços médio da Figura 5.2 que acompanha o perfil de demanda total do sistema mostrado na Figura 5.4 e constatar que nos horários de pico de demanda horária do sistema, às 19:00 horas, o preço torna-se máximo e decresce nas horas em que a demanda é menor. Nota-se também uma semelhança das taxas de crescimento e decrescimento do preço conforme varia a demanda, o que também pode ser notada pela semelhança das curvas.

Não somente o perfil de demanda, mas também a distribuição dos agentes geradores ao longo do sistema também exerce influência na formação dos preços, uma vez que, nas barras 11 e 13 localizam-se dois grandes geradores hidrelétricos com elevadas metas de geração propiciando a formação de uma barra/região com preços mais baixos, ao redor dessas barras, quando comparadas às barras próximas à barras 30 (ver Figura 5.3) em que encontram-se os maiores preços do sistema, e nenhum agente gerador está conectado nas proximidades dessas barras. Apesar das barras 12 e 30 terem demandas totais próximas, seus preços são díspares e percebe-se uma gradual elevação do preço a partir da barra 12 em diante, apesar da demanda não se alterar tão fortemente.

5.3 Variação da Demanda

Nesta seção serão apresentados os estudos relativos à variação da demanda do caso base do Sistema Teste IEEE 30 barras.

A variação da demanda contemplará duas situações distintas, a primeira em relação a todo o sistema e a segunda em relação a uma única barra do sistema, culminando, portanto, uma condição generalizada de variação da demanda e uma condição localizada de variação de demanda do sistema. A situação na qual ocorre variação de toda a demanda do sistema envolve sobrecargas e/ou alívios indistintamente em todas as barras do sistema, já a situação na qual ocorre uma variação local diz respeito à sobrecargas e/ou alívio da demanda de uma determinada barra do sistema. Evidentemente, um grande incremento ou alívio em uma grande carga localizada em uma única barra do sistema, poderá refletir em todo o sistema como se houvesse uma redução ou elevação da demanda em todas as barras do sistema. No entanto, para a análise da variação da demanda local, procurou-se restringir esse efeito não alterando substancialmente a demanda em barras de grande carga ou escolhendo uma barra com carga de menor impacto, executando apenas pequenos sobrecargas/alívios na barra escolhida de modo a categorizar, de maneira precisa, seus efeitos.

Para tanto serão utilizados todos os dados da seção 5.1 que caracterizam o sistema IEEE 30 barras para a simulação computacional do modelo LMSHRT.

5.3.1 Resultados da Simulação da Variação da Demanda

Para o primeiro caso, foram adotados dois cenários distintos, no primeiro cenário a demanda em todas as barras do sistema é reduzida de um percentual de 5% em relação à demanda apresentada na seção 5.1 do caso base, já no segundo cenário ocorre a elevação desta

demanda, pelo mesmo percentual, em todas as barras do sistema em relação ao caso base. Para o segundo caso, a variação da demanda, localizada agora em uma única barra do sistema, é implementada de maneira análoga ao primeiro caso, ou seja, a demanda nesta barra é decrescida de um percentual de 5% do valor original de demanda do caso base e depois acrescida do mesmo valor percentual em relação ao mesmo caso base.

Dessa forma, são analisados no total 4 comportamentos distintos: diminuição/elevação da demanda em todas as barras do sistema e diminuição/elevação da demanda em uma única barra do sistema. Mediante a análise destes 4 comportamentos distintos, pode-se perceber melhor como o preço é influenciado pela variação da demanda.

As tabelas contendo os dados dos perfis de demanda horária do sistema para o primeiro caso com redução e elevação de 5% da demanda encontram-se na Tabela 8.6.1 e na Tabela 8.6.3, do Apêndice 8.6, respectivamente. Os perfis de demanda foram obtidos de maneira análoga ao procedimento realizado na seção 5.1 para obtenção do perfil de demanda total do caso base. Dessa maneira, os perfis de demanda total são apresentados na Figura 5.5 com acréscimo e decréscimo de 5% juntamente com um referencial comparativo, o perfil de demanda do caso base.

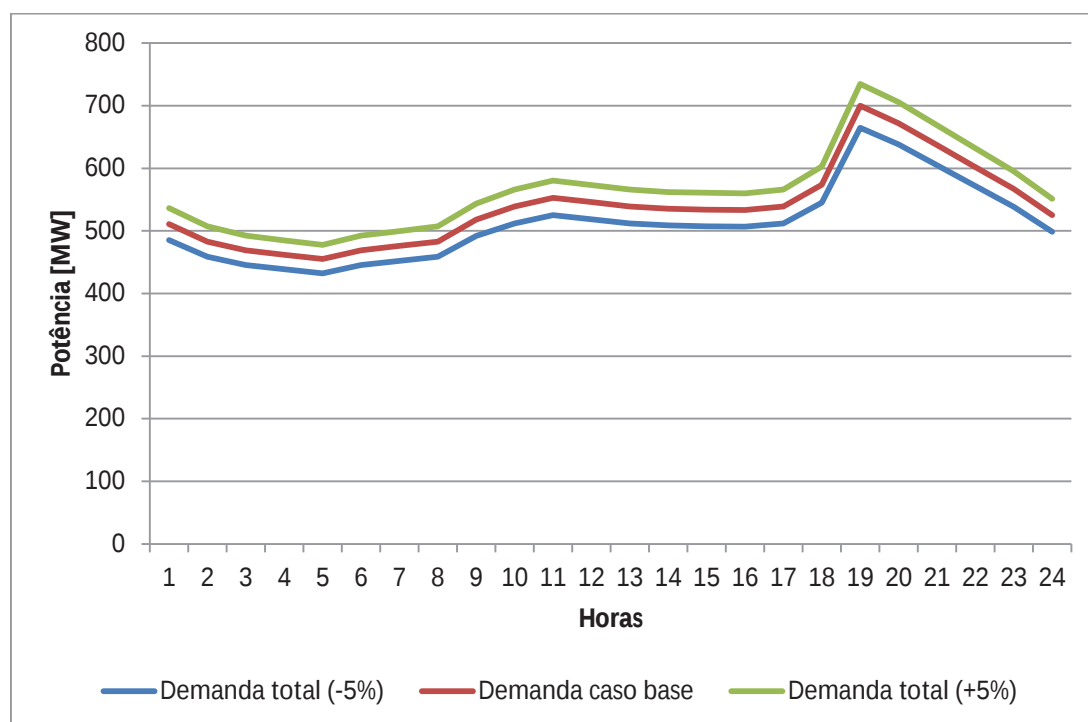


Figura 5.5 - Perfis de variação de demanda em todas as barras do sistema

A seguir apresenta-se a influência do acréscimo/decrécimo de 5% da demanda do sistema nos fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão (ramos). A Tabela 5.3.1 apresenta

o maior fluxo obtido durante a operação diária em cada linha de transmissão em cada uma das situações e suas respectivas folgas com relação ao limite máximo da linha. Percebe-se que as folgas nas linhas de transmissão tendem a diminuir na maioria dos ramos do sistema com o aumento da demanda e aumentar com a redução da demanda, conforme esperado. Entretanto, devido à natureza não linear dos fluxos de potência ativa nos ramos, estes aumentos/reduções esperados podem não ocorrer em alguns ramos do sistema.

Tabela 5.3.1 - Maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão com variação na demanda

Ramo	Maior Fluxo -5% [MW]	Maior Fluxo +5% [MW]	Folga Linhas Trans. -5% [MW]	Folga Linhas Trans. +5% [%]	Ramo	Maior Fluxo -5% [MW]	Maior Fluxo +5% [MW]	Folga Linhas Trans. -5% [MW]	Folga Linhas Trans. +5% [%]
1	59,3	58,2	7,0	8,8	22	42,6	45,5	10,8	6,0
2	13,1	18,4	29,7	1,7	23	33,6	35,5	12,0	5,1
3	4,4	4,4	0,0	0,0	24	10,7	10,2	10,2	7,2
4	7,7	12,1	36,6	0,0	25	5,5	4,5	2,6	19,0
5	65,2	73,0	11,5	0,9	26	34,2	34,9	0,0	6,6
6	17,3	26,4	34,5	0,0	27	32,7	36,4	8,6	5,5
7	90,2	99,7	12,7	3,5	28	14,9	16,7	15,2	5,2
8	26,4	23,6	0,0	10,6	29	8,7	9,4	15,1	5,3
9	81,8	84,7	7,1	3,8	30	45,4	48,3	12,1	4,5
10	38,4	44,8	16,8	2,9	31	6,1	7,1	10,2	7,2
11	29,7	26,9	0,0	9,5	32	36,3	38,2	20,8	6,1
12	5,8	3,6	3,6	39,2	33	20,6	21,2	10,7	8,0
13	56,9	59,2	10,8	7,1	34	8,3	9,2	10,7	6,8
14	27,2	32,4	22,6	8,0	35	11,7	11,4	15,8	5,8
15	104,6	104,5	13,6	13,6	36	20,1	23,9	3,2	5,6
16	328,2	345,7	9,6	4,8	37	14,8	16,4	20,5	6,9
17	33,5	36,4	12,9	5,5	38	16,9	18,8	16,1	5,1
18	94,1	101,6	11,8	4,8	39	8,8	9,7	14,5	11,7
19	69,7	74,2	10,8	5,0	40	1,6	1,7	20,3	22,2
20	17,9	19,0	14,4	9,0	41	21,7	25,7	29,5	6,5
21	57,9	61,1	10,8	5,8					

Os preços horários por barra do sistema são mostrados integralmente na Tabela 8.6.2 e na Tabela 8.6.4, respectivamente, do Apêndice D e mostrados na Tabela 5.3.2 e na Tabela 5.3.3, respectivamente, com apenas algumas barras, devido à grande quantidade de dados das tabelas completas. A Tabela 5.3.2 apresenta os preços horários em algumas barras devido a uma redução na demanda total do sistema de 5% e também seu preço médio horário (PMH).

Tabela 5.3.2 - Preços horários por barra com redução 5% na demanda em [\$/MW].

T/B	1	2	5	8	9	12	16	19	21	24	26	28	29	30	PMH
1	26,5	26,9	28,3	27,4	27,6	25,2	26,6	28,0	28,2	28,3	29,3	27,5	29,6	30,3	27,6
2	26,1	26,5	27,8	26,8	27,0	24,7	26,1	27,4	27,6	27,7	28,5	26,9	28,8	29,5	27,0
3	25,9	26,4	27,5	26,5	26,7	24,5	25,8	27,0	27,2	27,3	28,2	26,6	28,4	29,1	26,7
4	25,9	26,3	27,4	26,3	26,5	24,4	25,6	26,9	27,0	27,1	28,0	26,4	28,2	28,8	26,5
5	25,8	26,2	27,3	26,2	26,4	24,3	25,5	26,7	26,9	27,0	27,8	26,3	28,0	28,6	26,4
6	25,9	26,4	27,5	26,5	26,7	24,5	25,8	27,0	27,2	27,3	28,2	26,6	28,4	29,1	26,7
7	26,0	26,4	27,6	26,6	26,9	24,6	25,9	27,2	27,4	27,5	28,3	26,7	28,6	29,3	26,8
8	26,1	26,5	27,8	26,8	27,0	24,7	26,1	27,4	27,6	27,7	28,5	26,9	28,8	29,5	27,0
9	26,6	27,0	28,4	27,5	27,8	25,3	26,7	28,2	28,4	28,5	29,4	27,6	29,7	30,5	27,7
10	26,9	27,3	28,8	27,9	28,2	25,5	27,1	28,6	28,8	28,9	29,9	28,0	30,2	31,0	28,1

11	27,1	27,6	29,1	28,1	28,4	25,7	27,3	28,9	29,1	29,2	30,2	28,2	30,6	31,4	28,4
12	27,0	27,5	29,0	28,0	28,3	25,6	27,2	28,7	28,9	29,1	30,1	28,1	30,4	31,2	28,2
13	26,9	27,3	28,8	27,9	28,2	25,5	27,1	28,6	28,8	28,9	29,9	28,0	30,2	31,0	28,1
14	26,8	27,3	28,8	27,8	28,1	25,5	27,0	28,5	28,7	28,8	29,8	27,9	30,1	30,9	28,0
15	26,8	27,3	28,8	27,8	28,1	25,5	27,0	28,5	28,7	28,8	29,8	27,9	30,1	30,9	28,0
16	26,8	27,3	28,7	27,8	28,1	25,5	27,0	28,5	28,7	28,8	29,8	27,9	30,1	30,9	28,0
17	26,9	27,3	28,8	27,9	28,2	25,5	27,1	28,6	28,8	28,9	29,9	28,0	30,2	31,0	28,1
18	27,4	27,9	29,5	28,5	28,8	26,0	27,6	29,3	29,5	29,6	30,7	28,6	31,1	31,9	28,7
19	28,4	29,1	31,5	29,8	30,1	26,1	28,4	29,6	31,1	31,1	32,5	29,9	33,0	34,1	29,9
20	28,1	28,7	31,0	29,1	29,5	25,8	27,9	29,8	30,3	30,4	31,8	29,2	32,2	33,2	29,4
21	27,7	28,4	30,2	28,4	28,8	25,3	27,3	29,2	29,5	29,6	30,9	28,5	31,3	32,3	28,7
22	27,4	28,1	29,5	27,8	28,1	24,9	26,7	28,5	28,8	28,9	30,1	27,9	30,5	31,3	28,1
23	27,0	27,8	28,8	27,2	27,4	24,4	26,1	27,7	28,0	28,1	29,2	27,3	29,6	30,4	27,4
24	26,7	27,1	28,6	27,6	27,9	25,3	26,8	28,3	28,5	28,6	29,6	27,7	29,9	30,6	27,8

Já a Tabela 5.3.3 apresenta os preços horários nas barras devido a um acréscimo na demanda total do sistema de 5% e também seu preço médio horário.

Tabela 5.3.3 - Preços horários por barra com elevação 5% na demanda em $[\$/MW]$.

T/B	1	2	5	8	9	12	16	19	21	24	26	28	29	30	PMH
1	28,9	29,2	30,9	30,6	30,8	28,2	29,8	31,5	31,6	31,8	32,8	30,7	33,1	34,0	30,8
2	28,6	28,9	30,3	29,8	30,0	27,6	29,0	30,6	30,7	30,9	31,8	29,9	32,1	32,9	30,0
3	28,4	28,7	30,0	29,4	29,6	27,3	28,7	30,2	30,3	30,4	31,4	29,5	31,7	32,4	29,6
4	28,2	28,6	29,8	29,3	29,5	27,2	28,6	30,0	30,1	30,3	31,2	29,4	31,5	32,2	29,5
5	28,1	28,5	29,7	29,1	29,3	27,1	28,4	29,8	29,9	30,1	31,0	29,2	31,3	32,0	29,3
6	28,4	28,7	30,0	29,4	29,6	27,3	28,7	30,2	30,3	30,4	31,4	29,5	31,7	32,4	29,6
7	28,5	28,8	30,1	29,6	29,8	27,5	28,9	30,4	30,5	30,7	31,6	29,7	31,9	32,7	29,8
8	28,6	28,9	30,3	29,8	30,0	27,6	29,0	30,6	30,7	30,9	31,8	29,9	32,1	32,9	30,0
9	29,0	29,2	31,0	30,8	31,0	28,3	30,0	31,7	31,8	32,0	33,1	30,9	33,4	34,3	31,0
10	29,3	29,5	31,5	31,3	31,7	28,8	30,5	32,4	32,5	32,7	33,8	31,5	34,2	35,1	31,6
11	29,5	29,6	31,8	31,7	32,1	29,1	30,9	32,8	32,9	33,1	34,3	31,8	34,6	35,6	31,9
12	29,4	29,5	31,6	31,5	31,9	28,9	30,7	32,6	32,7	32,9	34,1	31,6	34,4	35,4	31,8
13	29,3	29,5	31,5	31,3	31,7	28,8	30,5	32,4	32,5	32,7	33,8	31,5	34,2	35,1	31,6
14	29,2	29,4	31,4	31,3	31,6	28,7	30,4	32,3	32,4	32,6	33,7	31,4	34,0	35,0	31,5
15	29,2	29,4	31,4	31,2	31,5	28,7	30,4	32,2	32,3	32,5	33,7	31,3	34,0	34,9	31,4
16	29,2	29,4	31,4	31,2	31,5	28,7	30,4	32,2	32,3	32,5	33,6	31,3	34,0	34,9	31,4
17	29,3	29,5	31,5	31,3	31,7	28,8	30,5	32,4	32,5	32,7	33,8	31,5	34,2	35,1	31,6
18	29,7	29,8	32,2	32,3	32,6	29,5	31,4	33,4	33,5	33,8	35,0	32,4	35,4	36,4	32,5
19	31,6	32,1	35,2	34,4	34,8	30,0	32,7	35,5	35,9	36,1	37,9	34,5	38,5	39,9	34,5
20	31,1	31,8	34,2	33,2	33,6	29,3	31,8	34,3	34,6	34,8	36,4	33,3	36,9	38,2	33,4
21	30,4	31,0	33,0	32,1	32,5	28,6	30,9	33,2	33,4	33,6	35,1	32,2	35,6	36,7	32,4
22	29,9	30,4	32,2	31,4	31,7	28,1	30,2	32,4	32,6	32,8	34,1	31,5	34,6	35,7	31,6
23	29,3	29,8	31,5	30,7	31,0	27,7	29,6	31,6	31,8	31,9	33,2	30,8	33,6	34,6	30,9
24	29,1	29,3	31,2	31,0	31,3	28,5	30,2	31,9	32,0	32,2	33,3	31,1	33,6	34,6	31,2

A partir dos preços médios horários das Tabela 8.6.2, Tabela 8.6.4 e do preço médio horário de referência do caso base calculado na Tabela 5.2.2, foi construída a Figura 5.6 na qual é apresentado o preço médio horário do sistema com o decréscimo/acrécimo de 5% em sua demanda total juntamente com o preço médio horário de referência (caso base). Nota-se, portanto que a alteração da demanda total do sistema provoca um deslocamento da curva original de preços médios do caso base para cima e para baixo, conforme esperado.

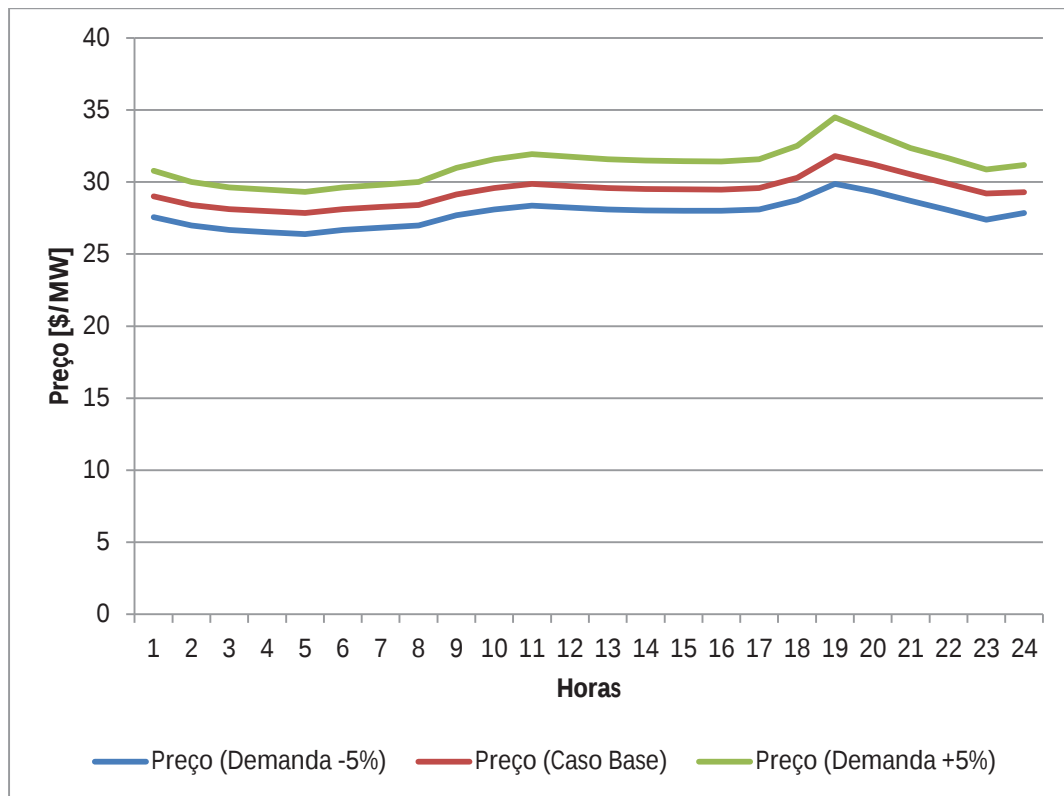


Figura 5.6 - Preço médio horário do sistema com demandas alteradas

Para a elevação/redução de 5% na demanda da barra 30, seguem-se os perfis diários de demanda total apresentados nas Tabela 8.7.1 e Tabela 8.7.3, respectivamente, do Apêndice 8.7 (obtidos de maneira análoga ao procedimento da seção 5.1 para obtenção do perfil de demanda total do caso base). Dessa maneira, os perfis diários de demanda total são apresentados na Figura 5.7 com acréscimo e decréscimo de 5% sobre demanda da barra 30 juntamente com um referencial comparativo (perfil de demanda do caso base para Barra 30). Para esse caso, não é necessário mostrar o gráfico com a variação da demanda de todas as barra do sistema, haja vista que a variação ocorre somente na barra 30 como pode ser visto na Figura 5.7.

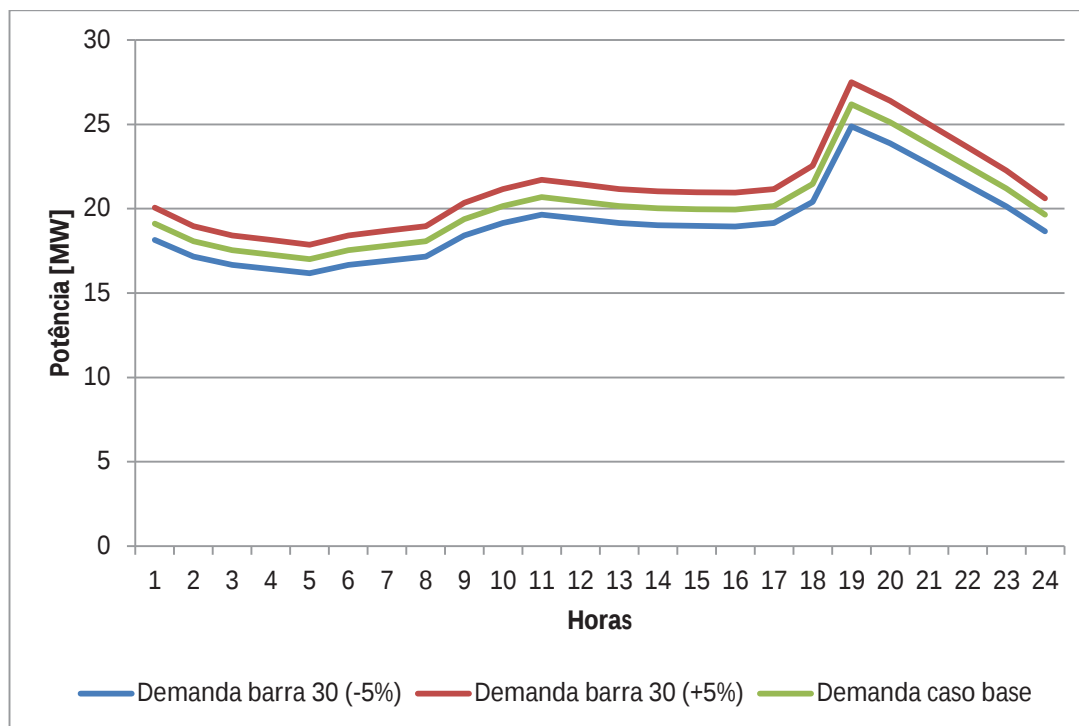


Figura 5.7 - Perfil diário de demanda total, com acréscimos e decréscimos de 5% na barra 30

A seguir é mostrada a influência da variação da demanda na barra 30 do sistema, no tocante a solicitação das linhas de transmissão, devido ao acréscimo/decrécimo de 5% da sua demanda total. Dessa forma, a Tabela 5.3.4 apresenta o maior fluxo obtido durante a operação diária em cada linha de transmissão nas situações de acréscimo e de decréscimo de demanda e suas respectivas folgas com relação ao limite máximo da linha. Como a alteração é localizada na barra 30 apenas, as diferenças entre as folgas é menor do que aquela do caso anterior. As maiores diferenças devem ocorrer na vizinhança da barra 30.

Tabela 5.3.4 - Maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão com variação na demanda na barra 30

Ramo	Maior Fluxo -5% [MW]	Maior Fluxo +5% [MW]	Folga Linhas Trans. -5% [MW]	Folga Linhas Trans. +5% [%]	Ramo	Maior Fluxo -5% [MW]	Maior Fluxo +5% [MW]	Folga Linhas Trans. -5% [MW]	Folga Linhas Trans. +5% [%]
1	57,7	57,6	9,6	9,8	22	43,8	43,8	9,6	9,6
2	15,8	16,0	15,3	14,2	23	34,3	34,3	8,4	8,4
3	3,7	3,4	16,9	22,7	24	10,2	10,2	7,3	7,2
4	10,6	10,8	12,5	11,1	25	4,7	4,7	13,8	13,7
5	66,4	66,2	9,9	10,2	26	34,1	34,2	8,8	8,6
6	22,0	22,4	16,6	15,1	27	34,5	34,8	10,3	9,7
7	93,9	94,2	9,2	8,9	28	15,8	16,0	10,0	9,2
8	22,5	22,1	14,7	16,4	29	9,0	8,8	8,9	11,1
9	80,3	79,8	8,7	9,4	30	46,5	46,7	8,1	7,7
10	42,0	42,2	9,1	8,8	31	6,7	7,0	13,5	8,8
11	27,3	27,1	8,0	8,6	32	36,9	37,1	9,3	8,8
12	5,0	4,9	17,1	18,6	33	20,7	21,2	10,5	8,2
13	57,4	57,5	10,0	9,9	34	8,8	8,8	11,3	11,3

14	30,6	30,7	13,1	12,7	35	11,3	11,8	6,6	2,5
15	102,9	102,7	15,0	15,1	36	22,2	23,2	12,1	8,4
16	334,0	334,1	8,0	8,0	37	15,6	16,2	11,5	8,2
17	34,8	34,8	9,6	9,5	38	17,9	18,7	9,8	5,5
18	97,3	97,5	8,8	8,7	39	9,2	9,8	16,0	10,9
19	71,4	71,4	8,6	8,5	40	1,6	1,4	25,9	34,5
20	18,3	18,4	12,4	12,2	41	24,0	24,7	12,9	10,1
21	59,0	59,1	9,1	9,0					

Os preços horários por barra do sistema são mostrados integralmente na Tabela 8.7.2 e na Tabela 8.7.4, respectivamente, do Apêndice 8.7, e mostrados abaixo na Tabela 5.3.5 e na Tabela 5.3.6, respectivamente, em apenas para algumas barras, devido à grande quantidade de dados das tabelas completas. A Tabela 5.3.5 apresenta os preços horários nas barras devido a uma redução de 5% na demanda total da barra 30 e também seu preço médio horário.

Tabela 5.3.5 - Preços horários por barra com redução 5% na demanda barra 30 dado em $[\$/MW]$.

T/B	1	2	5	8	9	12	16	19	21	24	26	28	29	30	PMH
1	27,7	28,1	29,5	28,7	29,0	26,4	27,9	29,5	29,6	29,8	30,7	28,8	31,0	31,7	28,9
2	27,2	27,6	28,9	28,1	28,4	26,0	27,4	28,8	29,0	29,1	30,0	28,2	30,3	30,9	28,4
3	27,0	27,4	28,6	27,9	28,1	25,8	27,2	28,5	28,7	28,8	29,7	27,9	29,9	30,6	28,1
4	26,9	27,2	28,5	27,7	27,9	25,7	27,0	28,4	28,5	28,6	29,5	27,8	29,7	30,4	27,9
5	26,8	27,1	28,4	27,6	27,8	25,6	26,9	28,2	28,4	28,5	29,3	27,7	29,5	30,2	27,8
6	27,0	27,4	28,6	27,9	28,1	25,8	27,2	28,5	28,7	28,8	29,7	27,9	29,9	30,6	28,1
7	27,1	27,5	28,8	28,0	28,2	25,9	27,3	28,7	28,8	29,0	29,8	28,1	30,1	30,7	28,2
8	27,2	27,6	28,9	28,1	28,4	26,0	27,4	28,8	29,0	29,1	30,0	28,2	30,3	30,9	28,4
9	27,8	28,2	29,7	28,9	29,1	26,5	28,1	29,6	29,8	29,9	30,9	29,0	31,2	31,9	29,1
10	28,1	28,6	30,1	29,3	29,6	26,8	28,4	30,1	30,3	30,4	31,5	29,4	31,7	32,5	29,5
11	28,4	28,8	30,4	29,6	29,9	27,0	28,7	30,4	30,6	30,7	31,8	29,7	32,1	32,9	29,8
12	28,2	28,7	30,3	29,4	29,7	26,9	28,6	30,3	30,4	30,6	31,6	29,5	31,9	32,7	29,7
13	28,1	28,6	30,1	29,3	29,6	26,8	28,4	30,1	30,3	30,4	31,5	29,4	31,7	32,5	29,5
14	28,1	28,5	30,0	29,2	29,5	26,8	28,4	30,0	30,2	30,4	31,4	29,3	31,7	32,4	29,5
15	28,1	28,5	30,0	29,2	29,5	26,8	28,4	30,0	30,2	30,3	31,3	29,3	31,6	32,4	29,4
16	28,0	28,5	30,0	29,2	29,5	26,8	28,3	30,0	30,1	30,3	31,3	29,3	31,6	32,4	29,4
17	28,1	28,6	30,1	29,3	29,6	26,8	28,4	30,1	30,3	30,4	31,5	29,4	31,7	32,5	29,5
18	28,7	29,2	30,8	30,0	30,3	27,3	29,1	30,9	31,0	31,2	32,3	30,1	32,6	33,5	30,2
19	29,8	30,4	32,6	31,5	31,9	27,7	30,1	32,5	32,9	33,0	34,5	31,6	35,0	36,1	31,7
20	29,4	30,0	32,0	30,9	31,3	27,4	29,6	31,9	32,2	32,4	33,8	31,0	34,2	35,3	31,2
21	28,8	29,4	31,3	30,2	30,6	26,9	29,0	31,2	31,5	31,6	32,9	30,3	33,3	34,3	30,5
22	28,3	28,8	30,6	29,6	29,9	26,5	28,5	30,4	30,7	30,9	32,1	29,7	32,4	33,4	29,8
23	27,8	28,3	30,0	28,9	29,3	26,1	27,9	29,7	30,0	30,1	31,2	29,0	31,6	32,4	29,1
24	27,9	28,3	29,8	29,0	29,3	26,6	28,2	29,8	29,9	30,1	31,1	29,1	31,4	32,1	29,2

Já a Tabela 5.3.6 apresenta os preços horários nas barras devido a um acréscimo de 5% na demanda total da barra 30 e também seu preço médio horário.

Tabela 5.3.6 - Preços horários por barra com acréscimo de 5% na demanda barra 30 em $[\$/MW]$.

T/B	1	2	5	8	9	12	16	19	21	24	26	28	29	30	PMH
1	27,8	28,2	29,6	28,8	29,1	26,5	28,0	29,6	29,7	29,9	30,9	29,0	31,3	32,1	29,1
2	27,3	27,7	29,0	28,3	28,5	26,1	27,5	29,0	29,1	29,2	30,2	28,4	30,5	31,3	28,5
3	27,1	27,5	28,7	28,0	28,2	25,9	27,3	28,6	28,8	28,9	29,8	28,1	30,1	30,9	28,2
4	27,0	27,3	28,6	27,8	28,1	25,8	27,1	28,5	28,6	28,8	29,6	27,9	30,0	30,7	28,0
5	26,9	27,2	28,4	27,7	27,9	25,7	27,0	28,3	28,5	28,6	29,5	27,8	29,8	30,5	27,9
6	27,1	27,5	28,7	28,0	28,2	25,9	27,3	28,6	28,8	28,9	29,8	28,1	30,1	30,9	28,2
7	27,2	27,6	28,9	28,1	28,3	26,0	27,4	28,8	28,9	29,1	30,0	28,2	30,3	31,1	28,3
8	27,3	27,7	29,0	28,3	28,5	26,1	27,5	29,0	29,1	29,2	30,2	28,4	30,5	31,3	28,5
9	27,9	28,3	29,8	29,0	29,2	26,6	28,2	29,7	29,9	30,1	31,1	29,1	31,5	32,3	29,2

10	28,2	28,7	30,2	29,4	29,7	26,9	28,6	30,2	30,4	30,6	31,6	29,5	32,0	32,9	29,7
11	28,5	28,9	30,5	29,7	30,0	27,1	28,8	30,5	30,7	30,9	32,0	29,8	32,4	33,3	29,9
12	28,3	28,8	30,4	29,6	29,8	27,0	28,7	30,4	30,5	30,7	31,8	29,7	32,2	33,1	29,8
13	28,2	28,7	30,2	29,4	29,7	26,9	28,6	30,2	30,4	30,6	31,6	29,5	32,0	32,9	29,7
14	28,2	28,6	30,1	29,4	29,6	26,9	28,5	30,2	30,3	30,5	31,5	29,5	31,9	32,8	29,6
15	28,2	28,6	30,1	29,3	29,6	26,9	28,5	30,1	30,3	30,5	31,5	29,4	31,9	32,8	29,6
16	28,2	28,6	30,1	29,3	29,6	26,9	28,5	30,1	30,3	30,4	31,5	29,4	31,9	32,8	29,5
17	28,2	28,7	30,2	29,4	29,7	26,9	28,6	30,2	30,4	30,6	31,6	29,5	32,0	32,9	29,7
18	28,8	29,3	30,9	30,1	30,4	27,4	29,2	31,0	31,2	31,4	32,5	30,2	33,0	33,9	30,4
19	29,9	30,5	32,7	31,6	32,0	27,8	30,2	32,7	33,0	33,2	34,8	31,7	35,4	36,7	31,9
20	29,5	30,1	32,2	31,1	31,4	27,5	29,7	32,0	32,4	32,5	34,0	31,2	34,6	35,8	31,3
21	29,0	29,5	31,4	30,4	30,7	27,0	29,2	31,3	31,6	31,8	33,1	30,5	33,7	34,8	30,6
22	28,4	28,9	30,7	29,7	30,1	26,6	28,6	30,6	30,9	31,0	32,3	29,8	32,8	33,8	30,0
23	27,9	28,4	30,1	29,1	29,4	26,2	28,0	29,8	30,1	30,2	31,4	29,2	31,9	32,8	29,3
24	28,0	28,4	29,9	29,1	29,4	26,7	28,3	29,9	30,1	30,2	31,3	29,2	31,6	32,5	29,4

Finalmente, apresenta-se na Figura 5.8 a variação percentual do preço médio por barras em relação ao preço médio por barra do caso base, conforme a variação na demanda para a barra 30. Dessa maneira, com a variação percentual de preços mapeados para a demanda elevada e reduzida, percebe-se claramente que a variação de preços mais elevada ocorre na barra 30, que teve sua demanda alterada, evidentemente a variação percentual de preço se estende para as barras próximas à barra 30, mas em menor escala.

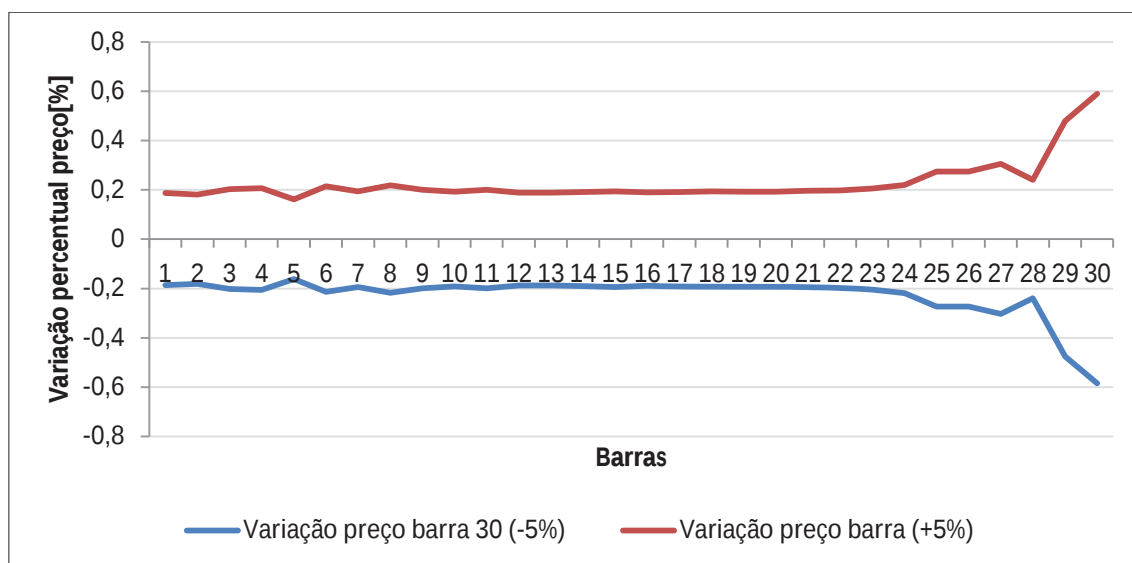


Figura 5.8 - Variação percentual do preço médio por barra em função da variação da demanda de todas as barras

5.3.2 Análise dos Resultados da Variação da Demanda

Conforme os dados e figuras apresentados, fica claro que a formação de preço nas barras do sistema é influenciado de maneira direta pelo perfil de demanda a que tais barras estão submetidas.

Para o caso da alteração da demanda em todas as barras do sistema, nota-se uma similaridade muito grande da curva do preço médio horário obtido com a redução/elevação da demanda em todas as barras do sistema em relação ao preço médio horário do caso base (Figura 5.5), já que a alteração na demanda provoca apenas um deslocamento da curva de preço médio sem alterar substancialmente seu perfil. Pode-se notar, inclusive, que uma elevação/redução na demanda provoca uma alteração na folga das linhas de transmissão, como mostrado nos dados apresentados na Tabela 5.3.1. Fato esse que está intrinsecamente relacionado à formação de preço nas barras devido a uma maior solicitação ou relaxamento das folgas das linhas de transmissão. Percebe-se, ainda, que a despeito dos arranjos não lineares dos fluxos nas linhas, que podem eventualmente sobrecarregar mais algumas linhas em detrimento de outras, a folga geral média diminui para o sistema com elevação na demanda em todas as barras do sistema como mostrado nos dados apresentados na Tabela 5.3.1. É importante constatar que a variação percentual dos preços foi mais pronunciada nos casos de elevação de demanda do que nos casos de redução de demanda, e que para a situação de elevação de demanda, a hora de pico de consumo propiciou a variação mais pronunciada como constatado através dos dados dos preços obtidos na Tabela 8.7.1 e na Tabela 8.7.3 do Apêndice 8.7), fato esse mais uma vez relacionado ao estrangulamento da transmissão devido ao aumento da demanda.

Para o caso da alteração da demanda em uma única barra, percebe-se que os preços na barra 30 têm perfil similar quando comparados ao preço diário médio obtido do caso base para esta mesma barra. Nota-se um fenômeno muito interessante (Figura 5.8) de formação de preços regionais quando somente a barra 30 tem sua demanda diminuída ou elevada no sistema. A vizinhança dessa barra tem seu preço reduzido ou aumentado em consonância com o incremento ou decremento da demanda. Isso caracteriza o fenômeno com a formação de preços regionais espalhados pelas barras próximas e sendo atenuado ao longo do sistema, fato decorrente da diminuição ou aumento da folga nas linhas de transmissão, oriunda da alteração na demanda na Barra 30.

5.4 Variação da Meta

Nesta seção serão apresentados os estudos relativos à variação da meta do caso base do sistema IEEE 30 Barras. Para isso, dois cenários distintos são propostos, o primeiro diz respeito à variação da meta em todas as usinas hidrelétricas do sistema e o segundo cenário diz respeito à variação da meta em apenas uma usina hidrelétrica do sistema. Dessa maneira, pretende-se analisar a influência da variação da meta nas usinas hidrelétricas para a formação dos preços

nas barras. Para tanto serão utilizados todos os dados da seção 5.1 que caracteriza o sistema 30 Barras para simulação computacional do modelo LMSHRT.

5.4.1 Dados da Simulação da Variação da Meta

Inicialmente são mostrados os resultados relacionados aos preços horários nas barras com a variação da meta em todas as usinas hidrelétricas do sistema. A seguir são mostrados os resultados relativos à variação da meta em uma única usina hidrelétrica.

Para a variação da meta em todas as hidrelétricas do sistema foram adotadas duas situações distintas. A primeira evidencia o aumento da meta de geração em 5% em todas as usinas hidrelétricas do sistema em relação à meta apresentada na seção 5.1 (caso base). A outra situação consiste na elevação da meta de geração de 5% em uma única hidrelétrica do sistema. Para os dois casos, adotou-se o acréscimo percentual sobre a meta de geração hidrelétrica do caso base obtido da Tabela 5.1.3.

Para o caso do acréscimo em um único agente gerador, a usina hidrelétrica escolhida foi a usina de Chavantes, devido a sua maior capacidade de fornecer potência em relação as outras hidrelétricas. Esta usina fornece um incremento absoluto de potência maior que as demais usinas e desse modo, sua influência no sistema decorrente da variação da meta será maior.

Os preços horários por barra do sistema, são mostrados integralmente na Tabela 8.8.1 e Tabela 8.8.2 do Apêndice 8.8 respectivamente, e na Tabela 5.4.1 apresentados somente para algumas barras, devido a grande quantidade de dados das tabelas completas. A Tabela 5.4.1 apresenta os preços horários nas barras devido ao acréscimo de 5% na meta de todas as usinas hidrelétricas do sistema e também seu preço médio horário (PMH).

Tabela 5.4.1 - Preços horários por barra com elevação de 5% da meta em $[\$/MW]$.

T/B	1	2	5	8	9	12	16	19	21	24	26	28	29	30	PMH
1	26,8	27,2	28,7	27,8	28,0	25,4	26,9	28,5	28,7	28,8	29,8	27,8	30,1	30,9	28,0
2	26,4	26,8	28,2	27,2	27,5	25,0	26,5	27,9	28,1	28,2	29,1	27,3	29,4	30,1	27,4
3	26,2	26,7	27,9	26,9	27,2	24,8	26,2	27,5	27,7	27,8	28,7	27,0	29,0	29,7	27,1
4	26,1	26,6	27,8	26,7	27,0	24,7	26,0	27,3	27,5	27,6	28,5	26,8	28,8	29,4	27,0
5	26,0	26,5	27,7	26,6	26,8	24,5	25,9	27,2	27,3	27,4	28,3	26,7	28,6	29,2	26,8
6	26,2	26,7	27,9	26,9	27,2	24,8	26,2	27,5	27,7	27,8	28,7	27,0	29,0	29,7	27,1
7	26,3	26,7	28,1	27,1	27,3	24,9	26,3	27,7	27,9	28,0	28,9	27,2	29,2	29,9	27,3
8	26,4	26,8	28,2	27,2	27,5	25,0	26,5	27,9	28,1	28,2	29,1	27,3	29,4	30,1	27,4
9	26,9	27,4	28,9	27,9	28,2	25,5	27,0	28,6	28,8	28,9	29,9	28,0	30,3	31,0	28,1
10	27,2	27,7	29,3	28,3	28,6	25,8	27,4	29,0	29,2	29,4	30,4	28,4	30,8	31,6	28,5
11	27,4	27,9	29,6	28,6	28,8	26,0	27,6	29,3	29,5	29,7	30,8	28,7	31,1	32,0	28,8
12	27,3	27,8	29,4	28,4	28,7	25,9	27,5	29,2	29,4	29,5	30,6	28,5	31,0	31,8	28,7
13	27,2	27,7	29,3	28,3	28,6	25,8	27,4	29,0	29,2	29,4	30,4	28,4	30,8	31,6	28,5
14	27,2	27,6	29,2	28,2	28,5	25,7	27,3	29,0	29,2	29,3	30,4	28,3	30,7	31,5	28,4
15	27,1	27,6	29,2	28,2	28,5	25,7	27,3	28,9	29,1	29,3	30,3	28,3	30,7	31,5	28,4
16	27,1	27,6	29,2	28,2	28,5	25,7	27,3	28,9	29,1	29,3	30,3	28,3	30,6	31,5	28,4
17	27,2	27,7	29,3	28,3	28,6	25,8	27,4	29,0	29,2	29,4	30,4	28,4	30,8	31,6	28,5
18	27,8	28,3	30,0	29,0	29,3	26,3	28,0	29,8	30,0	30,2	31,3	29,1	31,7	32,6	29,2
19	29,0	29,7	32,2	30,5	29,9	26,4	28,7	30,4	31,3	31,5	33,2	30,6	33,8	35,0	30,4

20	28,5	29,2	31,7	29,9	29,5	26,1	28,2	30,0	30,7	30,9	32,5	30,0	33,0	34,1	29,8
21	28,0	28,7	30,9	28,9	29,2	25,6	27,6	29,7	30,0	30,1	31,5	29,0	31,9	32,9	29,1
22	27,6	28,4	30,2	28,2	28,5	25,1	27,0	28,9	29,2	29,3	30,6	28,3	31,0	31,9	28,4
23	27,3	28,1	29,4	27,6	27,8	24,7	26,4	28,2	28,5	28,6	29,7	27,7	30,1	31,0	27,8
24	27,0	27,5	29,0	28,0	28,3	25,6	27,2	28,8	28,9	29,1	30,1	28,1	30,4	31,2	28,2

Já a Tabela 5.4.2 mostra os preços mínimos, médios e máximos para cada barra do sistema e também o preço geral mínimo, médio e máximo para todo o sistema, obtido a partir dos dados da Tabela 5.4.1.

Tabela 5.4.2 - Preço mínimo, médio e máximo com meta elevada em $[\$/MW]$.

Barras	Preço Mínimo	Preço Médio	Preço Máximo
1	26,0	27,1	29,0
2	26,5	27,6	29,7
3	25,9	27,2	29,2
4	25,9	27,2	29,3
5	27,7	29,2	32,2
6	26,4	27,8	30,2
7	27,2	28,7	31,2
8	26,6	28,0	30,5
9	26,8	28,2	29,9
10	27,0	28,5	30,7
11	26,8	28,2	29,9
12	24,5	25,5	26,4
13	24,5	25,5	26,4
14	25,4	26,5	27,8
15	25,8	27,0	28,5
16	25,9	27,1	28,7
17	26,8	28,3	30,4
18	26,7	28,2	29,8
19	27,2	28,7	30,4
20	27,2	28,7	30,3
21	27,3	28,9	31,3
22	27,3	28,9	31,2
23	26,6	28,1	30,0
24	27,4	29,1	31,5
25	27,7	29,4	32,2
26	28,3	30,2	33,2
27	27,6	29,3	32,1
28	26,7	28,1	30,6
29	28,6	30,5	33,8
30	29,2	31,3	35,0
Preço Médio Geral	26,8	28,2	30,4

A Tabela 5.4.3 apresenta os maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão em decorrência da elevação da meta em todas as usinas hidrelétricas do sistema. Nota-se que em algumas linhas (linhas 3,8,11,25), a capacidade máxima de transmissão foi alcançada na sua hora crítica, e dessas linhas, algumas também tiveram a capacidade máxima de transmissão alcançada em outras horas além da hora crítica, embora isso não seja mostrado na Tabela. Se alguma linha não alcançar seu limite máximo de transmissão na hora crítica, este limite não será alcançado em nenhum outro horário do dia para essa linha. Por outro lado, o fato

de uma linha ter alcançado seu limite máximo na hora crítica não invalida a possibilidade de este limite também ser alcançado em outros intervalos de tempo, que não o crítico.

Tabela 5.4.3 - Maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão com elevação na meta de geração do Sistema

Ramo	Limite Máximo [MW]	Maior Fluxo $P_{k,m,t}$	Folga Linhas Trans. km	Hora Crítica	Ramo	Limite Máximo [MW]	Maior Fluxo $P_{k,m,t}$	Folga Linhas Trans. km	Hora Crítica
1	63,8	62,3	2,3	19:00	22	48,4	44,6	7,8	19:00
2	18,7	14,8	20,8	19:00	23	37,4	35,1	6,2	19:00
3	4,4	4,4	0,0	23:00	24	11	11,0	0,1	19:00
4	12,1	8,8	27,4	19:00	25	5,5	5,5	0,0	19:00
5	73,7	68,4	7,1	19:00	26	37,4	35,5	5,1	19:00
6	26,4	19,5	26,2	19:00	27	38,5	34,4	10,6	19:00
7	103,4	95,1	8,1	19:00	28	17,6	15,8	10,5	19:00
8	26,4	26,4	0,0	21:00	29	9,9	9,1	7,8	19:00
9	88	84,7	3,8	19:00	30	50,6	47,6	6,0	19:00
10	46,2	40,5	12,2	19:00	31	7,7	6,5	16,0	19:00
11	29,7	29,7	0,0	19:00	32	40,7	37,9	6,9	19:00
12	6,0	5,8	3,6	21:00	33	23,1	21,4	7,4	19:00
13	63,8	58,6	8,1	19:00	34	9,9	8,8	11,3	19:00
14	35,2	29,6	15,9	18:00	35	12,1	12,0	1,0	19:00
15	121	107,9	10,8	19:00	36	25,3	21,6	14,7	19:00
16	363	342,9	5,6	19:00	37	17,6	15,6	11,5	19:00
17	38,5	35,3	8,4	19:00	38	19,8	17,9	9,8	19:00
18	106,7	98,9	7,3	19:00	39	11	9,2	16,0	19:00
19	78,1	73,1	6,5	19:00	40	2,2	1,6	29,4	19:00
20	20,9	18,8	10,3	19:00	41	27,5	23,2	15,6	19:00
21	64,9	60,5	6,8	19:00					

Para o segundo caso, onde a meta foi alterada somente em uma usina hidrelétrica do sistema, sendo escolhida a usina de Chavantes, tem-se a Tabela 8.8.2 do Apêndice 8.8, contendo os preços das barras do sistema e por questão de dimensão, a mesma foi transcrita na Tabela 5.4.4 contendo os preços de algumas barras e o preço médio horário do sistema (PMH).

Tabela 5.4.4 - Preços horários por barra com elevação de 5% da meta da usina Chavantes em [\$/MW].

T/B	1	2	5	8	9	12	13	19	21	24	26	28	29	30	PMH
1	27,2	27,6	29,1	28,2	28,4	25,8	25,8	28,9	29,1	29,2	30,2	28,2	30,5	31,3	28,4
2	26,7	27,1	28,5	27,6	27,8	25,4	25,4	28,2	28,4	28,5	29,5	27,7	29,8	30,5	27,8
3	26,5	26,9	28,2	27,3	27,5	25,2	25,2	27,9	28,1	28,2	29,1	27,4	29,4	30,1	27,5
4	26,4	26,7	28,0	27,2	27,4	25,1	25,1	27,8	28,0	28,1	29,0	27,2	29,2	29,9	27,4
5	26,3	26,7	27,9	27,0	27,2	25,0	25,0	27,6	27,8	27,9	28,7	27,1	29,0	29,7	27,2
6	26,5	26,9	28,2	27,3	27,5	25,2	25,2	27,9	28,1	28,2	29,1	27,4	29,4	30,1	27,5
7	26,6	27,0	28,3	27,4	27,7	25,3	25,3	28,1	28,3	28,4	29,3	27,5	29,6	30,3	27,6
8	26,7	27,1	28,5	27,6	27,8	25,4	25,4	28,2	28,4	28,5	29,5	27,7	29,8	30,5	27,8
9	27,3	27,7	29,2	28,3	28,6	25,9	25,9	29,0	29,2	29,4	30,4	28,4	30,7	31,5	28,5
10	27,6	28,1	29,7	28,7	29,0	26,2	26,2	29,5	29,7	29,9	30,9	28,8	31,3	32,1	29,0
11	27,9	28,3	30,0	29,0	29,3	26,4	26,4	29,8	30,0	30,2	31,3	29,1	31,6	32,5	29,2
12	27,7	28,2	29,8	28,9	29,2	26,3	26,3	29,7	29,9	30,0	31,1	29,0	31,4	32,3	29,1
13	27,6	28,1	29,7	28,7	29,0	26,2	26,2	29,5	29,7	29,9	30,9	28,8	31,3	32,1	29,0
14	27,6	28,0	29,6	28,7	29,0	26,1	26,1	29,4	29,6	29,8	30,8	28,8	31,2	32,0	28,9
15	27,6	28,0	29,6	28,6	28,9	26,1	26,1	29,4	29,6	29,7	30,8	28,7	31,1	32,0	28,9
16	27,5	28,0	29,5	28,6	28,9	26,1	26,1	29,4	29,6	29,7	30,8	28,7	31,1	31,9	28,8
17	27,6	28,1	29,7	28,7	29,0	26,2	26,2	29,5	29,7	29,9	30,9	28,8	31,3	32,1	29,0
18	28,2	28,7	30,4	29,4	29,7	26,7	26,7	30,3	30,5	30,6	31,8	29,5	32,2	33,1	29,7
19	29,4	30,0	32,3	31,0	31,7	26,8	26,8	29,4	32,7	32,5	34,1	31,2	34,6	35,8	31,0

20	29,0	29,6	31,7	30,5	31,1	26,5	26,5	28,7	32,1	31,9	33,4	30,6	33,9	35,0	30,4
21	28,4	29,0	31,0	29,8	30,4	26,0	26,0	28,1	31,3	31,1	32,5	29,9	33,0	34,0	29,7
22	28,0	28,6	30,3	29,0	29,5	25,6	25,6	28,4	30,3	30,2	31,5	29,1	31,9	32,9	29,1
23	27,6	28,3	29,6	28,1	28,4	25,1	25,1	28,7	29,1	29,1	30,3	28,2	30,7	31,6	28,3
24	27,4	27,8	29,4	28,4	28,7	26,0	26,0	29,2	29,4	29,5	30,6	28,5	30,9	31,7	28,7

Já a Tabela 5.4.5 apresenta os preços mínimo, médio e máximo para cada barra do sistema e também o preço geral mínimo, médio e máximo para todo o sistema obtido da Tabela 5.4.4.

Tabela 5.4.5 - Preço mínimo, médio e máximo com elevação de 5% da meta da usina Chavantes em $[\$/MW]$.

Barras	Preço Mínimo	Preço Médio	Preço Máximo
1	26,3	27,5	29,4
2	26,7	27,9	30,0
3	26,3	27,6	29,7
4	26,3	27,6	29,7
5	27,9	29,5	32,3
6	26,8	28,3	30,7
7	27,5	29,1	31,8
8	27,0	28,5	31,0
9	27,2	28,8	31,7
10	27,4	29,1	32,1
11	27,2	28,8	31,7
12	25,0	25,8	26,8
13	25,0	25,8	26,8
14	25,8	26,9	28,1
15	26,2	27,4	28,7
16	26,3	27,6	29,5
17	27,3	28,9	31,7
18	27,2	28,4	29,7
19	27,6	28,9	30,3
20	27,6	28,8	30,3
21	27,8	29,5	32,7
22	27,7	29,5	32,6
23	27,1	28,5	30,5
24	27,9	29,6	32,5
25	28,2	30,0	33,1
26	28,7	30,7	34,1
27	28,1	29,8	32,8
28	27,1	28,6	31,2
29	29,0	31,0	34,6
30	29,7	31,9	35,8
Preço Médio Geral	27,2	28,7	31,0

De posse desses dados, constrói-se a Figura 5.9, na qual é mostrada a variação do preço médio horário dos casos com todas as metas do sistema alteradas e com apenas a meta da usina de Chavantes alterada e também o preço médio horário do caso base como referencial comparativo.

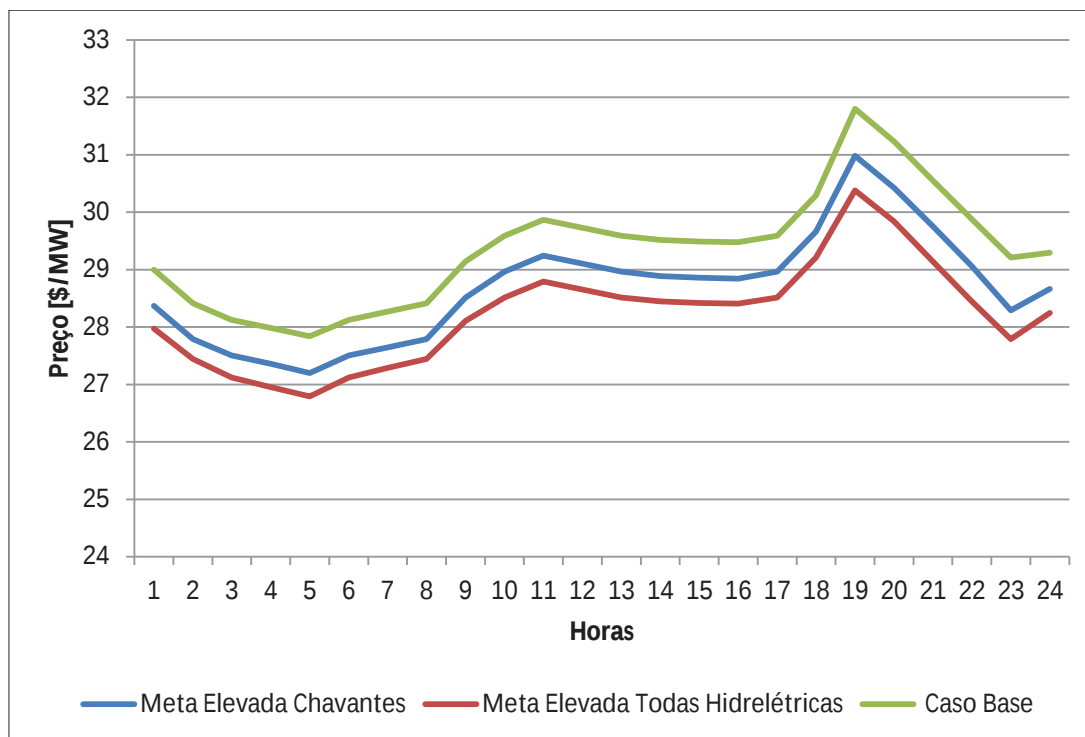


Figura 5.9 - Preços médios horários com alteração metas do sistema

Evidentemente o preço médio do sistema com todas as hidrelétricas com metas elevadas tem o menor preço médio horário, haja vista a maior disponibilidade de energia hidrelétrica as quais são provenientes de uma fonte geradora mais barata em relação às termelétricas. Nota-se na Tabela 5.4.6 que devido a elevação das metas nas usinas, o percentual de contribuição das termelétricas no despacho dos agentes geradores diminui e, por conseguinte o preço médio geral do sistema diminui.

Tabela 5.4.6 - Participação percentual tipo de fonte geradora no despacho

Meta do Sistema	Contribuição Termelétrica em [%]	Contribuição Hidroelétrica em [%]	Preço Médio Geral [\$/ MW]
Meta do Caso Base	31,9	68,1	29,3
Meta da Usina Chavantes Elevada 5%	29,8	70,2	28,7
Meta Todas Hidrelétricas Elevadas 5%	28,7	71,3	28,2

Na Tabela 5.4.7 são mostrados os maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas de transmissão com elevação da meta na usina Chavantes. Nota-se que em algumas linhas, a capacidade máxima de transmissão foi alcançada na sua hora crítica para algumas linhas dos sistema, entretanto esse número foi menor quando comparada à Tabela 5.4.3, que mostra os resultados obtidos quando as metas de todas as hidrelétricas do sistema foram elevadas.

Tabela 5.4.7 - Maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão com elevação da meta na usina Chavantes

Ramo	Limite Máximo [MW]	Maior Fluxo $p_{k,m,t}$	Folga Linhas Trans. km	Hora Crítica	Ramo	Limite Máximo [MW]	Maior Fluxo $p_{k,m,t}$	Folga Linhas Trans. km	Hora Crítica
1	63,8	59,8	6,3	19:00	22	48,4	44,6	7,8	19:00
2	18,7	14,6	21,8	19:00	23	37,4	35,1	6,2	19:00
3	4,4	4,4	0,0	23:00	24	11	11,0	0,1	19:00
4	12,1	8,6	28,6	19:00	25	5,5	5,5	0,0	19:00
5	73,7	68,2	7,5	19:00	26	37,4	35,5	5,1	19:00
6	26,4	20,1	23,8	19:00	27	38,5	34,4	10,6	19:00
7	103,4	95,3	7,9	19:00	28	17,6	15,7	10,5	19:00
8	26,4	25,8	2,3	21:00	29	9,9	9,1	7,7	19:00
9	88	83,8	4,7	19:00	30	50,6	47,6	6,0	19:00
10	46,2	41,7	9,8	19:00	31	7,7	6,5	16,2	19:00
11	29,7	29,4	0,9	19:00	32	40,7	37,9	6,9	19:00
12	6,0	5,7	5,7	21:00	33	23,1	21,4	7,5	19:00
13	63,8	58,3	8,7	19:00	34	9,9	8,8	11,3	19:00
14	35,2	28,8	18,1	18:00	35	12,1	12,0	1,2	19:00
15	121	107,7	11,0	19:00	36	25,3	21,6	14,6	19:00
16	363	342,6	5,6	19:00	37	17,6	15,6	11,5	19:00
17	38,5	35,3	8,4	19:00	38	19,8	17,9	9,8	19:00
18	106,7	98,9	7,3	19:00	39	11	9,2	16,0	19:00
19	78,1	73,1	6,5	19:00	40	2,2	1,7	21,4	19:00
20	20,9	18,8	10,3	19:00	41	27,5	23,4	14,8	19:00
21	64,9	60,5	6,8	19:00					

5.4.2 Análise dos Resultados da Variação da Meta

Conforme todos os resultados e figuras que foram apresentados nesta seção, fica claro que a formação de preço nas barras do sistema é fortemente influenciada pela variação de meta do sistema.

Uma primeira análise e talvez a mais imediata na formação de preço nas barras do sistema, quando se varia a meta desse, reside no fato de que qualquer alteração na meta de geração das usinas hidrelétricas tem impacto direto no custo da energia elétrica gerada, já que o custo da energia oriunda das usinas termelétricas é mais oneroso em relação às hidrelétricas. Com a variação da meta, como pode ser observado através da Tabela 5.4.6, o espaço para participação da energia oriunda da geração hidrelétrica, a qual é menos onerosa, é aumentado ou diminuído, o que diminui ou eleva o preço da energia, respectivamente conforme mostrado na Figura 5.9.

Para o caso de variação da meta de geração em uma única usina do sistema (usina de Chavantes), percebe-se claramente que o preço médio da energia propiciado pela elevação da meta em Chavantes (ver Figura 5.9) encontra-se em um patamar intermediário entre os preços médios relativos ao caso base e ao caso com meta elevada em todas as hidrelétricas, já que existe maior disponibilidade de geração hidrelétrica em relação à meta do caso base, e então seu preço médio tende a ser menor quando comparado a essa situação, e por conseguinte, existe menor disponibilidade de geração hidrelétrica em relação à meta do caso onde todas as

hidrelétricas tem suas metas elevadas. Assim, seu preço médio obtido com a alteração na meta de Chavantes tende a ser maior quando comparado ao caso em que a meta é aumentada em todas as hidrelétricas.

5.5 Variação dos Limites das Linhas de Transmissão

Nesta seção são apresentados os estudos relativos a variação dos limites da capacidade máxima de transmissão das linhas do caso base do sistema IEEE 30 Barras. Para isso, dois cenários distintos serão propostos, o primeiro diz respeito à variação dos limites da capacidade máxima de transmissão em todas as linhas do sistema e o segundo cenário diz respeito a variação dos limites da capacidade máxima de transmissão em algumas linhas do sistema com intuito de formar uma barra/região delimitada através do estrangulamento de sua capacidade máxima de transmissão. Dessa maneira, pretende-se analisar a influência da variação dos limites nas linhas de transmissão para a formação dos preços nas barras do sistema e para a formação de preços regionalizados dentro do sistema.

Para tanto, serão utilizados todos os dados da seção 5.1 que caracterizam o sistema IEEE 30 Barras para simulação computacional do modelo LMSHRT.

5.5.1 Dados da Simulação da Variação das Linhas de Transmissão

Inicialmente são mostrados os resultados obtidos para os preços horários nas barras com a variação da capacidade de transmissão em todas as linhas do sistema. A seguir são mostrados os resultados relativos a variação da capacidade de transmissão em algumas linhas do sistema com intuito de caracterizar no sistema uma barra/região com transmissão estrangulada.

Para o primeiro caso, que trata da variação do limite máximo da capacidade de transmissão em todas as linhas do sistema, foi adotada uma redução percentual de 9,75% na capacidade máxima de transmissão das linhas do sistema em relação aos dados da capacidade máxima de transmissão das linhas do caso base (Tabela 5.1.7). O limite de redução percentual de 9,75% foi adotado já que este se mostrou no maior valor de redução percentual possível antes do sistema se tornar infactível.

Na Tabela 5.5.1 são mostrados os maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas de transmissão para a situação em que houve uma redução de 9,75% na capacidade de transmissão. Nota-se que em várias linhas, na hora crítica o carregamento máximo está com folgas nulas ou muito pequenas, o que significa que o carregamento máximo do sistema está

muito próximo de ser atingido. Para esta situação, o sistema está, de fato, operando muito próximo de sua capacidade máxima.

Tabela 5.5.1 - Maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão com redução de 9,75% na capacidade de transmissão

Ramo	Limite Máximo [MW]	Maior Fluxo $P_{k,m,t}$	Folga Linhas Trans. km	Hora Crítica	Ramo	Limite Máximo [MW]	Maior Fluxo $P_{k,m,t}$	Folga Linhas Trans. km	Hora Crítica
1	57,6	56,7	1,5	19:00	22	43,7	43,1	1,4	19:00
2	16,9	16,9	0,0	19:00	23	33,8	33,6	0,4	19:00
3	4,0	3,8	5,3	23:00	24	9,9	9,9	0,8	20:00
4	10,9	10,8	0,8	19:00	25	5,0	4,8	3,8	21:00
5	66,5	64,9	2,5	19:00	26	33,8	33,0	2,1	19:00
6	23,8	23,4	2,0	19:00	27	34,7	34,6	0,3	19:00
7	93,3	92,5	0,8	19:00	28	15,9	15,9	0,0	19:00
8	23,8	22,7	4,8	21:00	29	8,9	8,9	0,0	19:00
9	79,4	77,7	2,2	20:00	30	45,7	45,7	0,0	19:00
10	41,7	41,5	0,5	19:00	31	6,9	6,8	2,2	19:00
11	26,8	26,6	0,7	21:00	32	36,7	36,1	1,6	19:00
12	5,4	5,0	7,2	23:00	33	20,8	20,1	3,7	19:00
13	57,6	56,3	2,1	19:00	34	8,9	8,8	1,8	19:00
14	31,8	31,0	2,3	19:00	35	10,9	10,9	0,0	20:00
15	109,2	99,2	9,2	20:00	36	22,8	22,8	0,2	19:00
16	327,6	327,0	0,2	19:00	37	15,9	15,6	2,0	19:00
17	34,7	34,4	1,0	19:00	38	17,9	17,9	0,0	19:00
18	96,3	96,0	0,3	19:00	39	9,9	9,2	6,9	19:00
19	70,5	70,1	0,6	19:00	40	2,0	1,5	25,1	20:00
20	18,9	18,0	4,8	19:00	41	24,8	24,3	2,1	19:00
21	58,6	57,8	1,3	19:00					

Na Tabela 5.5.2 são mostrado os preços horários por barra do sistema, os quais são mostrados integralmente na Tabela 8.9.1 do Apêndice 8.9 e mostrados na Tabela 5.5.2 com apenas algumas barras devido à grande quantidade de dados das tabelas completas. A Tabela 5.5.2 apresenta os preços horários nas barras e também seu preço médio horário (PMH), obtidos a partir da redução de 9,75% no limite máximo da capacidade de transmissão de todas as linhas do sistema.

Tabela 5.5.2 - Preços horários por barra com redução de 9,75% na capacidade de transmissão dado em [\$/MW].

T/B	1	2	5	8	9	12	16	19	21	24	26	28	29	30	PMH
1	27,7	28,1	29,6	28,8	29,0	26,5	28,0	29,5	29,7	29,8	30,8	28,9	31,1	31,9	29,0
2	27,3	27,6	29,0	28,2	28,4	26,1	27,4	28,9	29,0	29,2	30,1	28,3	30,4	31,1	28,4
3	27,0	27,4	28,7	27,9	28,1	25,9	27,2	28,6	28,7	28,8	29,7	28,0	30,0	30,7	28,1
4	26,9	27,3	28,5	27,8	28,0	25,8	27,1	28,4	28,5	28,7	29,6	27,9	29,8	30,5	28,0
5	26,8	27,2	28,4	27,6	27,8	25,7	26,9	28,3	28,4	28,5	29,4	27,7	29,7	30,3	27,8
6	27,0	27,4	28,7	27,9	28,1	25,9	27,2	28,6	28,7	28,8	29,7	28,0	30,0	30,7	28,1
7	27,1	27,5	28,8	28,0	28,3	26,0	27,3	28,7	28,9	29,0	29,9	28,1	30,2	30,9	28,3
8	27,3	27,6	29,0	28,2	28,4	26,1	27,4	28,9	29,0	29,2	30,1	28,3	30,4	31,1	28,4
9	27,8	28,2	29,7	28,9	29,2	26,6	28,1	29,7	29,8	30,0	31,0	29,0	31,3	32,1	29,1
10	28,2	28,6	30,1	29,4	29,6	26,9	28,5	30,1	30,3	30,5	31,5	29,5	31,9	32,7	29,6
11	28,4	28,9	30,4	29,6	29,9	27,0	28,7	30,5	30,6	30,8	31,9	29,7	32,2	33,1	29,8
12	28,3	28,7	30,3	29,5	29,8	27,0	28,6	30,3	30,5	30,6	31,7	29,6	32,0	32,9	29,7
13	28,2	28,6	30,1	29,4	29,6	26,9	28,5	30,1	30,3	30,5	31,5	29,5	31,9	32,7	29,6
14	28,1	28,6	30,1	29,3	29,5	26,8	28,4	30,1	30,2	30,4	31,4	29,4	31,8	32,6	29,5
15	28,1	28,5	30,0	29,3	29,5	26,8	28,4	30,0	30,2	30,4	31,4	29,4	31,7	32,6	29,5
16	28,1	28,5	30,0	29,2	29,5	26,8	28,4	30,0	30,2	30,3	31,4	29,3	31,7	32,6	29,5
17	28,2	28,6	30,1	29,4	29,6	26,9	28,5	30,1	30,3	30,5	31,5	29,5	31,9	32,7	29,6

18	28,7	29,2	30,9	30,0	30,3	27,3	29,1	30,9	31,1	31,3	32,4	30,2	32,8	33,7	30,3
19	29,9	30,7	33,1	32,3	31,5	27,5	29,6	31,8	42,1	44,0	42,6	32,8	41,0	42,4	34,3
20	29,5	30,1	32,1	31,1	31,3	27,3	29,6	31,8	32,1	32,0	32,9	31,2	35,2	36,4	31,2
21	28,9	29,4	31,4	30,3	30,6	26,9	29,1	31,2	31,5	31,7	33,0	30,4	33,5	34,5	30,5
22	28,4	28,9	30,7	29,6	30,0	26,5	28,5	30,5	30,8	30,9	32,2	29,7	32,6	33,6	29,9
23	27,9	28,3	30,0	29,0	29,3	26,1	27,9	29,8	30,0	30,2	31,3	29,1	31,7	32,6	29,2
24	27,9	28,4	29,9	29,1	29,3	26,7	28,2	29,8	30,0	30,1	31,2	29,2	31,5	32,3	29,3

A Tabela 5.5.3 mostra os preços mínimos, médios e máximos para cada barra do sistema e também o preço geral mínimo, médio e máximo para todo o sistema, obtido a partir dos dados da Tabela 5.5.2.

Tabela 5.5.3 - Preço mínimo, médio e máximo com redução de 9,75% na capacidade de transmissão em [\$/MW]

Barras	Preço Mínimo	Preço Médio	Preço Máximo
1	26,8	28,0	29,9
2	27,2	28,4	30,7
3	27,0	28,3	31,0
4	27,0	28,3	30,9
5	28,4	30,0	33,1
6	27,5	28,9	31,8
7	28,1	29,7	32,8
8	27,6	29,1	32,3
9	27,8	29,4	31,5
10	28,0	29,6	31,6
11	27,8	29,4	31,5
12	25,7	26,6	27,5
13	25,7	26,6	27,5
14	26,5	27,7	28,9
15	26,9	28,2	29,5
16	26,9	28,2	29,6
17	27,9	29,4	31,3
18	27,9	29,3	31,1
19	28,3	29,9	31,8
20	28,3	29,8	31,8
21	28,4	30,5	42,1
22	28,4	30,5	45,2
23	27,7	29,7	42,3
24	28,5	30,7	44,0
25	28,8	30,9	41,3
26	29,4	31,6	42,6
27	28,7	30,7	38,9
28	27,7	29,3	32,8
29	29,7	31,9	41,0
30	30,3	32,8	42,4
Preço Médio Geral	27,8	29,4	34,3

De posse desses resultados, constrói-se a Figura 5.10 , na qual é mostrada a variação do preço médio horário dos casos com o limite da capacidade das linhas de transmissão relaxadas (caso base) e com o limite da capacidade das linhas de transmissão reduzidos em 9,75% em todas as linhas de transmissão do sistema. Nota-se que o preço médio é maior ao redor do horário de maior demanda do sistema entre às 19:00, onde há sobrecarga nas linhas de transmissão.

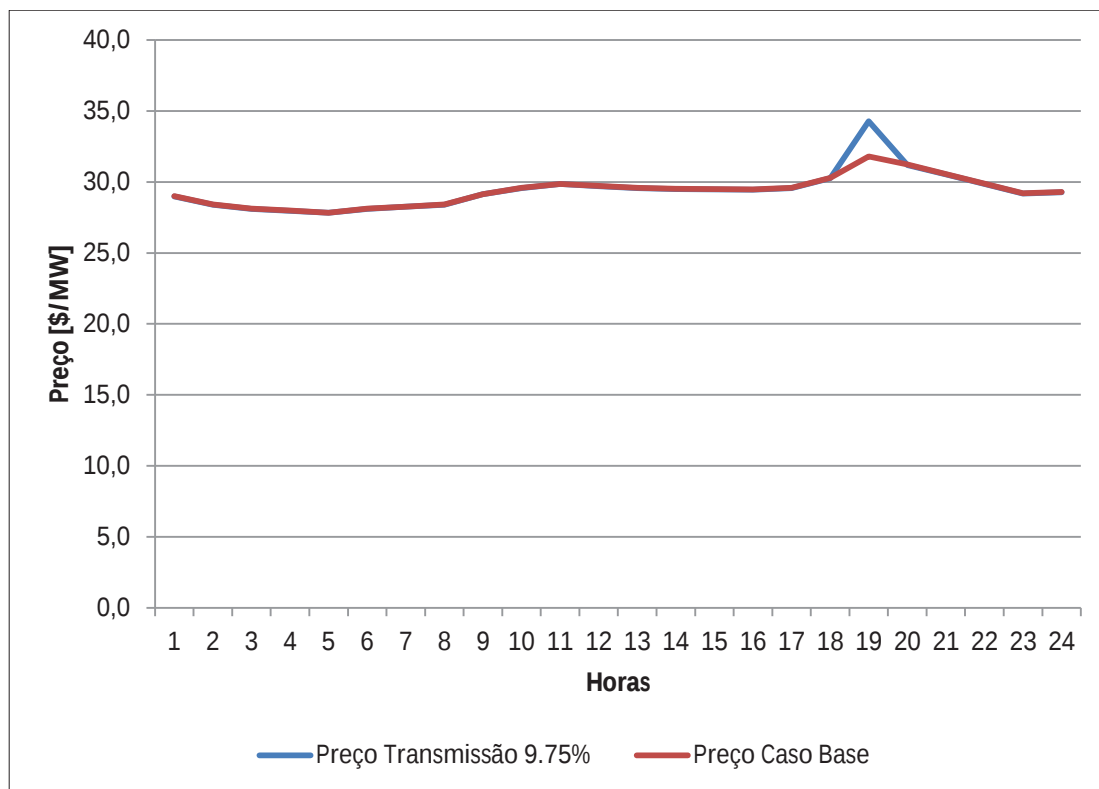


Figura 5.10 - Preço horário médio com transmissão reduzida em 9,75%

A Figura 5.11 mostra a variação percentual do preço por barra na hora crítica e o preço médio por barra do sistema com redução do limite de transmissão em 9,75% (ambos em relação ao preço do caso base com transmissão relaxada). Nota-se, nessas circunstâncias, picos de preços mais acentuados a partir da barra 20 na hora crítica do sistema, uma vez que as linhas de transmissão que interligam essas barras às outras barras do sistema, estão estranguladas com a redução no limite da transmissão, com pouca ou nenhuma capacidade ociosa para atender o maior consumo de potência propiciado pelo perfil de demanda do sistema, o que evidencia nesse caso, um claro sinal de subdimensionamento das linhas de transmissão que interligam essas barras ao restante do sistema.

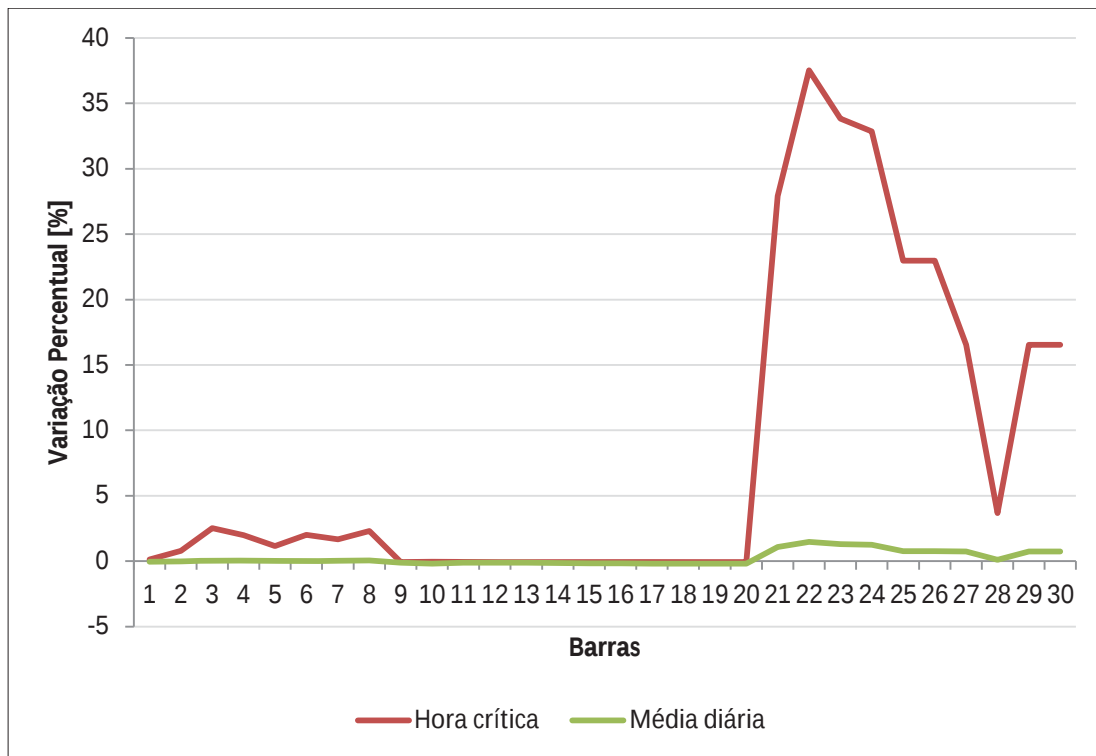


Figura 5.11 - Variação percentual do preço em função redução limite transmissão 9,75%

Para o segundo caso, com o intuito de se caracterizar uma barra/região com preços regionais, mostra-se na Figura 5.12 a barra/região destacada que evidencia as barras do sistema com suas linhas de transmissão estranguladas, isto é, os limites máximos das capacidades de transmissão das linhas que conectam as barras da região destacada (barras 23, 24 e 28) ao restante do sistema (barras 15, 22, 6 e 8, respectivamente) foram reduzidos em 12,5%. Tal percentual de redução foi o máximo conseguido para as referidas linhas de transmissão do sistema sem que a simulação computacional do sistema se tornasse infactível. As demais linhas de transmissão do sistema não tiveram seus limites máximos de capacidade de transmissão alterados em relação ao caso base.

A seguir, são mostrados alguns dados acerca do carregamento nas linhas de transmissão do sistema com redução nas linhas de transmissão da região da Figura 5.12.

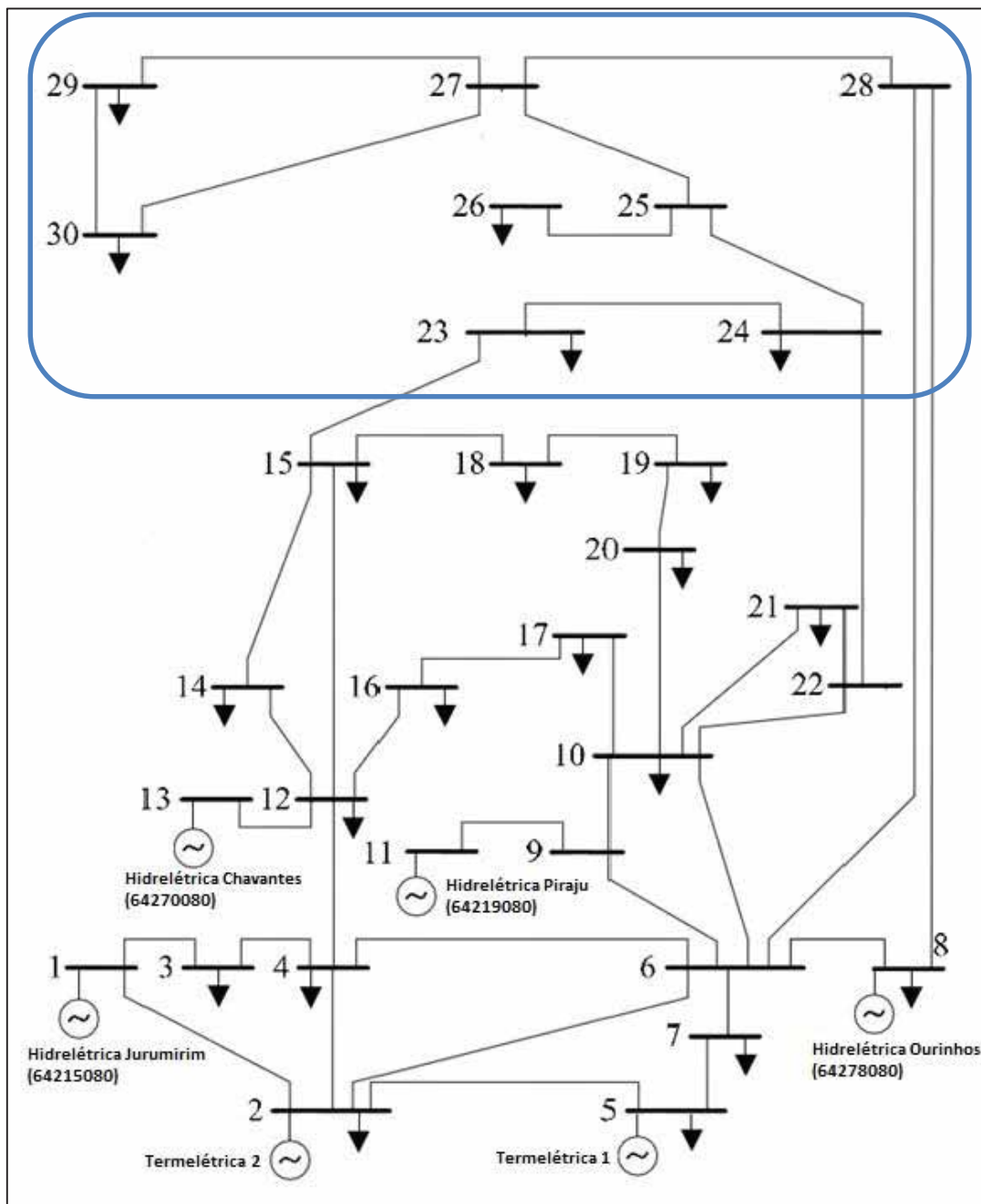


Figura 5.12 - Região destacada com estrangulamento do limite máximo das linhas de transmissão

Na Tabela 5.5.4 são mostrados os maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão com a redução de 12,5% nas capacidades de transmissão de uma região específica do sistema, constituída pelas barras destacadas na Figura 5.12.

Tabela 5.5.4 - Maiores fluxos diários e folgas de potência ativa nas linhas transmissão com a redução de 12,5% na capacidade de transmissão de uma região do sistema

Ramo	Limite Máximo [MW]	Maior Fluxo $p_{k,m,t}$	Folga Linhas Trans. km	Hora Crítica	Ramo	Limite Máximo [MW]	Maior Fluxo $p_{k,m,t}$	Folga Linhas Trans. km	Hora Crítica
1	63,8	55,6	12,9	20:00	22	48,4	42,0	13,2	19:00
2	18,7	18,2	2,8	19:00	23	37,4	32,7	12,7	19:00
3	4,4	4,4	0,7	19:00	24	11,0	9,8	10,8	21:00
4	12,1	12,1	0,0	19:00	25	5,5	4,8	12,3	21:00
5	73,7	65,8	10,8	19:00	26	37,4	32,3	13,5	20:00
6	26,4	25,3	4,0	19:00	27	38,5	34,6	10,1	19:00
7	103,4	89,4	13,6	19:00	28	17,6	15,9	9,9	19:00
8	26,4	22,9	13,4	21:00	29	9,9	9,0	9,4	19:00
9	88,0	77,3	12,1	20:00	*30	44,3	44,3	0,0	19:00
10	46,2	39,9	13,7	20:00	*31	6,7	6,7	0,0	19:00
11	29,7	26,9	9,4	21:00	32	40,7	35,2	13,6	20:00
12	6,0	5,1	14,7	23:00	33	23,1	19,8	14,3	20:00
13	63,8	56,7	11,2	20:00	34	9,9	8,8	11,3	19:00
14	35,2	31,5	10,4	19:00	35	12,1	10,8	10,5	20:00
15	121,0	98,0	19,0	20:00	36	25,3	24,0	5,3	19:00
16	363,0	318,0	12,4	20:00	37	17,6	15,6	11,5	19:00
17	38,5	33,8	12,2	19:00	38	19,8	17,9	9,8	19:00
18	106,7	93,9	12,0	19:00	39	11,0	9,2	16,0	19:00
19	78,1	68,0	12,9	19:00	*40	1,9	1,5	21,6	20:00
20	20,9	17,4	16,8	19:00	*41	24,1	24,1	0,0	19:00
21	64,9	56,1	13,6	20:00					

A Tabela 5.5.5 mostra os preços horários por barra do sistema, os quais são mostrados integralmente na Tabela 8.9.2 do Apêndice 8.9, e mostrados na Tabela 5.5.5 com apenas algumas barras, devido à grande quantidade de dados das tabelas completas. A Tabela 5.5.5 apresenta os preços horários nas barras devido à redução de 12,5% no limite máximo da capacidade de transmissão das linhas do sistema que conectam as barras do ramo 30 (15-23), ramo 31 (22-24), ramo 40 (8-28), e ramo 41 (6-28) e também seu preço médio horário (PMH).

Tabela 5.5.5 - Preços horários por barra com redução de 12,5% nas capacidade de transmissão de uma região do sistema em $[\$/MW]$.

T/B	1	2	5	8	9	12	16	19	21	24	26	28	29	30	PMH
1	27,7	28,1	29,5	28,8	29,0	26,4	27,9	29,5	29,6	29,8	30,8	28,8	31,1	31,9	29,0
2	27,2	27,6	29,0	28,2	28,4	26,0	27,4	28,9	29,0	29,1	30,1	28,3	30,4	31,1	28,4
3	27,0	27,4	28,7	27,9	28,1	25,8	27,2	28,6	28,7	28,8	29,7	28,0	30,0	30,7	28,1
4	26,9	27,3	28,5	27,7	28,0	25,7	27,0	28,4	28,5	28,7	29,5	27,8	29,8	30,5	27,9
5	26,8	27,1	28,4	27,6	27,8	25,6	26,9	28,2	28,4	28,5	29,4	27,7	29,6	30,3	27,8
6	27,0	27,4	28,7	27,9	28,1	25,8	27,2	28,6	28,7	28,8	29,7	28,0	30,0	30,7	28,1
7	27,1	27,5	28,8	28,0	28,3	25,9	27,3	28,7	28,8	29,0	29,9	28,1	30,2	30,9	28,2
8	27,2	27,6	29,0	28,2	28,4	26,0	27,4	28,9	29,0	29,1	30,1	28,3	30,4	31,1	28,4
9	27,8	28,2	29,7	28,9	29,1	26,5	28,1	29,7	29,8	30,0	31,0	29,0	31,3	32,1	29,1
10	28,1	28,6	30,1	29,3	29,6	26,8	28,4	30,1	30,3	30,4	31,5	29,4	31,8	32,7	29,5
11	28,4	28,8	30,4	29,6	29,9	27,0	28,7	30,4	30,6	30,8	31,9	29,7	32,2	33,1	29,8
12	28,3	28,7	30,3	29,5	29,7	26,9	28,6	30,3	30,4	30,6	31,7	29,6	32,0	32,9	29,7
13	28,1	28,6	30,1	29,3	29,6	26,8	28,4	30,1	30,3	30,4	31,5	29,4	31,8	32,7	29,5
14	28,1	28,5	30,1	29,3	29,5	26,8	28,4	30,0	30,2	30,4	31,4	29,4	31,7	32,6	29,5
15	28,1	28,5	30,0	29,2	29,5	26,8	28,4	30,0	30,2	30,3	31,4	29,3	31,7	32,6	29,4
16	28,1	28,5	30,0	29,2	29,5	26,8	28,4	30,0	30,2	30,3	31,4	29,3	31,7	32,5	29,4
17	28,1	28,6	30,1	29,3	29,6	26,8	28,4	30,1	30,3	30,4	31,5	29,4	31,8	32,7	29,5
18	28,7	29,2	30,8	30,0	30,3	27,3	29,1	30,9	31,0	31,2	32,4	30,1	32,7	33,7	30,2
19	29,6	31,6	34,8	45,0	30,1	27,1	28,0	29,3	26,3	137,8	130,2	94,4	122,9	127,2	55,0
20	29,5	30,1	32,2	31,1	31,5	27,2	29,6	31,9	32,6	33,3	34,6	31,2	34,9	36,1	31,4
21	28,9	29,4	31,3	30,3	30,6	26,9	29,0	31,2	31,5	31,6	33,0	30,4	33,4	34,5	30,5

22	28,3	28,8	30,7	29,6	29,9	26,5	28,5	30,5	30,8	30,9	32,1	29,7	32,6	33,5	29,8
23	27,8	28,3	30,0	28,9	29,3	26,1	27,9	29,7	30,0	30,1	31,3	29,0	31,7	32,6	29,2
24	27,9	28,4	29,8	29,0	29,3	26,6	28,2	29,8	30,0	30,1	31,2	29,1	31,5	32,3	29,3

Já a Tabela 5.5.6 mostra os preços mínimos, médios e máximos para cada barra do sistema e também o preço geral mínimo, médio e máximo para todo o sistema, obtido a partir dos dados da Tabela 5.5.5.

Tabela 5.5.6 - Preço mínimo, médio e máximo com redução de 12,5% nas capacidade de transmissão de uma região do sistema em $[\$/MW]$.

Barras	Preço Mínimo	Preço Médio	Preço Máximo
1	26,8	27,9	29,6
2	27,1	28,5	31,6
3	25,2	28,0	29,8
4	27	28,4	33,3
5	28,4	30,0	34,8
6	27,5	29,0	34,3
7	28,1	29,8	35,1
8	27,6	29,7	45,0
9	27,8	29,3	31,5
10	27,9	29,4	31,9
11	27,8	29,3	31,5
12	25,6	26,5	27,3
13	25,6	26,5	27,3
14	26,5	27,6	28,5
15	26,9	28,1	29,1
16	26,9	28,1	29,6
17	27,9	29,3	31,5
18	27,8	29,2	31,0
19	28,2	29,7	31,9
20	28,2	29,7	31,9
21	26,3	29,8	32,6
22	25,5	29,7	32,6
23	27,7	33,4	130,3
24	28,5	34,6	137,8
25	28,8	34,4	126,3
26	29,4	35,3	130,2
27	28,6	33,9	116,6
28	27,7	31,8	94,4
29	29,6	35,3	122,9
30	30,3	36,3	127,2
Preço Médio Geral	26,8	30,3	55,0

De posse dos dados da Tabela 5.5.6, constrói-se a Figura 5.13, na qual é mostrada a variação do preço mínimo, médio e máximo para cada barra do sistema com o limite da capacidade das linhas de transmissão estranguladas em 12,5% conforme mostrado na Figura 5.12. Nota-se que, as barras contidas na região da Figura 5.12 possuem preço máximo com uma elevada alta, denotando preços regionalizados nestas barras. Nota-se que para esse caso evidencia-se também um subdimensionamento dessas linhas de transmissão, uma vez que para as horas críticas do sistema, nas quais esses preços são mais elevados, as linhas de transmissão (da referida região) estão com pouca ou nenhuma capacidade ociosa de transmissão.

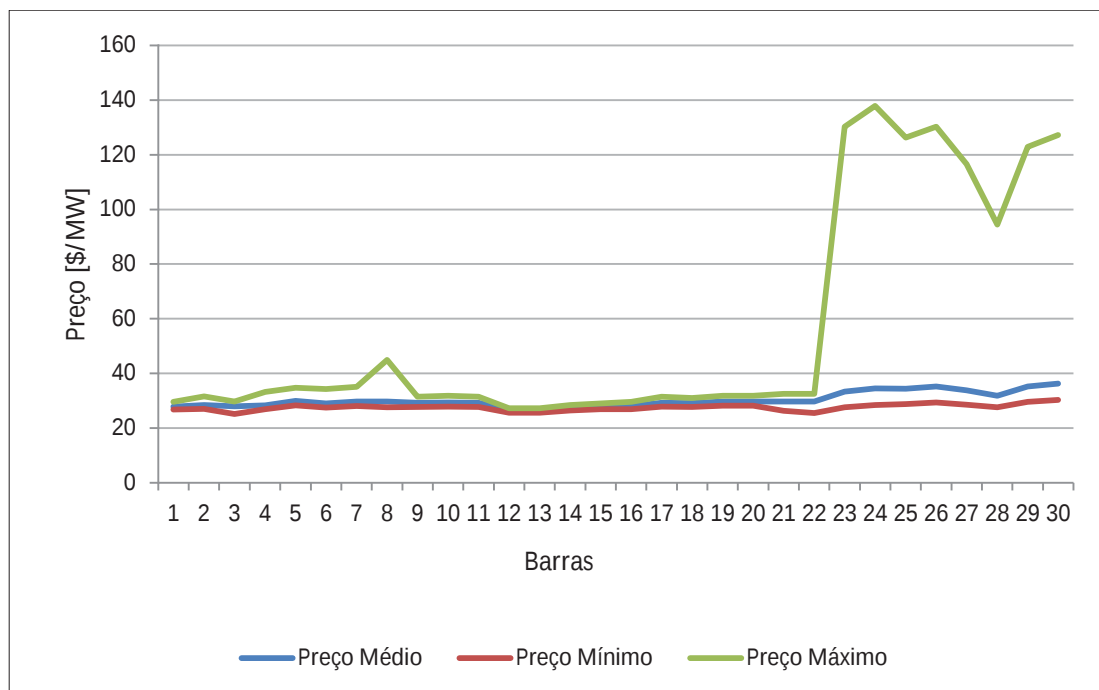


Figura 5.13 - Preço Mínimo, médio e Máximo Por Barra Do Sistema

A Figura 5.14 mostra a variação percentual do preço por barra na hora crítica e o preço médio por barra do sistema com redução do limite de transmissão em 12,5% da região destacada da Figura 5.12, ambos em relação ao preço do caso base com transmissão relaxada. Nota-se, nessas circunstâncias, que os picos de preços são mais acentuados a partir da barra 23 na hora crítica do sistema, uma vez que as linhas de transmissão que interligam as barras da região destacada, as quais sofrem uma redução na sua capacidade de transmissão estão estranguladas, com pouca ou nenhuma capacidade ociosa para atender o maior consumo de potência propiciado pelo perfil de demanda do sistema nesse horário. Isso evidencia um claro sinal de subdimensionamento das linhas de transmissão que interligam essas barras ao restante do sistema, como pode ser constatado mediante uma variação percentual maior que 300%. Esse fenômeno demonstra claramente a formação de preços regionalizados no sistema, em que o preço da região que sofreu estrangulamento em suas linhas de transmissão apresenta um valor médio e máximo muito maior do que os preços do restante do sistema que não sofreu qualquer estrangulamento em suas linhas de transmissão. Obviamente, os consumidores que estão conectados às barras dessa região serão seriamente penalizados com tarifas de energia muito superiores aos consumidores do restante do sistema. Essa situação deve ser evitada, na prática, com políticas de redimensionamento do sistema de transmissão, através da construção de linhas adicionais que desafoguem a transmissão e faça com que as tarifas de energia na região, estejam mais próximas das do restante do sistema.

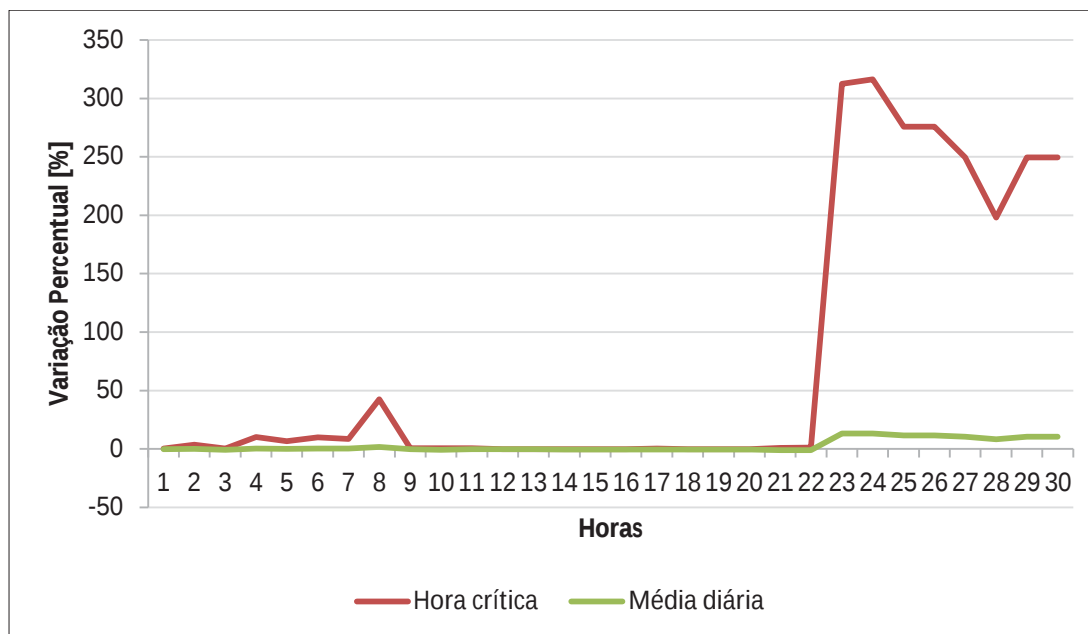


Figura 5.14 - Variação percentual do preço em função da redução do limite de transmissão da região destacada

5.5.2 Análise dos Resultados da Variação da Transmissão

Conforme os dados e figuras apresentados, percebe-se que a formação de preço nas barras do sistema é fortemente influenciada pelo estrangulamento nos limites das capacidades máximas de transmissão das linhas desse sistema.

Para o caso em que os limites máximos das capacidades de transmissão de todas as linhas do sistema foram reduzidos, notou-se claramente a formação de preços diferenciados. A elevação dos preços ocorreu devido a uma redução da folga das linhas de transmissão (Tabela 5.5.1), decorrente da variação diária do perfil de demanda do sistema, que provoca oscilações na carga a que estão sujeitas as linhas de transmissão, justificando os preços elevados ao redor da hora crítica, que ocorrem por volta das 19:00h, já que nesse período o carregamento das linhas de transmissão é máximo. Desse modo, as barras com menores folgas ou capacidade ociosa em suas linhas de transmissão tem os seus preços mais fortemente influenciados pelo estrangulamento das linhas de transmissão do sistema.

Já para o caso onde se delimitou uma região do sistema mediante o estrangulamento das linhas de transmissão que interligam essa região ao restante do sistema, percebeu-se claramente a formação de preços regionalizados. Notou-se um crescimento elevado dos preços nas barras contidas nessa região nas horas de maior consumo (hora crítica) propiciado pela maior carga oriunda do perfil de demanda do sistema, nesse período, com picos muito

acentuados de preços em relação ao restante do sistema, evidenciando dessa forma uma zona ou região de preços diferenciados (Figura 5.14).

Portanto, e diante do exposto nos dados e figuras apresentadas nesta seção, não resta dúvida de que a alteração das restrições nos limites das capacidades das linhas de transmissão tem impacto direto na formação de preços horário por barra no sistema, evidenciando não somente a formação de preços mais elevados nas barras do sistema, mas também a formação de preços regionalizados em casos particulares, como também indica um subdimensionamento de algumas linhas de transmissão.

5.6 Simulador Hidráulico

Nesta seção são apresentados os estudos relativos a incorporação do simulador hidráulico ao LMSHRT.

O simulador hidráulico (descrito nos Apêndices 8.1, 8.2 e proposto em (Vergílio, 2011)) tem a função de verificar a factibilidade do ponto de vista das restrições hidráulicas do problema de geração de energia hidrelétrica e corrigir, caso necessário, o despacho hidrelétrico repassado pelo LMSHRT ao simulador hidráulico. Essas restrições dizem respeito às características físicas das cascatas hidráulicas onde as usinas hidrelétricas estão inseridas e também das características operacionais dos conjuntos turbina-gerador das usinas, como mostrado nos Apêndices 8.1 e 8.2, em (Vergílio, 2011) e (Cicogna, 1999) .

Assim, pretende-se através da associação do simulador hidráulico ao LMSRHT, estudar o efeito na formação de preços horários nas barras de geração hidrelétrica provocados pela alteração de algumas restrições hidráulicas com forte influência na capacidade de geração das usinas hidrelétricas.

Para tanto, serão propostas duas situações distintas para o estudo de caso. A primeira diz respeito à redução do volume de todos os reservatório das usinas hidrelétricas e a segunda situação diz respeito a redução da defluência da usina mais à montante da cascata hidráulica concomitantemente com a redução de todos os volumes dos reservatório das usinas hidrelétricas. A segunda situação é mais drástica, uma vez que, diminui o volume dos reservatórios aliado a diminuição da defluência do reservatório mais à montante, restringindo a capacidade de reposição de água nos demais reservatórios que alimentam todos os reservatórios da cascata hidráulica na qual estão alocadas as demais usinas. Para ser mais contundente, tal fenômeno se equivaleria a um cenário climatológico de estiagem com reservatórios não cheios.

5.6.1 Dados da Simulação Hidráulica

Inicialmente serão utilizados todos os dados da seção 5.1 que caracterizam o sistema IEEE 30 Barras para simulação computacional do modelo LMSHRT associado ao simulador hidráulico. Demais dados necessários e dados que, porventura diferirem do dados utilizados no sistema IEEE 30 Barras são apresentados no decorrer da presente seção.

A simulação foi implementada com o número de máquinas atuando nas usinas hidrelétricas apresentadas na Tabela 5.6.1. Os demais dados de potências máximas e mínimas, e os coeficientes A_0, A_1, A_2 da função polinomial de perdas hidráulicas dos agentes hidrelétrico são apresentados na Tabela 5.1.2, da seção 5.1.1.

Tabela 5.6.1 – Número de máquinas das usinas hidrelétricas

Usina	Número de Máquinas
Jurumirim	2
Piraju	2
Chavantes	4
Ourinhos	3

Na Tabela 5.6.2 encontram-se os dados de volumes mínimos, máximos e defluência das usinas hidrelétricas e seus reservatórios.

Tabela 5.6.2 - Dados volume e defluência usinas hidrelétricas e reservatórios.

Usina	Volume Máximo [hm^3]	Volume Mínimo [hm^3]	Defluência [m^3 / s]
Jurumirim	7010,60	3843	434
Piraju	114.09	89.87	442
Chavantes	8795.20	5754	565
Ourinhos	22.34	18.68	800

Na Tabela 5.6.3 são apresentados os coeficientes dos polinômios de Volume versus Cota de Montante das usinas hidrelétricas.

Tabela 5.6.3 - Polinômios de Volume versus Cota de Montante

Usina	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4
Jurumirim	542,2	0,006502	-6,830E-07	5,179E-11	-1,6791E-15
Piraju	523,1	0,09793	-1,771E-4	0	0
Chavantes	432,0012	0,00951	-9,4E-07	5,84E-11	-1,5E-15
Ourinhos	392,0505	0,343805	-0,00279	0	0

Na Tabela 5.6.4 são mostrados os coeficientes dos polinômios de Defluência versus Cota do Canal de fuga das usinas hidrelétricas.

Tabela 5.6.4 - Polinômios de Defluência versus Cota de Canal de Fuga

Usina	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4
Jurumirim	531,4	0,003363	-4,416E-07	0	0
Piraju	503,8	0,006419	-5,360E-6	2,690E-09	-5,060E-13
Chavantes	397,4	0,002982	-2,8E-07	0	0
Ourinhos	385,6416	0,003721	-1,5E-06	5,33E-10	-7,4E-14

Na Tabela 5.6.5 são apresentados os preços horários calculados sem a influência do simulador hidráulico incorporado ao LMSHRT, e que servirão de referencial comparativo para os demais que se seguirem.

Tabela 5.6.5 - Preços horários por barra sem incorporação do simulador hidráulico dado em $[\$/MW]$.

Tempo/Barra	Jurumirim - Barra 1	Ourinhos - Barra 8	Piraju - Barra 11	Chavantes - Barra 13
1	27,6	28,9	26,3	28,6
2	27,2	28,3	25,9	28,1
3	27,0	28,0	25,8	27,8
4	26,9	27,9	25,7	27,7
5	26,8	27,8	25,6	27,6
6	27,0	28,0	25,8	27,8
7	27,1	28,2	25,8	28,0
8	27,2	28,3	25,9	28,1
9	27,7	29,0	26,3	28,7
10	28,0	29,4	26,6	29,1
11	28,2	29,7	26,8	29,4
12	28,1	29,6	26,7	29,3
13	28,0	29,4	26,6	29,1
14	28,0	29,4	26,6	29,1
15	27,9	29,3	26,5	29,1
16	27,9	29,3	26,5	29,0
17	28,0	29,4	26,6	29,1
18	28,5	30,1	27,0	29,8
19	30,1	32,9	28,8	32,5
20	29,8	32,1	28,3	31,7
21	29,5	31,3	27,8	31,0
22	28,9	30,6	27,4	30,3
23	28,4	30,0	27,0	29,7
24	27,8	29,1	26,4	28,9

Na Tabela 5.6.6 os preços horários foram calculados com o simulador hidráulico incorporado ao LMSHRT e com todos os reservatórios das usinas hidrelétricas próximos do seu limiar de volume mínimo, contendo volume de água equivalente a 3% da capacidade mínima do reservatórios. Esse volume foi o mínimo volume factível possível conseguido com o uso da simulação hidráulica.

Tabela 5.6.6 - Preços horários por barra com volume reservatório reduzidos $[\$/MW]$.

Tempo/Barra	Jurumirim - Barra 1	Ourinhos - Barra 8	Piraju - Barra 11	Chavantes - Barra 13
1	27,6	28,9	26,3	28,6
2	27,2	28,3	25,9	28,1

3	27,0	28,0	25,8	27,8
4	26,9	28,0	25,7	27,7
5	26,8	27,8	25,6	27,6
6	27,0	28,0	25,8	27,8
7	27,1	28,2	25,8	28,0
8	27,2	28,3	25,9	28,1
9	27,7	29,0	26,3	28,7
10	28,0	29,4	26,6	29,1
11	28,2	29,7	26,8	29,4
12	28,1	29,6	26,7	29,3
13	28,0	29,4	26,6	29,1
14	27,9	29,3	26,6	29,1
15	27,9	29,3	26,5	29,1
16	27,9	29,3	26,5	29,0
17	28,0	29,4	26,6	29,1
18	28,5	30,1	27,0	29,8
19	30,1	32,8	28,8	32,5
20	29,8	32,1	28,3	31,7
21	29,5	31,3	27,8	31,0
22	28,9	30,6	27,4	30,3
23	28,4	30,0	27,0	29,7
24	27,8	29,1	26,4	28,9

Na Tabela 5.6.7 os preços horários foram obtidos com o simulador hidráulico incorporado ao LMSHRT para defluência prevista de Jurumirim de $50 \text{ m}^3/\text{s}$ (usina mais à montante) e com todos os reservatórios em 84% do seu volume máximo. Esse cenário com reduzida defluência e com volume reduzido em todos os reservatório foi o cenário mais próximo de uma situação de estiagem hidrológica ainda factível conseguido com o uso do simulador hidráulico.

Tabela 5.6.7 - Preços horários por barra com defluência e volume reservatório reduzidos [$\$/\text{MW}$].

Tempo/Barra	Jurumirim - Barra 1	Ourinhos - Barra 8	Piraju - Barra 11	Chavantes - Barra 13
1	27,7	29,0	26,4	28,8
2	27,2	28,4	26,0	28,2
3	27,0	28,2	25,8	28,0
4	26,9	28,0	25,7	27,8
5	26,7	27,8	25,6	27,5
6	26,9	28,0	25,7	27,8
7	27,0	28,2	25,8	27,9
8	27,1	28,3	25,9	28,1
9	27,7	29,0	26,3	28,7
10	28,0	29,4	26,6	29,1
11	28,2	29,7	26,8	29,4
12	28,1	29,5	26,7	29,3
13	28,0	29,4	26,6	29,1
14	27,9	29,3	26,6	29,1
15	27,9	29,3	26,5	29,0
16	27,9	29,3	26,5	29,0
17	28,0	29,4	26,6	29,1
18	28,5	30,1	27,0	29,8
19	30,1	32,8	28,8	32,4
20	29,8	32,1	28,3	31,7
21	29,4	31,3	27,8	31,0
22	28,9	30,6	27,4	30,3
23	28,4	30,0	26,9	29,7
24	27,8	29,1	26,4	28,8

5.6.2 Análise dos Resultados da Simulação Hidráulica

Conforme os dados apresentados, e comparando-se os preços horários nas barras de geração hidrelétrica, percebe-se que a formação de preço nessas barras do sistema não sofreu variações significativas, mesmo em situações fortemente influenciada pelo estrangulamento nos limites das capacidades hidráulicas dos reservatórios.

Os preços da Tabela 5.6.5, que servem como referencial comparativo, diferenciaram-se de maneira muito pouco expressiva em relação ao preços das Tabelas 5.6.6 e Tabela 5.6.7. Desse ponto de vista, o simulador hidráulico aplicado ao LMSHRT tem papel importante quanto a verificação de segurança da viabilidade do despacho de geração hidrelétrica proposto pelo LMSHRT, já que não há alteração no preço e o mesmo somente indica a infactibilidade do ponto de vista hidrológico, de geração do despacho hidrelétrico com a situação hídrica considerada.

O simulador hidráulico não conseguiu representar o cenário hidrológico presente através de uma diferenciação na política de formação de preços das unidades hidrelétricas. Isto ocorreu devido a fixação de uma meta rígida obtida dos problemas de médio e longo prazo e que por si só trazia o cenário hidrológico de curto prazo bem representado. Não é mérito deste trabalho debater sobre a precisão dessas previsões, mas sabe-se que devido à sua natureza peculiar, a agregação dos modelos no tempo e a presença de incertezas podem levar a erros de previsão das variáveis obtidas através da discretização dos modelos de médio e longo prazo como mencionado em (Reneses, Centeno, & Barquín, 2006).

Esse fenômeno pode ser entendido como uma deficiência do modelo LMSHRT e não do simulador hidráulico, já que a restrição rígida de meta utilizada neste, a despeito de sua clareza, objetividade e da garantia de atendimento da restrição de meta, cujos dados, obtidos de modelos médio e longo prazo, dependem de componentes que trazem em si incertezas, como o ciclo hidrológico que é uma variável de natureza estocástica e portanto não determinística.

No próximo capítulo serão apresentadas as considerações e conclusões finais deste trabalho e algumas sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 6

Conclusões

Este capítulo apresenta as considerações e conclusões finais deste trabalho, com um breve resumo dos principais pontos discutidos e algumas sugestões para trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

Este trabalho propõe um modelo de Leilão Multiperíodo para Sistemas Hidrotérmicos com Representação da Transmissão (LMSHRT). O modelo proposto tem como objetivo a minimização dos custos dos lances de agentes termelétricos e hidrelétricos, sujeito às restrições de atendimento de demanda horária por barra, restrições associadas aos sistemas de geração hidrotérmicos (limites operacionais), restrições de mercados (contratos bilaterais), restrições de meta de geração nas usinas hidrelétricas (acoplamento com médio e longo prazo) e as restrições de fluxo de potência nas linhas de transmissão (representação do sistema de transmissão).

A técnica de solução adotada foi o método de ponto interior primal-dual barreira logarítmica, a qual se provou eficiente e robusta na solução dos estudos de caso envolvendo o modelo de LMSHRT proposto. O método conseguiu convergência em todos os casos estudados, mesmo com a introdução de restrições quadráticas para a representação das perdas na transmissão, com tempos de execução para a solução do sistema IEEE 30 Barras estudado inferior a 30 segundos em todos os casos, o que pode ser considerado satisfatório, devido ao esforço computacional elevado e a grande dimensão do problema.

Os estudos realizados com as simulações e os resultados obtidos com o sistema IEEE 30 barras permitiram avaliar o desempenho do modelo LMSHRT e obter as seguintes conclusões:

- O modelo é capaz de despachar todos os agentes geradores de forma a atender integralmente a demanda horária por barra/região de todo o sistema, e demais restrições, e calcular o preço da energia evidenciando que estas seguem oscilações de demanda, de acordo com a lei de mercado da oferta e da procura;
- O modelo representa o acoplamento com modelos de médio e longo prazo de forma intrínseca, através da imposição de metas de geração hidrelétricas, as quais são obtidas dos modelos de médio prazo, e que proporcionam a mitigação de risco de déficit futuro. Os resultados obtidos com um sistema teste mostra, de forma bastante contundente, a influência direta das metas energéticas não apenas no despacho calculado, mas também no preço da energia;

- O aspecto mais relevante de todo o trabalho se resume na influência direta e importante que as restrições de transmissão provocam no sistema como um todo, tornando os preços diferentes dos demais para situações que denunciam a formação de regiões/barras com preços diferenciados, caracterizando sistemas com preços regionalizados, ou sistemas com preços mais elevados que a média. Essa diferenciação expressiva dos preços, foi constatada, como esperado, nas horas em que o perfil de demanda proporcionava um maior consumo, o que serviu de parâmetro também para denunciar, no sistema, trechos onde as linhas de transmissão estavam subdimensionadas, ou até mesmo sugerir e servir de base para a proposição, sugestão e construção de novas linhas de transmissão no sistema elétrico;
- O modelo LMSHRT possui a vantagem de evitar correções *ex post* discutidas na literatura. Esse tipo de correção é necessária em modelos de leilão que não incorporam os congestionamentos e as perdas na transmissão. Nesses casos, as correções *ex post* são necessárias, pois os consumidores/geradores precisam pagar pelo congestionamento e pelas perdas no sistema, as quais são desprezadas naqueles modelos de leilão. Na abordagem proposta, essas atualizações *ex post* não são necessárias, já que os preços associados ao congestionamento e às perdas já estão internamente representados no modelo de LMSHRT, através dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de atendimento de demanda horária. Destaca-se, na literatura, a importância da representação da transmissão internamente ao modelo de leilão, como é feito no modelo LMSHRT proposto. Destaca-se ainda que as atualizações *ex post* distorcem os preços e despachos de forma discriminatória, gerando subsídios cruzados indesejáveis;
- A incorporação das restrições hidráulicas através do simulador hidráulico não teve impacto considerável no processo de formação de preços nodais. Essa característica do modelo pode ser explicada pela fixação de metas no LMSHRT. A fixação de metas de forma inflexível resulta na impossibilidade de atuação do simulador hidráulico de maneira direta a promover uma alteração representativa na política de formação de preços das usinas hidrelétricas do sistema, conforme o cenário hidrológico presente. Dessa forma, o simulador hidráulico passa a ser um mecanismo voltado mais para averiguação e segurança do sistema, uma vez que fica reduzido ao papel de mero avalista da viabilidade hidráulica do despacho

de potência das usinas hidrelétricas proposto pelo LMSHRT, do que uma ferramenta que embora sub-ótima, sirva pra promover um melhor ajuste de preços considerado o cenário hidrológico do momento.

6.2 Trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, sugere-se incluir os efeitos relacionados à elasticidade da demanda, como ocorre nos modelos de leilões mais modernos. Com a representação deste efeito, a demanda passaria a ser um elemento ativo no despacho de geração, fornecendo lances no leilão e respondendo às variações de preços de equilíbrio de mercado. O modelo futuro proposto para essas situações deveria, portanto, despachar tanto a geração quanto a demanda de acordo com suas ofertas/lances de compra/venda no mercado *pool*. Nesse caso, a demanda passaria a ser uma variável do problema de otimização, com limites estabelecidos pelo “desejo de comprar” de cada consumidor.

Outro aspecto de modelagem negligenciado pelo modelo proposto, e que pode ser investigado em trabalhos de pesquisa futuros, está relacionado à decisão de quais unidades de geração (internamente às usinas hidrelétricas ou termelétricas) devem estar ligadas/desligadas (e podem dar lances) em cada intervalo de tempo do leilão. A representação individualizada de cada unidade traz também a necessidade de representar algumas restrições de modelagem associadas às variações de tomada de carga (rampa) de um intervalo para o outro do leilão. Esse tipo de modelagem também traz à tona a necessidade de se representar os custos de partida/parada de unidades, que devem ser transformados em lances, os quais também devem ser minimizados no leilão. Este tipo de modelagem mais geral para o problema de leilão é melhor descrito através de problemas de programação inteira-mista, em geral estudados na classe de problemas de *unit commitment*.

Pode ainda ser considerado a possibilidade de inclusão das variáveis hidráulicas do problema em um único problema de otimização e ainda a incorporação de restrições, a exemplo das restrições de meta, menos rígidas, ou ainda incorporar na própria função objetivo parcelas de penalização e de bonificação baseados na avaliação das variáveis duais das restrições do problema de médio prazo como proposto em (Reneses, Centeno, & Barquín, 2006), em vias da flexibilização das restrições que acoplam o problema hidráulico no médio e longo prazo. Tais estratégias forneceriam uma resposta de preços ótimos tanto do ponto de vista elétrico como do ponto de vista hidrológico, uma vez que o emprego do simulador hidráulico externo ao problema de otimização produz resultados sub-ótimos (ao menos com otimalidade não

garantida) e a imposição de restrições rígidas, a exemplo da restrição de meta, apesar de fácil entendimento e de eficácia garantida, depende de sua discretização dos modelos de médio prazo, que traz em si a presença de incertezas que não são capazes de garantir a sua otimalidade.

Capítulo 7

Referências Bibliográficas

- Arce Encina, A. S. (27 de Janeiro de 2006). Despacho ótimo de Unidades Geradoras em Sistemas Hidrelétricos via Heurística Baseada em Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica. *Tese de Doutorado. Universidade de Campinas.*
- Arce, A., Ohishi, T., & Soares, S. (February de 2004). Optimal Dispatch of Generating units of Itaipu hydroelectric Plant. *IEEE Trans. on Power Systems*, 17, 154-159.
- Arroyo, J. M., Conejo, A. J., Galiana, F. D., & Motto, A. L. (2002). Network-Constrained Multiperiod Auction for a Pool-Based Electricity Market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17, 646-652.
- Barbosa, D. R., Silva, A. L., Luciano, E. J., & Nepomuceno, L. (2009). Uma Abordagem Baseada em Algoritmos Genéticos com Codificação em Real para a Solução de um FPO DC para Sistemas Hidrotérmicos. *The 8th Latin-American Congress on Electricity, Generation - CLAGTEE.*
- Barroso, L. A. (2001). Operação Descentralizada de Sistemas Hidrotérmicos em Ambientes de Mercado. *XVI SNPTEE.*
- Bittencourt, N. (2011). *Página pessoal de Nelson Bittencourt.* Acesso em 07 de 04 de 2011, disponível em http://www1.webng.com/nbittencourt/articles/art_modelos/port_art_modelos.htm
- Borghetti, A., D'ambrosio, C., Lodi, A., & Martello, S. (August de 2008). An MILP Approach for Short-Term Hydro Scheduling and Unit Commitment with Head-Dependent Reservoir. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3), pp. 1115-1124.
- Caramanis, M., Bohn, R., & Schweppe, F. (1982). Optimal Spot Pricing: Practice and Theory. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-101*(Issue:9).
- Carrión, M., & Arroyo, J. M. (August de 2006). A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21, pp. 1371-1378.
- CCEE. (2011). *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.* Acesso em 07 de 04 de 2011, disponível em <http://www.ccee.org.br>
- CCEE. (2013). *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.* Acesso em 03 de 04 de 2013, disponível em <http://www.ccee.org.br>
- Cheng, J. W., McGillis, D. T., & Galiana, F. D. (1998). Bilateral Transactions Considered as Interconnections in a Deregulated Environment. *IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, (p. 497). Waterloo, Ont.
- Christie, R. D. (8 de 1993). *University of Washington Electrical Engineering.* Acesso em 06 de 02 de 2013, disponível em <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/ieee30cdf.txt>

- Cicogna, M. (1999). Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos. *Dissertação de Mestrado. Universidade de Campinas.*
- Conejo, A. J., Galiana, F. D., & Kockar, I. (February de 2001). Z-Bus Loss Allocation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1), pp. 105-110.
- Conejo, A. J., Arroyo, J. M., Contreras, J., & Villamor, F. A. (2002, November). Self-Scheduling of a Hydro Producer in a Pool-Based Electricity Market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(2), pp. 1265-1272.
- Conejo, A. J., & Arroyo, J. M. (2002). Multiperiod Auction for a Pool-Based Electricity Market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(4), 1225-1231.
- Conejo, A. J., Alguacil, N., & Ruiz, G. F. (November de 2003). Allocation of the Cost of Transmission Losses Using a Radial Equivalent Network. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(4).
- Conejo, A. J., Galiana, F. D., Arroyo, J. M., García-Bertrand, R., Chua, C. W., & Huneault, M. (2003). Economic inefficiencies and Cross-Subsidies in an Auction-Based Electricity Pool. *IEEE Transactions on Power Systems*, 221-227.
- COSE, U. . (17 de 03 de 2011). COSE - *Laboratório de Coordenação da Operação de Sistemas Eletromagnéticos*. Acesso em 18 de 04 de 2011, disponível em <http://www.cose.fee.unicamp.br/>
- Costa, L. H., Silva A. L., V. A., & Nepomuceno, L. (2009). Um Modelo de Despacho Econômico Hidrotérmico para os Mercados de Energia Utilizando o Método de Pontos Interiores. *The 8th Latin-American Congress on Electricity, Generation and Transmission - CLAGTEE*.
- da Silva, A. L. (27 de 08 de 2010). Um modelo de Pré-Despacho para o Ambiente dos Novos Mercados de Energia. *Dissertação de Mestrado*. Bauru: UNESP - Univ Estadual Paulista.
- Encina, A. S., Soares, S., Ohishi, T., & Cicogna, M. A. (2008). Unit Commitment of Hydro Dominated Systems. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 9, pp. 4-18.
- Finardi, E. C., & Silva, E. L. (Maio de 2006). Solving the Hydro Unit Commitment Problem via Dual Decomposition and Sequential Quadratic Programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(3), pp. 835-844.
- Fogel, L. J. (1962). Autonomous automata. *Industrial Research*, 4, pp. 14-19.
- Fosso, O. B., Gjesvilk, A., Haugstad, A., Mo, B., & Wangensteen, I. (February de 1999). Generation Scheduling in a Deregulated System. The Norwegian Case. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14. no. 1, pp. 75-81.

- Galiana, F. D., & Illic, M. (May de 1998). A Mathematical Framework for the Analysis and Management of Power Transactions under Open Access. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13, 681-687.
- Galiana, F. D., Conejo, A. J., & Kockar, I. (2002). Incremental Transmission Loss Allocation Under Poll Dispatch. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(1), pp. 26-33.
- Galiana, F. D., Kockar, I., & Franco, P. C. (feb de 2002). Combined Pool/Bilateral Dispatch. *IEEE Transactions on Power Systems*, p. 92.
- Granville, S. (February de 1994). Optimal Reactive Dispatch Trough Interior Point Methods. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(1), 136-146.
- Granville, S., Oliveira, G. C., Thomé, L. M., Campodónico, M., Latorre, M. L., Pereira, M. F., & Barroso, J. L. (2003). Stochastic Optimization of Transmission Constrained and Large Scale Hydrothermal Systems in a Competitive Framework. *IEEE PES Summer Meeting*, 2, pp. 1101-1106.
- HydroByte, S. L. (27 de 03 de 2011). *HydroByte Software*. Acesso em 28 de 04 de 2011, disponível em <http://www.hydrobyte.com.br/>
- Ladurantaye, D. D., Gendreau, M., & Potvin, J. Y. (November de 2007). Strategi Bidding for Price-Taker Hydroelectric Producers. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4), pp. 2187-2203.
- Li, T., & Shahidehpour, M. (February de 2005). Statagic Bidding of Transmission-Constrained GENCOs with Incomplete Information. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(1), pp. 437-447.
- Luciano, E. J. (2010). Um Modelo de Unit Commitment Hidrotérmico para o Ambiente de Mercados de Energia. *Dissertação de Mestrado, Unesp - Câmpus de Bauru*.
- Luh, P. B., Blankson, W. E., Cheng, Y., Yan, J. H., Stern, G. A., Chang, S.-C., & Zhao, F. (May de 2006). Payment Cost Minimization Auction for Deregulated Electricity Markets Using Surrogate Optimization. *IEEE Transactions on Power Systema*, 21(2), pp. 568-578.
- Masili, G. S. (2004). *Metodologia e software para simulação de leilões de energia elétrica do mercado brasileiro*. (D. d. Mestrado, Ed.) Campinas, SP: Universidade Estadual de Campinas - Faculdade de Engenharia Mecânica.
- Monticelli, A. J. (1983). *Fluxo de Carga em Redes de Energia elétrica*. /São Paulo: Edgard Blücher.
- Motto, A. L., Galiana, F. D., Conejo, A. J., & Arroyo, J. M. (2002). Network-Constrained Multiperiod Auction for Pool-Based Electricity Market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(3), pp. 646-653.
- Nasser, I. C., Carvalho, L. C., & Negri, J. C. (2001). Regras de Mercado: Um Estudo de Caso Sobre o Impacto do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia - SNPTTE*.

- Pereira, M. V., Granville, S., Fampa, M. H., Dix, R., & Barroso, L. A. (February de 2005). Strategic Bidding Under Uncertainty: a Binary Expansion Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(1), pp. 180-188.
- Reneses, J., Centeno, E., & Barquín, J. (February de 2006). Coordination Between Medium-Term Generation Planning and Short-Term Operation in Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(1).
- Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D., & Bohn, R. E. (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Boston, MA: Kluwer.
- Soares, S., & Salmazo, C. T. (August de 1997). Minimum loss predispach model for hydroelectric power system. *IEEE Transactions on Power Systems*, p. 1220.
- Soares, S. (2007). Projeto Temático FAPESP. “*Programação da Operação de Sistemas de Potência Considerando a Inclusão de Restrições Elétricas*”. processo no.2004/14531-9.
- Stoft, S. (2002). *Power Systems Economics*. John Wiley & Sons.
- Veiga, F. M. (2003). Bid-Based Dispatch of Hidrothermal Systems in Competitive Markets. *Annals of Operations Research*.
- Vergílio, A. H. (02 de 09 de 2011). Um modelo de pré-despacho hidrotérmico para mercados de energia. *Dissertação de Mestrado*. Bauru: UNESP - Univ Estadual Paulista.
- Wright, S. (1997). Primal-dual Interior Point Methods. *SIAM*.
- Zollenkopf, K. (1971). Bi-Factorization - Basic Computational Algorithm and Programming Techniques. Em K. K. Reid, *Large Sparse Sets of Linear Equations*. Academic Press.

Capítulo 8

Apêndices

8.1 Apêndice Simulador Hidráulica

A seguir são apresentados de maneira breve alguns conceitos pertinentes ao entendimento dos sistemas hidrelétricos de geração. Esses conceitos são utilizados neste trabalho como base para a descrição e entendimento do simulador hidráulico proposto em (Vergílio, 2011). Maiores detalhes acerca do comportamento hidráulico das variáveis poderão ser encontrados em (Vergílio, 2011) e (Cicogna, 1999).

A seguir são apresentadas as principais variáveis relacionadas a uma usina hidrelétrica e seu reservatório: uma breve descrição sobre os reservatórios hidrelétricos; definidos os conceitos de afluência, defluência, engolimento e vertimento; explicitados e definidos a cota montante do reservatório e a cota canal de fuga; definida altura de queda da usina; definido o rendimento e a função de produção da usina; e por último é apresentado um algoritmo para cálculo do engolimento máximo, com algumas considerações sobre a potência máxima.

Usina Hidrelétrica

A usina hidrelétrica usa a água contida no seu reservatório para transformá-la em energia elétrica, através da conversão da energia potencial armazenada em seu reservatório em energia cinética com o uso de processos eletromecânicos (conjunto turbina-gerador). Na Figura 8.1 estão representadas esquematicamente, as principais variáveis relacionadas a uma usina hidrelétrica e seu reservatório que serão utilizadas neste trabalho.

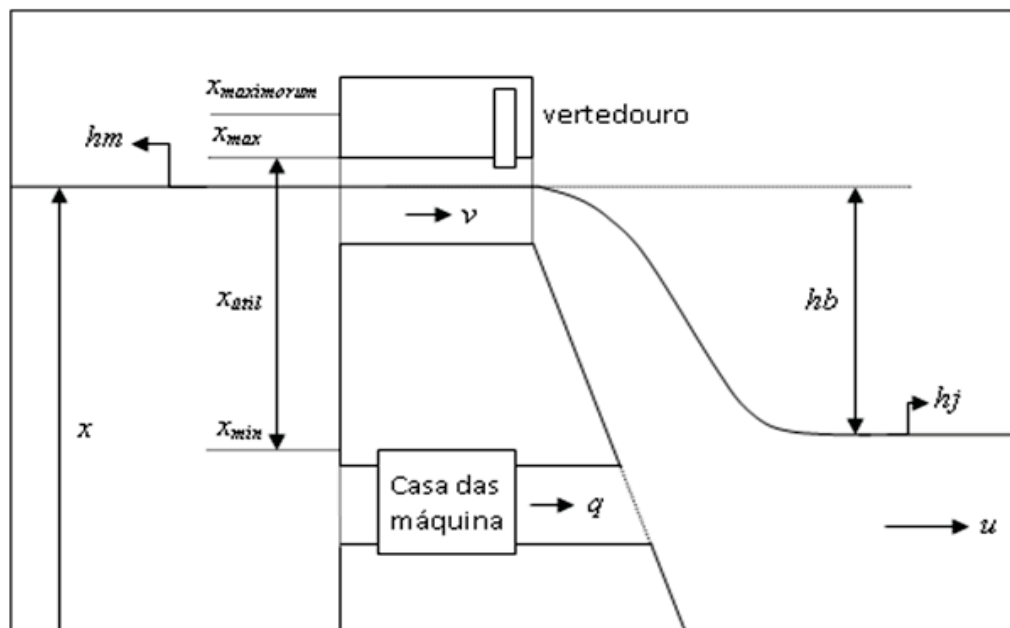


Figura 8.1 - Representação esquemática de uma usina hidrelétrica (extraído de (Vergílio, 2011)).

em que:

X : volume do reservatório dado em $[hm^3]$;

$X_{\max}$: volume máximo do reservatório dado em $[hm^3]$;

$X_{\text{maximorum}}$: volume de segurança (maximorum) do reservatório dado em $[hm^3]$;

$X_{\min}$: volume mínimo do reservatório dado em $[hm^3]$;

X_{util} : volume útil do reservatório dado em $[hm^3]$;

q : vazão turbinada pela usina (engolimento) dado em $[hm^3]$;

v : vazão do vertedouro (vertimento) dado em $[m^3/s]$;

$u = q + v$: vazão total da usina (defluência) dado em $[m^3/s]$;

$hm(x)$: cota de montante do reservatório dado em $[m]$;

$hj(u)$: cota de jusante do canal de fuga dado em ;

$hb = hm(x) - hj(u)$: altura de queda bruta dado em $[m]$.

Reservatório

Os reservatórios das usinas $[m]$ hidrelétricas constituem-se de uma massa de água represada nas suas barragens. Essa massa de água contém determinado volume que pode oscilar entre valores máximos e mínimos. Para efeitos de segurança da usina e do reservatório existe uma faixa que delimita o volume de segurança que o reservatório da usina pode conter, conhecido por volume maximorum ($x_{\text{maximorum}}$), que se superado representa um risco de colapso iminente da usina. Já o volume abaixo do mínimo é chamado de volume morto, já que não pode ser aproveitado para a geração de energia. Dessa maneira, apenas o volume intermediário entre o máximo e o mínimo, conhecido como volume útil, pode ser usado para produção de energia elétrica.

De acordo com as características da usina, seus reservatórios podem ter duas classificações distintas: reservatórios de acumulação e os de compensação. Os reservatórios de acumulação possuem grande capacidade de armazenamento de água e de variação de volume, já os reservatórios de compensação possuem uma pequena capacidade de regulação, permitindo apenas uma pequena variação no seu volume. As usinas que possuem reservatório de acumulação são denominadas de usinas de reservatório e as usinas que tem reservatório de compensação são denominadas usinas a fio d'água.

Afluência, Defluência, Engolimento e Vertimento

Em um reservatório, a vazão afluente é a quantidade de água que alimenta o reservatório, e pode ser classificada em natural e incremental. A vazão afluente natural corresponde a vazão total de todas as descargas hidráulicas oriundas a montante do reservatório considerado. Já a vazão incremental tem origem indireta e é incrementada no reservatório da usina mediante a vazão advinda dos lençóis freáticos e da drenagem de águas do manancial e das bacias hidrográficas da área pertencente ao reservatório. As vazões naturais das usinas a montante podem ser determinadas, no entanto a vazão incremental, que não pode ser determinada diretamente, é conhecida indiretamente mediante a subtração da vazão afluente total do reservatório, que é conhecida, das vazões afluentes naturais de todos os reservatórios a montante, conforme (6.1) :

$$y = \sum_{k \in \Omega_i} u_k - u_i \quad (6.1)$$

Em que:

y : vazão incremental;

u_k : vazão natural da usina afluente;

Ω_i : conjunto de todas as hidrelétricas afluentes a usina analisada;

u_i : vazão natural da usina analisada.

Uma vez conhecida a vazão que abastece o reservatório, restam ainda as vazões que esvaziam o reservatório e em geral são considerados 3 tipos de vazões e são denominadas de engolimento, vertimento e defluência.

O engolimento diz respeito a vazão de água dita turbinada e que é retirada pelos condutos forçados da usina alimentando as pás das turbinas. Quando a vazão turbinada de um conjunto

de turbinas produz a potência máxima para uma dada altura de queda líquida, diz-se que a vazão turbinada atingiu seu limite superior denominado de engolimento máximo.

O vertimento ou vazão vertida, é o montante de água que passa pelos vertedouros da usina sem ser turbinado ou aproveitado para geração de energia elétrica, e tem função de regulação do nível de reservatório.

A defluência é a soma das vazões turbinadas e vertidas conforme mostrado na equação (6.2).

$$u = q + v \quad (6.2)$$

Cota de montante do reservatório e cota canal de fuga

A cota de montante do reservatório é uma medida da quantidade de água disponível no reservatório para a geração de energia elétrica, e é função do volume armazenado. No Brasil essa função é representada por polinômios de até 4º grau, devido a não-linearidade da relação entre a cota de montante e o volume armazenado.

Via de regra, tem-se como dado a cota de montante hm e não o volume armazenado, e dessa maneira, para obter-se o volume armazenado é necessário uma busca linear no polinômio de volume *versus* cota de montante para determinar-se o volume armazenado a partir da cota de montante.

Já a cota do canal de fuga, conhecida como cota de jusante, varia conforme a defluência da usina, uma vez que, o nível imediatamente à jusante é tanto maior quanto mais água deflui da usina ou deixa o reservatório. A cota de jusante é importante no cálculo da altura de queda d'água da usina, e é representada como uma função da defluência através de polinômios de até 4º grau, denominados de polinômios de defluência *versus* cota do canal de fuga.

Altura de Queda

As perdas de cargas (pc) oriundas da passagem da água nos condutos forçados dos tubos de adução e das pás das turbinas hidráulicas são representada por meio de uma perda na altura de queda. No sistema brasileiro, essa perda é representada em metros e é calculada através de uma constante (c) e pode assumir 3 maneiras distintas, através de uma porcentagem da queda bruta (6.3), através de uma altura fixa (6.4), ou como uma função da turbinagem (6.5).

$$pc = c.h_b ; \quad (6.3)$$

$$pc = c ; \quad (6.4)$$

$$pc = c.q^2 , \quad (6.5)$$

A altura de queda que considera a perda de carga é chamada de queda líquida (hl), mostrada em (6.6).

$$hl = hb - pc \quad (6.6)$$

Rendimento e função de produção

A transformação de energia hidráulica em elétrica está sujeita a um rendimento, e depende da situação em que a turbina é submetida. Na Figura 8.2 é mostrada o rendimento da usina de Camargos, obtida em função da potência e da queda líquida. Via de regra, a curva de rendimento é fornecida através de matrizes de dados envolvendo a potência ou a turbinagem *versus* a altura de queda bruta ou líquida. Já a função de produção hidráulica é responsável por quantificar a geração de energia elétrica de uma hidrelétrica. A função de produção hidráulica implementada neste trabalho é mostrada em (6.7).

$$p = \eta . \rho . q . g . hl \quad (6.7)$$

em que:

p : potência;

η : rendimento do conjunto turbina-gerador;

ρ : peso específico da água;

q : vazão turbinada;

g : aceleração da gravidade;

hl : queda líquida.

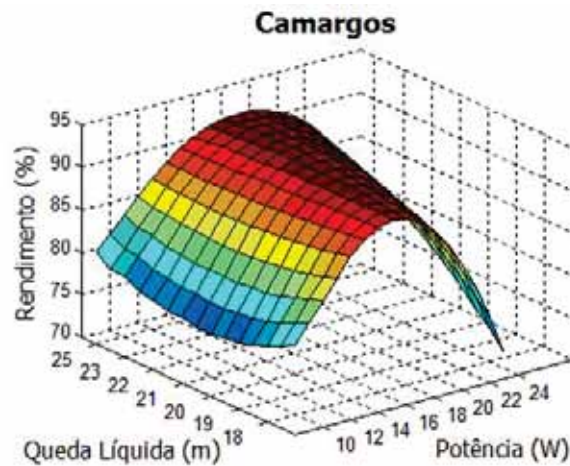


Figura 8.2 - Curva colina para uma máquina da usina de Camargos (extraído de (Vergílio, 2011))

Engolimento Máximo e Potência Máxima

A potência máxima é o maior valor de potência que pode ser produzida com uma determinada altura de queda líquida em uma máquina da usina hidrelétrica, considerando os limites operacionais do conjunto turbina-gerador. Já o engolimento máximo de uma máquina é a vazão turbinada que produz a potência máxima em uma dada altura de queda líquida. A Figura 8.2 mostra um esquema de curvas de potência máxima e do engolimento máximo de uma turbina, em função da altura de queda líquida disponível.

Analisando a Figura 8.3, percebe-se que na situação onde a altura de queda é menor que a altura de queda efetiva, a potência máxima da usina é limitada pela capacidade da turbina, já na situação onde a altura de queda líquida é maior que a altura de queda efetiva, a capacidade de geração é limitada pelo gerador.

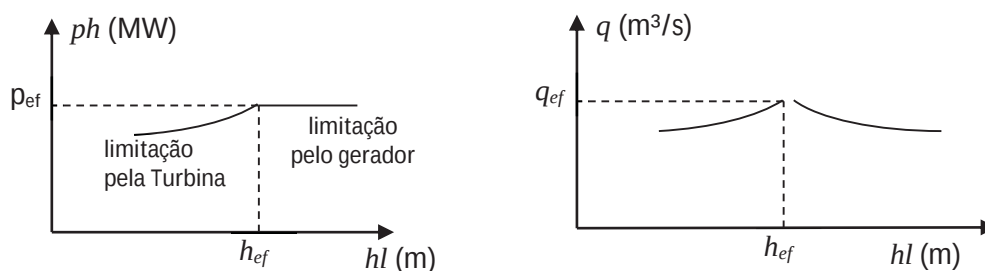


Figura 8.3 - Potência máxima e engolimento máximo, ambos em função da queda líquida (extraído de (Vergílio, 2011))

Percebe-se também que para o caso em que a altura de queda é maior que a altura de queda efetiva, o engolimento máximo apresenta uma diminuição, enquanto a potência máxima permanece inalterada. Esse comportamento indica que a usina hidrelétrica com uma altura de queda líquida acima de seu valor efetivo, reterá mais água em seu reservatório gerando o

mesmo montante de energia elétrica, uma vez que a energia potencial a ser convertida está armazenada na altura efetiva de sua coluna de água.

Calcula-se o engolimento máximo de duas maneiras distintas: através de um polinômio de engolimento máximo *versus* altura líquida $q_{\max} = q(hl)$, ou através de uma representação simplificada. Na representação simplificada o engolimento máximo é calculado conforme (6.8).

$$q_{\max}^k = q_{ef} \left(\frac{hl}{h_{ef}} \right)^\alpha \quad (6.8)$$

em que:

$\alpha = 0,5$ se $hl < h_{ef}$ e a turbina for do tipo Francis ou Pelton;

$\alpha = 0,2$ se $hl < h_{ef}$ e a turbina for do tipo Kaplan;

$\alpha = -1$ se $hl > h_{ef}$.

O cálculo descrito pela equação (6.8) se emprega apenas para uma máquina da usina. Para múltiplas máquinas e conjunto de máquinas, pode-se fazer uma extrapolação através da equação (6.9):

$$q_{\max} = \sum_{n=1}^{N_c} N_m \cdot q_{\max}^k \quad (6.9)$$

O cálculo do engolimento máximo da usina em função do volume armazenado e da vazão vertida segundo (Cicogna, 1999) é apresentado no algoritmo a seguir.

Algoritmo para Cálculo do Engolimento Máximo

INICIO

Passo 1: Inicialização

Calcular a cota de montante $hm(x)$

$q_{\max} \leftarrow q_{ef}$

Passo 2: Cálculo da queda

$u \leftarrow q_{\max} + v$

Calcular cota de jusante $hj(u)$

Calcular alturas de queda bruta (hb) e líquida (hl)

Passo 3: Cálculo do engolimento máximo por máquina

Se a usina tiver representação detalhada:

Utilizar o polinômio que representa a função ($q_{\max}(hl)$)
Fim Se

Se a usina tiver representação simplificada:
Calcular o engolimento máximo de cada máquina através
da equação (6.8)
Calcular o engolimento máximo da usina através da
equação (6.9)
Fim Se

Passo 4: Atualização e teste de convergência

Caso o novo valor engolimento máximo seja muito diferente
do anterior, voltar para o Passo 2.

Caso contrário, fim.

8.2 Apêndice Simulador Hidráulico

A seguir, será apresentado o simulador hidráulico proposto, seu algoritmo e demais considerações pertinentes ao seu funcionamento. É importante destacar que o simulador hidráulico proposto, tem como objetivo verificar todas as restrições hidráulicas do problema, dada um despacho das usinas hidrelétricas previamente calculado.

O simulador hidráulico foi previamente desenvolvido em (Vergílio, 2011) e será utilizado neste trabalho como um mecanismo para dotar o LMSHRT da capacidade de incorporar a verificação das restrições pertinente ao problema hidráulico.

Assim, será descrito o modelo de simulador hidráulico utilizado neste trabalho e seu algoritmo utilizado.

Simulador Hidráulico

O simulador hidráulico utilizado neste trabalho foi implementado conforme descrito em (Vergílio, 2011) e tem como objetivo verificar se todas as restrições hidráulicas do problema e as potências despachadas para os agentes hidrelétricos são possíveis de serem geradas mediante despacho previamente calculado das unidades hidrelétricas do LMSHRT.

A verificação da factibilidade de geração hidrelétrica através da implementação da simulação hidráulica é necessária, uma vez que a complexidade e a interdependência das diversas variáveis do problema hidráulico, torna necessário a utilização de mecanismos de simulação complexos ao invés de verificações mais simplistas das restrições hidráulicas do problema.

Cabe salientar ainda que, a operação de uma usina hidrelétrica conectada a uma determinada cascata hidráulica é influenciada pelo comportamento da própria cascata onde a usina hidrelétrica está conectada, e também é influenciada pelo comportamento dos eventos que ocorreram à montante desta hidrelétrica, tornando o problema de simulação hidráulica acoplado no tempo.

É importante frisar que a solução propiciada pelo simulador hidráulico é uma solução sub-ótima, já que o processo de decomposição executado baseou-se em conhecimentos empíricos sobre o problema de planejamento de curto prazo, e não com base em técnicas de decomposição clássicas de otimização, cuja garantia de otimalidade da solução é provada matematicamente.

Restrições Hidráulicas

Em (6.10) são transcritas, segundo (Vergílio, 2011), as restrições associadas às variáveis hidráulicas utilizadas na construção do simulador hidráulico, e detalhadas em seguida.

$$\begin{aligned}
 x_{i,t} &= x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega i} u_{k,t-tv} - u_{i,t} \right) \frac{\Delta t}{10^{-6}} \quad \forall i, t \quad (a) \\
 x_{i,t}^{med} &= \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad \forall i, t \quad (b) \\
 hl_{i,t} &= hm_i \left(x_{i,t}^{med} \right) - hj_i \left(u_{i,t} \right) - pc(hb, q)_{i,t} \quad \forall i, t \quad (c) \\
 ph_{i,t} &= \rho \cdot g \cdot \eta_{i,t} \left(q, p, hb, hl \right) \cdot hl_{i,t} \cdot q_{i,t} \quad \forall i, t \quad (d) \\
 u_{i,t} &= q_{i,t} + v_{i,t} \quad \forall i, t \quad (e) \\
 x_i^{\min} &\leq x_{i,t} \leq x_i^{\max} \quad \forall i, t \quad (f) \\
 q_i^{\min} &\leq q_{i,t} \leq q_{i,t}^{\max} \left(hl_{i,t} \right) \quad \forall i, t \quad (g) \\
 v_{i,t} &\geq 0 \quad \forall i, t \quad (h)
 \end{aligned} \tag{6.10}$$

Balanco de água

O balanço de água mostrado em (6.11) calcula o volume de água armazenado no fim do intervalo de tempo para cada reservatório i do sistema, considerando toda a água que entrou e saiu deste reservatório neste intervalo.

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega i} u_{k,t-tv} - u_{i,t} \right) \frac{\Delta t}{10^6} \quad \forall i, t \quad (a) \tag{6.11}$$

A expressão (6.11) diz que o volume do reservatório x_i ao final do intervalo de tempo t é igual ao volume deste reservatório no tempo imediatamente anterior ($x_{i,t-1}$) acrescido da diferença de volume no intervalo de tempo t decorrente do incremento das vazões que entram e saem do reservatório $\left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega i} u_{k,t-tv} - u_{i,t} \right)$. A diferença de volume é calculada somando-se a vazão incremental do reservatório analisado ($y_{i,t}$) com a somatória das defluências advindas das usinas imediatamente a montante $\left(\sum_{k \in \Omega i} u_{k,t-tv} \right)$ considerando o tempo (tv) de viagem da massa de água no trajeto entre estas e referida usina, decrescido da vazão total defluente da referida usina ($u_{i,t}$). A divisão pela constante 10^6 diz respeito a transformação $[hm^3]$ (hectômetros cúbicos)

Volume médio armazenado

O cálculo da vazão média é apresentado em (6.12) e utiliza um valor médio representando a variação do volume em todo o intervalo, e não tão somente o volume ao final ou início dele, o que consiste em uma estimativa mais realista no cálculo do volume armazenado no reservatório. Esse valor de vazão média é utilizado para o cálculo da altura de queda líquida (6.13).

$$x_{i,t}^{med} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad \forall i,t \quad (b) \quad (6.12)$$

Altura de queda líquida

A expressão relativa ao cálculo de altura de queda líquida mostrada em (6.13) diz respeito a energia potencial útil contida na coluna de água que poderá gerar energia elétrica na usina hidrelétrica. A altura de queda líquida é calculada através da cota de montante estimada com o polinômio cota versus volume tendo o volume médio como parâmetro, decrescido da cota de jusante, definida através do polinômio defluência versus cota, e decrescido da perda de carga para a situação operacional vigente.

$$hl_{i,t} = hm_i(x_{i,t}^{med}) - hj_i(u_{i,t}) - pc_{i,t} \quad \forall i,t \quad (c) \quad (6.13)$$

Função de produção de energia

A função de produção mostrada em (6.14) calcula a geração de energia elétrica a partir do estado de operação atual de determinada usina hidrelétrica. A potência gerada pela hidrelétrica $ph_{i,t}$ é calculada pela multiplicação do peso específico da água, aceleração da gravidade, rendimento (função não-linear de várias variáveis hidráulicas), altura de queda líquida e pela vazão turbinada.

$$ph_{i,t} = \rho \cdot g \cdot \eta_{i,t}(q, p, hb, hl) \cdot hl_{i,t} \cdot q_{i,t} \quad \forall i,t \quad (d) \quad (6.14)$$

Defluência

A defluência mostrada em (6.15) é a vazão total de água que sai de uma usina de duas maneiras distintas, isto é, pode deixar a usina através do escoamento pelos vertedouros da mesma ($v_{i,t}$) ou pode ser turbinada para aproveitamento e geração de energia elétrica ($q_{i,t}$).

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} \quad \forall i,t \quad (e) \quad (6.15)$$

Restrição de limite de volume armazenado

O volume de água armazenado em um reservatório expressado através de (6.16) determina que o volume armazenado no reservatório da hidrelétrica i em um intervalo de tempo t deve respeitar os limite mínimo e limite máximo operacionais deste.

$$x_i^{\min} \leq x_{i,t} \leq x_i^{\max} \quad \forall i, t \quad (f)$$
 (6.16)

Restrição de limite de turbinagem

A expressão (6.17) determina os limites operacionais da turbinagem. Essa expressão define que a turbinagem da hidrelétrica i em um intervalo de tempo t deve ser superior a mínima turbinagem permitida para essa usina e inferior a função de turbinagem máxima dessa mesma usina na altura de queda líquida $(hl_{i,t})$.

$$q_i^{\min} \leq q_{i,t} \leq q_{i,t}^{\max}(hl_{i,t}) \quad \forall i, t \quad (g)$$
 (6.17)

Restrição de vertimento

A expressão (6.18) diz respeito a restrição de vertimento mínimo e garante que o modelo nunca atribuirá valores negativos de vertimento, condição impossível fisicamente, já que o vertimento escoar no sentido de menor potencial gravitacional.

$$v_{i,t} \geq 0 \quad \forall i, t \quad (h)$$
 (6.18)

Modelo de Simulação Hidráulica

A simulação hidráulica é feita através de um cálculo iterativo que leva em consideração todas as relações de dependência existem entre as diversas variáveis hidráulicas. No simulador hidráulico proposto em (Vergílio, 2011) e implementado no presente trabalho, é usada uma técnica no qual o valor da turbinagem de determinada usina hidrelétrica vai gradativamente sendo acrescida até que a potência gerada atinja o valor desejado.

Inicialmente, os dados necessários para a simulação consistem nos despachos de potência de geração hidrelétrica fornecidos pelo LMSHRT, no estado atual das cotas dos reservatórios, nas vazões incrementais dos reservatórios, nas defluências das usinas à montante dos reservatórios em um intervalos de tempo anterior ao início da simulação e nos limites dos volumes dos reservatórios.

Com esses dados, é possível calcular a turbinagem necessária para atingir a potência despachada pelo LMSHRT através da equação (6.7), depois calcula-se o balanço de água (relação contida no item de (6.10) a) e verifica-se os limites, de acordo com a heurística descrita a seguir:

- Se o volume de reservatório atingir seu valor máximo, aumenta-se o vertimento através de um pequeno incremento, mantendo-se fixo o valor da turbinagem para não modificar a geração proposta pelo LMSHRT;
- Se o volume de reservatório atingir seu valor mínimo, diminui-se a turbinagem através de um pequeno decremento. A potência gerada diminuirá e deverá ser recalculada utilizando-se a equação (6.7). Uma vez que a potência é modificada, esta deve ser repassada ao LMSHRT com uma correção no limite máximo de potência hidrelétrica da usina que sofreu essa diminuição na turbinagem;
- Se o engolimento atingir seu máximo, diminui-se a turbinagem até que esta se iguale ao engolimento máximo. A potência gerada diminuirá e deverá ser recalculada utilizando-se a equação (6.7). Novamente essa potência gerada deverá ser repassada ao LMSHRT com correção no limite máximo de potência da hidrelétrica na qual o engolimento atingiu seu máximo.

Neste estágio já tem-se uma situação factível do ponto de vista hidráulico, calculam-se então, o rendimento η do conjunto turbina-gerador através da curva colina, a altura de queda líquida através de (6.13) e a potência através de (6.14). Evidentemente, a potência calculada agora pode diferir da potência calculada e repassada ao simulador hidráulico pelo LMSHRT, então repete-se esse processo até que a potência calculada seja igual à fornecida pelo LMSHRT, ou até que a potência fornecida pelo LMSHRT seja corrigida pelo simulador. Cabe aqui destacar que nem sempre é possível que a potência corrigida pelo simulador repassada ao LMSHRT seja factível do ponto de vista das restrições do próprio LMSHRT.

Uma vez iniciada a simulação, este cálculo deve ser repetido para todas as usinas e para todos os intervalos de tempo. Assim que o processo iterativo é finalizado, as potências corrigidas pelo simulador deverão ser repassadas ao LMSHRT. Caso nenhuma potência seja corrigida pelo simulador, significa que o despacho de potência hidrelétrico fornecido pelo LMSHRT é factível em relação a todas as restrições hidráulicas (6.10) e não precisa ser corrigido. É possível que tanto no LMSHRT quanto no simulador hidráulico ocorram situações de infactibilidade.

A Figura 8.4 apresenta um diagrama de blocos ilustrando o processo de funcionamento do simulador hidráulico acoplado ao LMSHRT.

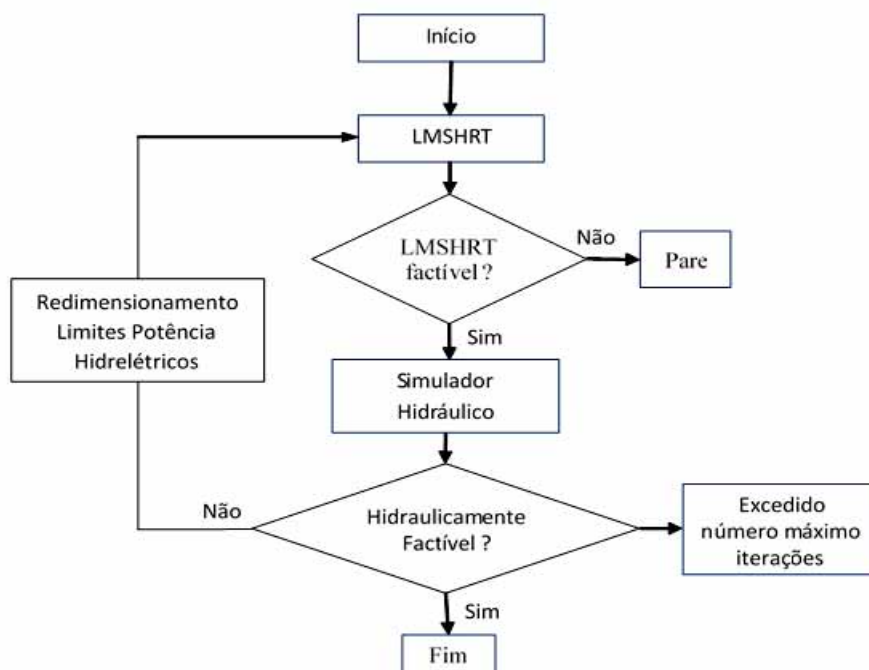


Figura 8.4 – Diagrama de blocos contendo LMSHRT acoplado ao simulador hidráulico

Algoritmo Simulador Hidráulico

O algoritmo de simulação hidráulica extraído de (Vergílio, 2011) é descrito abaixo. O valor de Δt é o tempo, em segundos, que representa um intervalo de tempo, o que nesse caso equivale a 1 hora resultando em 3600s. Os valores do volume e cota montante para o primeiro intervalo de tempo são dados de entrada e devem ser conhecidos. Os valores de turbinagem e vertimento para os intervalos de tempo anteriores também são dados de entrada e devem ser conhecidos.

INICIO

Passo 1 – Inicialização

Inicializar Δt

Inicializar X e hm para o 1º intervalo de tempo

Inicializar q e V nos intervalos de tempo anteriores

Calcular y através de (6.1)

pg $\leftarrow$ **ph** (vetor de potências das hidrelétricas passada pelo LMSHRT para todas as usinas e para todos os intervalos de tempo.)

p $\leftarrow$ **pg**

$v_{i,t} \leftarrow 0$

$\eta_{i,t} \leftarrow 1$

$n \leftarrow$ n° total de intervalos de tempo

$t \leftarrow 1$

$i \leftarrow 1$

Passo 2 - Balanço de água

Calcular $q_{i,t}$ através de (6.14)

Calcular $\sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t-tv}$

Calcular $x_{i,t+1}$ através de (6.11).

Passo 3 - Verificação de limites

Se $x_{i,t+1} > x_i^{\max}$ Faça

 Calcula $q_{i,t}$ através de (6.14)

 Incrementa $v_{i,t}$

Fim Se

Se $x_{i,t+1} < x_i^{\min}$ Faça

$v_{i,t} \leftarrow 0$

 Decrementa $q_{i,t}$

 erro $\leftarrow 1$

Fim Se

Calcular $q_i^{\max}$ através de (6.9)

Se $q_{i,t} > q_i^{\max}$, FAÇA

$q_{i,t} \leftarrow q_i^{\max}$

 erro $\leftarrow 1$

Fim Se

Passo 4 - Calculando parâmetros

$u_{i,t} \leftarrow q_{i,t} + v_{i,t}$

Calcular $h_{j_{i,t}}$, $h_{b_{i,t}}$, $pc_{i,t}$ e $hl_{i,t}$

Achar o valor de $\eta_{i,t}$ na Curva Colina

Se a tabela for do tipo potência *versus* $hl_{i,t}$, fazer um cálculo iterativo variando-se a potência até que a turbinagem calculada através de (6.14) alcance $q_{i,t}$.

Se o valor de $q_{i,t}$ estiver entre dois valores da tabela de rendimentos, fazer interpolação linear. O mesmo vale para os valores de potência e $hl_{i,t}$.

Calcular $p_{i,t}$ através de (6.14)

Passo 5 - Verificação

Se erro=1 Faça

$pg_{i,t} \leftarrow p_{i,t}$ (corrigindo potência do despacho LMSHRT)

Voltar para o Passo 2

Fim Se

SE $pg_{i,t} \neq p_{i,t}$, voltar para o Passo 2

Passo 6 - Passando para o próximo intervalo de tempo

Calcular $hm_{i,t+1}$ de acordo com o polinômio Cota *versus* Volume

$t \leftarrow t + 1$

Se $t \leq n$, voltar para o Passo 2

Passo 7 - Passando valores para o LMSHRT

Para todo i e todo t

SE $pg_{i,t} < ph_{i,t}$, Faça $ph_{i,t}^{\max} \leftarrow pg_{i,t}$

SE $pg_{i,t} > ph_{i,t}$, Faça $ph_{i,t}^{\min} \leftarrow pg_{i,t}$

Fim Para

Passar os vetores de todos os $ph_{i,t}^{\min}$ e $ph_{i,t}^{\max}$ como dados de entrada do LMSHRT.

Fim

8.3 Apêndice Dados Sistema IEEE 30 Barras

Dados sistema IEEE 30 barras

Tabela 8.3.1 - Dados de barra do sistema IEEE 30 barras

Num. Barra	Tipo Barra	Nome Barra	Tensão Barra	Âng. T. F.	P. Ger.	Q. Ger.	Qmin/Qmax	P. Cons.	Q. Cons.	Sus. Shunt
1	2	BAR 1	1.060	0	0	0	-99999999.0	0.000	0	
2	1	BAR 2	1.045	0	40.0	0	-99999999.0	21.700	12.7	
3	0	BAR 3	1.000	0	0	0		2.400	1.2	
4	0	BAR 4	1.000	0	0	0		7.600	1.6	
5	1	BAR 5	1.010	0	40.0	0	-99999999.0	94.200	19.0	
6	0	BAR 6	1.000	0	0	0		0.000	0	
7	0	BAR 7	1.000	0	0	0		22.800	10.9	
8	1	BAR 8	1.010	0	60.0	0	-99999999.0	30.000	30.0	
9	0	BAR 9	1.000	0	0	0		0.000	0	
10	0	BAR 10	1.000	0	0	0		5.800	2.0	19.0
11	1	BAR 11	1.082	0	50.0	0	-99999999.0	0.000	0	
12	0	BAR 12	1.000	0	0	0		11.200	7.5	
13	1	BAR 13	1.071	0	50.0	0	-99999999.0	0.000	0	
14	0	BAR 14	1.000	0	0	0		6.200	1.6	
15	0	BAR 15	1.000	0	0	0		8.200	2.5	
16	0	BAR 16	1.000	0	0	0		3.500	1.8	
17	0	BAR 17	1.000	0	0	0		9.000	5.8	
18	0	BAR 18	1.000	0	0	0		3.200	0.9	
19	0	BAR 19	1.000	0	0	0		9.500	3.4	
20	0	BAR 20	1.000	0	0	0		2.200	0.7	
21	0	BAR 21	1.000	0	0	0		17.500	11.2	
22	0	BAR 22	1.000	0	0	0		0.000	0	
23	0	BAR 23	1.000	0	0	0		3.200	1.6	
24	0	BAR 24	1.000	0	0	0		8.700	6.7	4.30
25	0	BAR 25	1.000	0	0	0		0.000	0	
26	0	BAR 26	1.000	0	0	0		3.500	2.3	
27	0	BAR 27	1.000	0	0	0		0.000	0	
28	0	BAR 28	1.000	0	0	0		0.000	0	
29	0	BAR 29	1.000	0	0	0		2.400	0.9	
30	0	BAR 30	1.000	0	0	0		10.600	1.9	

Tabela 8.3.2 - Dados de ramo do sistema 30 barras IEEE

Ramo	Nó Inicial	Nó Final	Resistência	Reatância	Susceptância	Tap
1	1	2	1.92	5.75	5.28	0
2	1	3	4.52	18.52	4.08	0
3	2	4	5.70	17.37	3.68	0
4	3	4	1.32	3.79	0.84	0
5	2	5	4.72	19.83	4.18	0
6	2	6	5.81	17.63	3.74	0
7	4	6	1.19	4.14	0.90	0
8	5	7	4.60	11.60	2.04	0
9	6	7	2.67	8.20	1.70	0
10	6	8	1.20	4.20	0.90	0
11	6	9	0.00	20.80	0	0
12	6	10	0.00	55.60	0	0
13	9	11	0.00	20.80	0	0
14	9	10	0.00	11.00	0	0
15	4	12	0.00	25.60	0	0
16	12	13	0.00	14.00	0	0
17	12	14	12.31	25.59	0	0
18	12	15	6.62	13.04	0	0
19	12	16	9.45	19.87	0	0
20	14	15	22.10	19.97	0	0
21	16	17	8.24	19.23	0	0
22	15	18	10.70	21.85	0	0
23	18	19	6.39	12.92	0	0
24	19	20	3.40	6.80	0.00	0.00
25	10	20	9.36	20.90	0.00	0.00
26	10	17	3.24	8.45	0.00	0.00
27	10	21	3.48	7.49	0.00	0.00
28	10	22	7.27	14.99	0.00	0.00
29	21	22	1.16	2.36	0.00	0.00
30	15	23	10.00	20.20	0.00	0.00
31	22	24	11.15	17.90	0.00	0.00
32	23	24	13.20	27.00	0.00	0.00
33	24	25	18.85	32.92	0.00	0.00
34	25	26	25.44	38.00	0.00	0.00
35	25	27	10.93	20.87	0.00	0.00
36	28	27	0.00	39.60	0.00	1.02
37	27	29	21.98	41.53	0.00	0.00
38	27	30	32.02	60.27	0.00	0.00
39	29	30	23.99	45.33	0.00	0.00
40	8	28	6.36	20.00	4.28	0.00
41	6	28	1.69	5.99	1.30	0.00

8.4 Apêndice Demanda Caso Base

Tabela 8.4.1 - Demanda horária por barra do sistema IEEE 30 barras em $[MW]$.

T/B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	DH
1	0	39,1	4,3	13,7	169,9	0	41,1	54,1	0	10,5	0	20,2	0	11,2	14,8	6,3	16,2	5,8	17,1	4,0	31,6	0	5,8	15,7	0	6,3	0	0	4,3	19,1	511,0
2	0	37,0	4,1	13,0	160,5	0	38,9	51,1	0	9,9	0	19,1	0	10,6	14,0	6,0	15,3	5,5	16,2	3,7	29,8	0	5,5	14,8	0	6,0	0	0	4,1	18,1	483,0
3	0	35,9	4,0	12,6	155,9	0	37,7	49,6	0	9,6	0	18,5	0	10,3	13,6	5,8	14,9	5,3	15,7	3,6	29,0	0	5,3	14,4	0	5,8	0	0	4,0	17,5	469,0
4	0	35,4	3,9	12,4	153,6	0	37,2	48,9	0	9,5	0	18,3	0	10,1	13,4	5,7	14,7	5,2	15,5	3,6	28,5	0	5,2	14,2	0	5,7	0	0	3,9	17,3	462,0
5	0	34,8	3,9	12,2	151,2	0	36,6	48,2	0	9,3	0	18,0	0	10,0	13,2	5,6	14,4	5,1	15,3	3,5	28,1	0	5,1	14,0	0	5,6	0	0	3,9	17,0	455,0
6	0	35,9	4,0	12,6	155,9	0	37,7	49,6	0	9,6	0	18,5	0	10,3	13,6	5,8	14,9	5,3	15,7	3,6	29,0	0	5,3	14,4	0	5,8	0	0	4,0	17,5	469,0
7	0	36,4	4,0	12,8	158,2	0	38,3	50,4	0	9,7	0	18,8	0	10,4	13,8	5,9	15,1	5,4	16,0	3,7	29,4	0	5,4	14,6	0	5,9	0	0	4,0	17,8	476,0
8	0	37,0	4,1	13,0	160,5	0	38,9	51,1	0	9,9	0	19,1	0	10,6	14,0	6,0	15,3	5,5	16,2	3,7	29,8	0	5,5	14,8	0	6,0	0	0	4,1	18,1	483,0
9	0	39,7	4,4	13,9	172,2	0	41,7	54,8	0	10,6	0	20,5	0	11,3	15,0	6,4	16,5	5,8	17,4	4,0	32,0	0	5,8	15,9	0	6,4	0	0	4,4	19,4	518,0
10	0	41,3	4,6	14,5	179,2	0	43,4	57,1	0	11,0	0	21,3	0	11,8	15,6	6,7	17,1	6,1	18,1	4,2	33,3	0	6,1	16,5	0	6,7	0	0	4,6	20,2	539,0
11	0	42,3	4,7	14,8	183,8	0	44,5	58,5	0	11,3	0	21,9	0	12,1	16,0	6,8	17,6	6,2	18,5	4,3	34,1	0	6,2	17,0	0	6,8	0	0	4,7	20,7	553,0
12	0	41,8	4,6	14,6	181,5	0	43,9	57,8	0	11,2	0	21,6	0	11,9	15,8	6,7	17,3	6,2	18,3	4,2	33,7	0	6,2	16,8	0	6,7	0	0	4,6	20,4	546,0
13	0	41,3	4,6	14,5	179,2	0	43,4	57,1	0	11,0	0	21,3	0	11,8	15,6	6,7	17,1	6,1	18,1	4,2	33,3	0	6,1	16,5	0	6,7	0	0	4,6	20,2	539,0
14	0	41,0	4,5	14,4	178,0	0	43,1	56,7	0	11,0	0	21,2	0	11,7	15,5	6,6	17,0	6,0	18,0	4,2	33,1	0	6,0	16,4	0	6,6	0	0	4,5	20,0	535,5
15	0	40,9	4,5	14,3	177,5	0	43,0	56,5	0	10,9	0	21,1	0	11,7	15,5	6,6	17,0	6,0	17,9	4,1	33,0	0	6,0	16,4	0	6,6	0	0	4,5	20,0	534,1
16	0	40,8	4,5	14,3	177,3	0	42,9	56,5	0	10,9	0	21,1	0	11,7	15,4	6,6	16,9	6,0	17,9	4,1	32,9	0	6,0	16,4	0	6,6	0	0	4,5	20,0	533,4
17	0	41,3	4,6	14,5	179,2	0	43,4	57,1	0	11,0	0	21,3	0	11,8	15,6	6,7	17,1	6,1	18,1	4,2	33,3	0	6,1	16,5	0	6,7	0	0	4,6	20,2	539,0
18	0	44,0	4,9	15,4	190,8	0	46,2	60,8	0	11,7	0	22,7	0	12,6	16,6	7,1	18,2	6,5	19,2	4,5	35,4	0	6,5	17,6	0	7,1	0	0	4,9	21,5	574,0
19	0	53,6	5,9	18,8	232,7	0	56,3	74,1	0	14,3	0	27,7	0	15,3	20,3	8,6	22,2	7,9	23,5	5,4	43,2	0	7,9	21,5	0	8,6	0	0	5,9	26,2	700,0
20	0	51,5	5,7	18,0	223,4	0	54,1	71,1	0	13,8	0	26,6	0	14,7	19,4	8,3	21,3	7,6	22,5	5,2	41,5	0	7,6	20,6	0	8,3	0	0	5,7	25,1	672,0
21	0	48,8	5,4	17,1	211,7	0	51,2	67,4	0	13,0	0	25,2	0	13,9	18,4	7,9	20,2	7,2	21,4	4,9	39,3	0	7,2	19,6	0	7,9	0	0	5,4	23,8	637,0
22	0	46,1	5,1	16,1	200,1	0	48,4	63,7	0	12,3	0	23,8	0	13,2	17,4	7,4	19,1	6,8	20,2	4,7	37,2	0	6,8	18,5	0	7,4	0	0	5,1	22,5	602,0
23	0	43,4	4,8	15,2	188,5	0	45,6	60,0	0	11,6	0	22,4	0	12,4	16,4	7,0	18,0	6,4	19,0	4,4	35,0	0	6,4	17,4	0	7,0	0	0	4,8	21,2	567,0
24	0	40,2	4,4	14,1	174,5	0	42,2	55,6	0	10,7	0	20,7	0	11,5	15,2	6,5	16,7	5,9	17,6	4,1	32,4	0	5,9	16,1	0	6,5	0	0	4,4	19,6	525,0

*DH : Somatória da demanda horária todas as barras

8.5 Apêndice Preços Caso Base

Tabela 8.5.1 - Preços horários por barra do caso base em [\$/ MW] .

T/B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	PM
1	27,7	28,1	28,0	28,0	29,6	28,6	29,3	28,8	29,0	29,3	29,0	26,5	26,5	27,5	28,0	28,0	29,1	29,0	29,5	29,5	29,7	29,6	28,9	29,8	30,1	30,8	30,0	28,9	31,1	31,9	29,0
2	27,3	27,6	27,5	27,5	29,0	28,0	28,7	28,2	28,4	28,6	28,4	26,1	26,1	27,0	27,4	27,5	28,5	28,5	28,9	28,9	29,0	29,0	28,3	29,2	29,5	30,1	29,3	28,3	30,4	31,1	28,4
3	27,0	27,4	27,2	27,2	28,7	27,6	28,4	27,9	28,1	28,3	28,1	25,9	25,9	26,8	27,2	27,2	28,2	28,2	28,6	28,6	28,7	28,7	28,0	28,9	29,1	29,7	29,0	28,0	30,0	30,7	28,1
4	26,9	27,3	27,1	27,1	28,5	27,6	28,3	27,8	28,0	28,2	28,0	25,8	25,8	26,7	27,1	27,1	28,0	28,0	28,4	28,4	28,6	28,5	27,9	28,7	29,0	29,6	28,8	27,9	29,8	30,5	27,9
5	26,8	27,2	27,0	27,0	28,4	27,5	28,1	27,6	27,9	28,0	27,9	25,7	25,7	26,6	26,9	27,0	27,9	27,9	28,3	28,3	28,4	28,4	27,8	28,5	28,8	29,4	28,7	27,7	29,7	30,3	27,8
6	27,0	27,4	27,2	27,2	28,7	27,8	28,4	27,9	28,1	28,3	28,1	25,9	25,9	26,8	27,2	27,2	28,2	28,2	28,6	28,6	28,7	28,7	28,0	28,9	29,1	29,7	29,0	28,0	30,0	30,7	28,1
7	27,2	27,5	27,3	27,4	28,8	27,9	28,6	28,1	28,3	28,5	28,3	26,0	26,0	26,9	27,3	27,3	28,3	28,3	28,7	28,7	28,9	28,8	28,2	29,0	29,3	29,9	29,1	28,2	30,2	30,9	28,2
8	27,3	27,6	27,5	27,5	29,0	28,0	28,7	28,2	28,4	28,6	28,4	26,1	26,1	27,0	27,4	27,5	28,5	28,5	28,9	28,9	29,0	29,0	28,3	29,2	29,5	30,1	29,3	28,3	30,4	31,1	28,4
9	27,8	28,3	28,1	28,1	29,7	28,7	29,5	28,9	29,2	29,4	29,2	26,6	26,6	27,6	28,1	28,1	29,2	29,2	29,7	29,7	29,8	29,8	29,1	30,0	30,3	31,0	30,1	29,0	31,3	32,1	29,1
10	28,2	28,6	28,5	28,5	30,2	29,2	29,9	29,4	29,6	29,9	29,6	26,9	26,9	28,0	28,5	28,5	29,7	29,6	30,2	30,2	30,3	30,3	29,5	30,5	30,8	31,5	30,6	29,5	31,9	32,7	29,5
11	28,4	28,9	28,7	28,8	30,4	29,4	30,2	29,6	29,9	30,2	29,9	27,1	27,1	28,2	28,7	28,7	30,0	29,9	30,5	30,5	30,6	30,6	29,8	30,8	31,1	31,9	30,9	29,7	32,2	33,1	29,8
12	28,3	28,8	28,6	28,6	30,3	29,3	30,1	29,5	29,8	30,0	29,8	27,0	27,0	28,1	28,6	28,6	29,8	29,8	30,3	30,3	30,5	30,4	29,6	30,6	31,0	31,7	30,8	29,6	32,1	32,9	29,7
13	28,2	28,6	28,5	28,5	30,2	29,2	29,9	29,4	29,6	29,9	29,6	26,9	26,9	28,0	28,5	28,5	29,7	29,6	30,2	30,2	30,3	30,3	29,5	30,5	30,8	31,5	30,6	29,5	31,9	32,7	29,5
14	28,1	28,6	28,4	28,5	30,1	29,1	29,8	29,3	29,6	29,8	29,6	26,8	26,8	27,9	28,4	28,4	29,6	29,6	30,1	30,1	30,3	30,2	29,4	30,4	30,7	31,5	30,5	29,4	31,8	32,6	29,5
15	28,1	28,6	28,4	28,4	30,1	29,1	29,8	29,3	29,5	29,8	29,5	26,8	26,8	27,9	28,4	28,4	29,6	29,5	30,1	30,0	30,2	30,2	29,4	30,4	30,7	31,4	30,5	29,4	31,8	32,6	29,4
16	28,1	28,5	28,4	28,4	30,0	29,1	29,8	29,3	29,5	29,8	29,5	26,8	26,8	27,9	28,4	28,4	29,6	29,5	30,0	30,0	30,2	30,2	29,4	30,4	30,7	31,4	30,5	29,4	31,7	32,6	29,4
17	28,2	28,6	28,5	28,5	30,2	29,2	29,9	29,4	29,6	29,9	29,6	26,9	26,9	28,0	28,5	28,5	29,7	29,6	30,2	30,2	30,3	30,3	29,5	30,5	30,8	31,5	30,6	29,5	31,9	32,7	29,5
18	28,7	29,2	29,1	29,1	30,9	29,8	30,6	30,1	30,3	30,6	30,3	27,4	27,4	28,6	29,1	29,1	30,4	30,4	30,9	30,9	31,1	31,1	30,2	31,3	31,6	32,4	31,4	30,2	32,8	33,7	30,2
19	29,9	30,5	30,2	30,3	32,7	31,2	32,3	31,5	31,9	32,3	31,9	27,8	27,8	29,3	30,1	30,2	32,0	31,8	32,6	32,6	32,9	32,9	31,6	33,1	33,6	34,7	33,4	31,7	35,2	36,4	31,8
20	29,4	30,0	29,7	29,8	32,1	30,7	31,7	31,0	31,4	31,7	31,4	27,4	27,4	28,9	29,6	29,7	31,4	31,2	32,0	32,0	32,3	32,2	31,0	32,5	32,9	33,9	32,7	31,1	34,4	35,6	31,2
21	28,9	29,4	29,1	29,2	31,4	30,0	31,0	30,3	30,7	31,0	30,7	27,0	27,0	28,3	29,0	29,1	30,7	30,5	31,2	31,2	31,5	31,5	30,3	31,7	32,1	33,0	31,9	30,4	33,5	34,6	30,5
22	28,4	28,9	28,6	28,6	30,7	29,4	30,3	29,6	30,0	30,3	30,0	26,5	26,5	27,8	28,4	28,5	30,0	29,9	30,5	30,5	30,8	30,7	29,7	30,9	31,4	32,2	31,2	29,7	32,6	33,6	29,8
23	27,9	28,3	28,0	28,0	30,0	28,8	29,6	29,0	29,3	29,6	29,3	26,1	26,1	27,3	27,9	28,0	29,4	29,2	29,8	29,8	30,1	30,0	29,0	30,2	30,6	31,3	30,4	29,1	31,7	32,6	29,2
24	28,0	28,4	28,2	28,3	29,9	28,9	29,6	29,1	29,3	29,6	29,3	26,7	26,7	27,7	28,2	28,2	29,4	29,4	29,9	29,8	30,0	30,0	29,2	30,2	30,5	31,2	30,3	29,2	31,5	32,3	29,3
PMDB	28,0	28,4	28,2	28,3	30,0	28,9	29,7	29,1	29,4	29,7	29,4	26,6	26,6	27,7	28,2	28,2	29,5	29,4	29,9	29,9	30,1	30,1	29,2	30,3	30,6	31,3	30,4	29,2	31,7	32,5	29,3
PMINH	26,8	27,2	27,0	27,0	28,4	27,5	28,1	27,6	27,9	28,0	27,9	25,7	25,7	26,6	26,9	27,0	27,9	27,9	28,3	28,3	28,4	28,4	27,8	28,5	28,8	29,4	28,7	27,7	29,7	30,3	27,8
PMAXH	29,9	30,5	30,2	30,3	32,7	31,2	32,3	31,5	31,9	32,3	31,9	27,8	27,8	29,3	30,1	30,2	32,0	31,8	32,6	32,6	32,9	32,9	31,6	33,1	33,6	34,7	33,4	31,7	35,2	36,4	31,8

*PM : Preço médio

*PMDB : Preço médio da barra

*PMINH : Preço mínimo horário

*PMAXH : Preço máximo horário

8.6 Apêndice Demanda

Tabela 8.6.1 - Demanda horária por barra com redução de 5 % da demanda original em todas as barras do sistema em [MW].

T/B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	DH
1	0	37,2	4,1	13,0	161,4	0	39,1	51,4	0	9,9	0	19,2	0	10,6	14,0	6,0	15,4	5,5	16,3	3,8	30,0	0	5,5	14,9	0	6,0	0	0	4,1	18,2	485,5
2	0	35,1	3,9	12,3	152,5	0	36,9	48,6	0	9,4	0	18,1	0	10,0	13,3	5,7	14,6	5,2	15,4	3,6	28,3	0	5,2	14,1	0	5,7	0	0	3,9	17,2	458,9
3	0	34,1	3,8	11,9	148,1	0	35,8	47,2	0	9,1	0	17,6	0	9,7	12,9	5,5	14,1	5,0	14,9	3,5	27,5	0	5,0	13,7	0	5,5	0	0	3,8	16,7	445,6
4	0	33,6	3,7	11,8	145,9	0	35,3	46,5	0	9,0	0	17,3	0	9,6	12,7	5,4	13,9	5,0	14,7	3,4	27,1	0	5,0	13,5	0	5,4	0	0	3,7	16,4	438,9
5	0	33,1	3,7	11,6	143,7	0	34,8	45,8	0	8,8	0	17,1	0	9,5	12,5	5,3	13,7	4,9	14,5	3,4	26,7	0	4,9	13,3	0	5,3	0	0	3,7	16,2	432,3
6	0	34,1	3,8	11,9	148,1	0	35,8	47,2	0	9,1	0	17,6	0	9,7	12,9	5,5	14,1	5,0	14,9	3,5	27,5	0	5,0	13,7	0	5,5	0	0	3,8	16,7	445,6
7	0	34,6	3,8	12,1	150,3	0	36,4	47,9	0	9,3	0	17,9	0	9,9	13,1	5,6	14,4	5,1	15,2	3,5	27,9	0	5,1	13,9	0	5,6	0	0	3,8	16,9	452,2
8	0	35,1	3,9	12,3	152,5	0	36,9	48,6	0	9,4	0	18,1	0	10,0	13,3	5,7	14,6	5,2	15,4	3,6	28,3	0	5,2	14,1	0	5,7	0	0	3,9	17,2	458,9
9	0	37,7	4,2	13,2	163,6	0	39,6	52,1	0	10,1	0	19,4	0	10,8	14,2	6,1	15,6	5,6	16,5	3,8	30,4	0	5,6	15,1	0	6,1	0	0	4,2	18,4	492,1
10	0	39,2	4,3	13,7	170,2	0	41,2	54,2	0	10,5	0	20,2	0	11,2	14,8	6,3	16,3	5,8	17,2	4,0	31,6	0	5,8	15,7	0	6,3	0	0	4,3	19,2	512,1
11	0	40,2	4,4	14,1	174,6	0	42,3	55,6	0	10,8	0	20,8	0	11,5	15,2	6,5	16,7	5,9	17,6	4,1	32,4	0	5,9	16,1	0	6,5	0	0	4,4	19,6	525,4
12	0	39,7	4,4	13,9	172,4	0	41,7	54,9	0	10,6	0	20,5	0	11,3	15,0	6,4	16,5	5,9	17,4	4,0	32,0	0	5,9	15,9	0	6,4	0	0	4,4	19,4	518,7
13	0	39,2	4,3	13,7	170,2	0	41,2	54,2	0	10,5	0	20,2	0	11,2	14,8	6,3	16,3	5,8	17,2	4,0	31,6	0	5,8	15,7	0	6,3	0	0	4,3	19,2	512,1
14	0	39,0	4,3	13,6	169,1	0	40,9	53,9	0	10,4	0	20,1	0	11,1	14,7	6,3	16,2	5,7	17,1	3,9	31,4	0	5,7	15,6	0	6,3	0	0	4,3	19,0	508,7
15	0	38,9	4,3	13,6	168,7	0	40,8	53,7	0	10,4	0	20,1	0	11,1	14,7	6,3	16,1	5,7	17,0	3,9	31,3	0	5,7	15,6	0	6,3	0	0	4,3	19,0	507,4
16	0	38,8	4,3	13,6	168,4	0	40,8	53,6	0	10,4	0	20,0	0	11,1	14,7	6,3	16,1	5,7	17,0	3,9	31,3	0	5,7	15,6	0	6,3	0	0	4,3	19,0	506,7
17	0	39,2	4,3	13,7	170,2	0	41,2	54,2	0	10,5	0	20,2	0	11,2	14,8	6,3	16,3	5,8	17,2	4,0	31,6	0	5,8	15,7	0	6,3	0	0	4,3	19,2	512,1
18	0	41,8	4,6	14,6	181,3	0	43,9	57,7	0	11,2	0	21,6	0	11,9	15,8	6,7	17,3	6,2	18,3	4,2	33,7	0	6,2	16,7	0	6,7	0	0	4,6	20,4	545,3
19	0	50,9	5,6	17,8	221,0	0	53,5	70,4	0	13,6	0	26,3	0	14,5	19,2	8,2	21,1	7,5	22,3	5,2	41,1	0	7,5	20,4	0	8,2	0	0	5,6	24,9	665,0
20	0	48,9	5,4	17,1	212,2	0	51,4	67,6	0	13,1	0	25,2	0	14,0	18,5	7,9	20,3	7,2	21,4	5,0	39,4	0	7,2	19,6	0	7,9	0	0	5,4	23,9	638,4
21	0	46,3	5,1	16,2	201,1	0	48,7	64,1	0	12,4	0	23,9	0	13,2	17,5	7,5	19,2	6,8	20,3	4,7	37,4	0	6,8	18,6	0	7,5	0	0	5,1	22,6	605,2
22	0	43,8	4,8	15,3	190,1	0	46,0	60,5	0	11,7	0	22,6	0	12,5	16,5	7,1	18,2	6,5	19,2	4,4	35,3	0	6,5	17,6	0	7,1	0	0	4,8	21,4	571,9
23	0	41,2	4,6	14,4	179,0	0	43,3	57,0	0	11,0	0	21,3	0	11,8	15,6	6,7	17,1	6,1	18,1	4,2	33,3	0	6,1	16,5	0	6,7	0	0	4,6	20,1	538,7
24	0	38,2	4,2	13,4	165,8	0	40,1	52,8	0	10,2	0	19,7	0	10,9	14,4	6,2	15,8	5,6	16,7	3,9	30,8	0	5,6	15,3	0	6,2	0	0	4,2	18,7	DH

*DH : Somatória da demanda horária todas as barras

Tabela 8.6.2 - Preços horários por barra com redução de 5 % da demanda original em todas as barras do sistema em $[\$/MW]$.

T/B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	PM
1	26.5	26.9	26.6	26.6	28.3	27.2	27.9	27.4	27.6	27.8	27.6	25.2	25.2	26.1	26.5	26.6	27.7	27.6	28.0	28.0	28.2	28.2	27.4	28.3	28.6	29.3	28.5	27.5	29.6	30.3	27.6
2	26.1	26.5	26.1	26.1	27.8	26.6	27.4	26.8	27.0	27.2	27.0	24.7	24.7	25.6	26.0	26.1	27.1	27.0	27.4	27.4	27.6	27.5	26.9	27.7	28.0	28.5	27.9	26.9	28.8	29.5	27.0
3	25.9	26.4	25.8	25.8	27.5	26.3	27.1	26.5	26.7	26.9	26.7	24.5	24.5	25.3	25.7	25.8	26.7	26.6	27.0	27.0	27.2	27.2	26.5	27.3	27.6	28.2	27.5	26.6	28.4	29.1	26.7
4	25.9	26.3	25.7	25.6	27.4	26.2	26.9	26.3	26.5	26.7	26.5	24.4	24.4	25.2	25.6	25.6	26.6	26.5	26.9	26.9	27.0	27.0	26.4	27.1	27.4	28.0	27.3	26.4	28.8	28.6	26.5
5	25.8	26.2	25.5	25.5	27.3	26.1	26.8	26.2	26.4	26.5	26.4	24.3	24.3	25.1	25.4	25.5	26.4	26.3	26.7	26.7	26.9	26.8	26.2	27.0	27.3	27.8	27.1	26.3	28.0	28.6	26.4
6	25.9	26.4	25.8	25.8	27.5	26.3	27.1	26.5	26.7	26.9	26.7	24.5	24.5	25.3	25.7	25.8	26.7	26.6	27.0	27.0	27.2	27.2	26.5	27.3	27.6	28.2	27.5	26.6	28.4	29.1	26.7
7	26.0	26.4	26.0	25.9	27.6	26.5	27.2	26.6	26.9	27.0	26.9	24.6	24.6	25.5	25.9	25.9	26.9	26.8	27.2	27.2	27.4	27.4	26.7	27.5	27.8	28.3	27.7	26.7	28.6	29.3	26.8
8	26.1	26.5	26.1	26.1	27.8	26.6	27.4	26.8	27.0	27.2	27.0	24.7	24.7	25.6	26.0	26.1	27.1	27.0	27.4	27.4	27.6	27.5	26.9	27.7	28.0	28.5	27.9	26.9	28.8	29.5	27.0
9	26.6	27.0	26.7	26.8	28.4	27.3	28.1	27.5	27.8	28.0	27.8	25.3	25.3	26.2	26.7	26.7	27.8	27.7	28.2	28.2	28.4	28.3	27.6	28.5	28.8	29.4	28.6	27.6	29.7	30.5	27.7
10	26.9	27.3	27.1	27.1	28.8	27.7	28.5	27.9	28.2	28.4	28.2	25.5	25.5	26.5	27.0	27.1	28.2	28.1	28.6	28.6	28.8	28.8	28.0	28.9	29.2	29.9	29.1	28.0	30.2	31.0	28.1
11	27.1	27.6	27.3	27.3	29.1	28.0	28.7	28.1	28.4	28.7	28.4	25.7	25.7	26.7	27.2	27.3	28.5	28.4	28.9	28.9	29.1	29.0	28.2	29.2	29.5	30.2	29.4	28.2	30.6	31.4	28.4
12	27.0	27.5	27.2	27.2	29.0	27.8	28.6	28.0	28.3	28.5	28.3	25.6	25.6	26.6	27.1	27.2	28.3	28.2	28.7	28.7	28.9	28.9	28.1	29.1	29.4	30.1	29.2	28.1	30.4	31.2	28.2
13	26.9	27.3	27.1	27.1	28.8	27.7	28.5	27.9	28.2	28.4	28.2	25.5	25.5	26.5	27.0	27.1	28.2	28.1	28.6	28.6	28.8	28.8	28.0	28.9	29.2	29.9	29.1	28.0	30.2	31.0	28.1
14	26.8	27.3	27.0	27.1	28.8	27.6	28.4	27.8	28.1	28.3	28.1	25.5	25.5	26.5	26.9	27.0	28.1	28.0	28.5	28.5	28.7	28.7	27.9	28.8	29.1	29.8	29.0	27.9	30.1	30.9	28.0
15	26.8	27.3	27.0	27.0	28.8	27.6	28.4	27.8	28.1	28.3	28.1	25.5	25.5	26.5	26.9	27.0	28.1	28.0	28.5	28.5	28.7	28.7	27.9	28.8	29.1	29.8	29.0	27.9	30.1	30.9	28.0
16	26.8	27.3	27.0	27.0	28.7	27.6	28.4	27.8	28.1	28.3	28.1	25.5	25.5	26.4	26.9	27.0	28.1	28.0	28.5	28.5	28.7	28.6	27.9	28.8	29.1	29.8	29.0	27.9	30.1	30.9	28.0
17	26.9	27.3	27.1	27.1	28.8	27.7	28.5	27.9	28.2	28.4	28.2	25.5	25.5	26.5	27.0	27.1	28.2	28.1	28.6	28.6	28.8	28.8	28.0	28.9	29.2	29.9	29.1	28.0	30.2	31.0	28.1
18	27.4	27.9	27.6	27.7	29.5	28.3	29.1	28.5	28.8	29.1	28.8	26.0	26.0	27.1	27.6	27.6	28.9	28.8	29.3	29.3	29.5	29.5	28.6	29.6	30.0	30.7	29.8	28.6	31.1	31.9	28.7
19	28.4	29.1	28.6	28.6	31.5	29.5	30.4	29.8	30.1	30.5	30.1	26.1	26.1	27.4	28.0	28.4	30.2	29.2	29.6	29.5	31.1	31.0	29.5	31.1	31.6	32.5	31.4	29.9	33.0	34.1	29.9
20	28.1	28.7	28.0	28.0	31.0	28.8	29.7	29.1	29.5	29.8	29.5	25.8	25.8	27.1	27.7	27.9	29.5	29.2	29.8	29.8	30.3	30.3	29.1	30.4	30.9	31.8	30.7	29.2	32.2	33.2	29.4
21	27.7	28.4	27.4	27.3	30.2	28.2	29.2	28.4	28.8	29.1	28.8	25.3	25.3	26.6	27.2	27.3	28.8	28.6	29.2	29.2	29.5	29.5	28.4	29.6	30.1	30.9	29.9	28.5	31.3	32.3	28.7
22	27.4	28.1	26.8	26.6	29.5	27.6	28.7	27.8	28.1	28.4	28.1	24.9	24.9	26.0	26.6	26.7	28.1	27.9	28.5	28.5	28.8	28.8	27.7	28.9	29.3	30.1	29.2	27.9	30.5	31.3	28.1
23	27.0	27.8	26.2	26.0	28.8	27.0	28.1	27.2	27.4	27.6	27.4	24.4	24.4	25.5	26.0	26.1	27.4	27.2	27.7	27.8	28.0	28.0	27.0	28.1	28.5	29.2	28.4	27.3	29.6	30.4	27.4
24	26.7	27.1	26.9	26.9	28.6	27.5	28.2	27.6	27.9	28.1	27.9	25.3	25.3	26.3	26.8	26.8	27.9	27.8	28.3	28.3	28.5	28.5	27.7	28.6	29.0	29.6	28.8	27.7	29.9	30.6	27.8
PMDB	26.8	27.3	26.8	26.8	28.7	27.4	28.2	27.6	27.9	28.1	27.9	25.2	25.2	26.2	26.7	26.7	27.9	27.7	28.2	28.2	28.5	28.4	27.6	28.6	28.9	29.6	28.8	27.7	29.9	30.7	27.8
PMINH	25.8	26.2	25.5	25.5	27.3	26.1	26.8	26.2	26.4	26.5	26.4	24.3	24.3	25.1	25.4	25.5	26.4	26.3	26.7	26.7	26.9	26.8	26.2	27.0	27.3	27.8	27.1	26.3	28.0	28.6	26.4
PMAXH	28.4	29.1	28.6	28.6	31.5	29.5	30.4	29.8	30.1	30.5	30.1	26.1	26.1	27.4	28.0	28.4	30.2	29.2	29.8	29.8	31.1	31.0	29.5	31.1	31.6	32.5	31.4	29.9	33.0	34.1	29.9

*PM : Preço médio

*PMDB : Preço médio da barra

*PMINH : Preço mínimo horário

*PMAXH : Preço máximo horário

Tabela 8.6.3 - Demanda horária por barra com elevação de 5 % da demanda original em todas as barras do sistema em $[MW]$.

T/B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	DH
1	0	41,1	4,5	14,4	178,3	0	43,2	56,8	0	11,0	0	21,2	0,0	11,7	15,5	6,6	17,0	6,1	18,0	4,2	33,1	0,0	6,1	16,5	0,0	6,6	0	0	4,5	20,1	536,6
2	0	38,8	4,3	13,6	168,6	0	40,8	53,7	0	10,4	0	20,0	0,0	11,1	14,7	6,3	16,1	5,7	17,0	3,9	31,3	0,0	5,7	15,6	0,0	6,3	0	0	4,3	19,0	507,2
3	0	37,7	4,2	13,2	163,7	0	39,6	52,1	0	10,1	0	19,5	0,0	10,8	14,2	6,1	15,6	5,6	16,5	3,8	30,4	0,0	5,6	15,1	0,0	6,1	0	0	4,2	18,4	492,5
4	0	37,1	4,1	13,0	161,2	0	39,0	51,4	0	9,9	0	19,2	0,0	10,6	14,0	6,0	15,4	5,5	16,3	3,8	30,0	0,0	5,5	14,9	0,0	6,0	0	0	4,1	18,1	485,1
5	0	36,6	4,0	12,8	158,8	0	38,4	50,6	0	9,8	0	18,9	0,0	10,5	13,8	5,9	15,2	5,4	16,0	3,7	29,5	0,0	5,4	14,7	0,0	5,9	0	0	4,0	17,9	477,8
6	0	37,7	4,2	13,2	163,7	0	39,6	52,1	0	10,1	0	19,5	0,0	10,8	14,2	6,1	15,6	5,6	16,5	3,8	30,4	0,0	5,6	15,1	0,0	6,1	0	0	4,2	18,4	492,5
7	0	38,3	4,2	13,4	166,1	0	40,2	52,9	0	10,2	0	19,8	0,0	10,9	14,5	6,2	15,9	5,6	16,8	3,9	30,9	0,0	5,6	15,3	0,0	6,2	0	0	4,2	18,7	499,8
8	0	38,8	4,3	13,6	168,6	0	40,8	53,7	0	10,4	0	20,0	0,0	11,1	14,7	6,3	16,1	5,7	17,0	3,9	31,3	0,0	5,7	15,6	0,0	6,3	0	0	4,3	19,0	507,2
9	0	41,6	4,6	14,6	180,8	0	43,8	57,6	0	11,1	0	21,5	0,0	11,9	15,7	6,7	17,3	6,1	18,2	4,2	33,6	0,0	6,1	16,7	0,0	6,7	0	0	4,6	20,3	543,9
10	0	43,3	4,8	15,2	188,1	0	45,5	59,9	0	11,6	0	22,4	0,0	12,4	16,4	7,0	18,0	6,4	19,0	4,4	34,9	0,0	6,4	17,4	0,0	7,0	0	0	4,8	21,2	566,0
11	0	44,5	4,9	15,6	193,0	0	46,7	61,5	0	11,9	0	22,9	0,0	12,7	16,8	7,2	18,4	6,6	19,5	4,5	35,9	0,0	6,6	17,8	0,0	7,2	0	0	4,9	21,7	580,7
12	0	43,9	4,9	15,4	190,6	0	46,1	60,7	0	11,7	0	22,7	0,0	12,5	16,6	7,1	18,2	6,5	19,2	4,5	35,4	0,0	6,5	17,6	0,0	7,1	0	0	4,9	21,4	573,3
13	0	43,3	4,8	15,2	188,1	0	45,5	59,9	0	11,6	0	22,4	0,0	12,4	16,4	7,0	18,0	6,4	19,0	4,4	34,9	0,0	6,4	17,4	0,0	7,0	0	0	4,8	21,2	566,0
14	0	43,1	4,8	15,1	186,9	0	45,2	59,5	0	11,5	0	22,2	0,0	12,3	16,3	6,9	17,9	6,3	18,8	4,4	34,7	0,0	6,3	17,3	0,0	6,9	0	0	4,8	21,0	562,3
15	0	42,9	4,7	15,0	186,4	0	45,1	59,4	0	11,5	0	22,2	0,0	12,3	16,2	6,9	17,8	6,3	18,8	4,4	34,6	0,0	6,3	17,2	0,0	6,9	0	0	4,7	21,0	560,8
16	0	42,9	4,7	15,0	186,2	0	45,1	59,3	0	11,5	0	22,1	0,0	12,3	16,2	6,9	17,8	6,3	18,8	4,3	34,6	0,0	6,3	17,2	0,0	6,9	0	0	4,7	20,9	560,1
17	0	43,3	4,8	15,2	188,1	0	45,5	59,9	0	11,6	0	22,4	0,0	12,4	16,4	7,0	18,0	6,4	19,0	4,4	34,9	0,0	6,4	17,4	0,0	7,0	0	0	4,8	21,2	566,0
18	0	46,1	5,1	16,2	200,3	0	48,5	63,8	0	12,3	0	23,8	0,0	13,2	17,4	7,4	19,1	6,8	20,2	4,7	37,2	0,0	6,8	18,5	0,0	7,4	0	0	5,1	22,5	602,7
19	0	56,3	6,2	19,7	244,3	0	59,1	77,8	0	15,0	0	29,0	0,0	16,1	21,3	9,1	23,3	8,3	24,6	5,7	45,4	0,0	8,3	22,6	0,0	9,1	0	0	6,2	27,5	735,0
20	0	54,0	6,0	18,9	234,5	0	56,8	74,7	0	14,4	0	27,9	0,0	15,4	20,4	8,7	22,4	8,0	23,7	5,5	43,6	0,0	8,0	21,7	0,0	8,7	0	0	6,0	26,4	705,6
21	0	51,2	5,7	17,9	222,3	0	53,8	70,8	0	13,7	0	26,4	0,0	14,6	19,4	8,3	21,2	7,6	22,4	5,2	41,3	0,0	7,6	20,5	0,0	8,3	0	0	5,7	25,0	668,9
22	0	48,4	5,4	17,0	210,1	0	50,9	66,9	0	12,9	0	25,0	0,0	13,8	18,3	7,8	20,1	7,1	21,2	4,9	39,0	0,0	7,1	19,4	0,0	7,8	0	0	5,4	23,6	632,1
23	0	45,6	5,0	16,0	197,9	0	47,9	63,0	0	12,2	0	23,5	0,0	13,0	17,2	7,4	18,9	6,7	20,0	4,6	36,8	0,0	6,7	18,3	0,0	7,4	0	0	5,0	22,3	595,4
24	0	42,2	4,7	14,8	183,2	0	44,3	58,4	0	11,3	0	21,8	0,0	12,1	16,0	6,8	17,5	6,2	18,5	4,3	34,0	0,0	6,2	16,9	0,0	6,8	0	0	4,7	20,6	551,3

*DH : Somatória da demanda horária todas as barras

Tabela 8.6.4 - Preços horários por barra com elevação de 5 % da demanda original em todas as barras do sistema em [\$ / MW] .

Preços Horários por Barra																																
T/B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	PM	
1	28,9	29,2	29,7	29,9	30,9	30,3	30,9	30,6	30,8	31,1	30,8	28,2	28,2	29,3	29,8	29,8	30,9	31,0	31,5	31,4	31,6	31,5	30,8	31,8	32,1	32,8	31,8	30,7	33,1	34,0	30,8	
2	28,6	28,9	29,0	29,1	30,3	29,6	30,2	29,8	30,0	30,2	30,0	27,6	27,6	28,6	29,1	29,0	30,1	30,1	30,6	30,6	30,7	30,6	30,0	30,9	31,1	31,8	30,9	29,9	32,1	32,9	30,0	
3	28,4	28,7	28,7	28,7	30,0	29,2	29,9	29,4	29,6	29,8	29,6	27,3	27,3	28,3	28,7	28,7	29,7	29,7	30,2	30,1	30,3	30,2	29,6	30,4	30,7	31,4	30,5	29,5	31,7	32,4	29,6	
4	28,2	28,6	28,5	28,6	29,8	29,1	29,7	29,3	29,5	29,7	29,5	27,2	27,2	28,2	28,6	28,6	29,5	29,6	30,0	30,0	30,1	30,1	29,5	30,3	30,5	31,2	30,3	29,4	31,5	32,2	29,5	
5	28,1	28,5	28,4	28,4	29,7	29,0	29,6	29,1	29,3	29,5	29,3	27,1	27,1	28,0	28,5	28,4	29,4	29,4	29,8	29,8	29,9	29,9	29,3	30,1	30,4	31,0	30,2	29,2	31,3	32,0	29,3	
6	28,4	28,7	28,7	28,7	30,0	29,2	29,9	29,4	29,6	29,8	29,6	27,3	27,3	28,3	28,7	28,7	29,7	29,7	30,2	30,1	30,3	30,2	29,6	30,4	30,7	31,4	30,5	29,5	31,7	32,4	29,6	
7	28,5	28,8	28,8	28,9	30,1	29,4	30,0	29,6	29,8	30,0	29,8	27,5	27,5	28,5	28,9	28,9	29,9	29,9	30,4	30,3	30,5	30,4	29,8	30,7	30,9	31,6	30,7	29,7	31,9	32,7	29,8	
8	28,6	28,9	29,0	29,1	30,3	29,6	30,2	29,8	30,0	30,2	30,0	27,6	27,6	28,6	29,1	29,0	30,1	30,1	30,6	30,6	30,7	30,6	30,0	30,9	31,1	31,8	30,9	29,9	32,1	32,9	30,0	
9	29,0	29,2	29,9	30,1	31,0	30,5	31,1	30,8	31,0	31,3	31,0	28,3	28,3	29,5	30,0	30,0	31,2	31,2	31,7	31,8	31,8	31,0	32,0	32,3	33,1	32,0	30,9	33,4	34,3	31,0		
10	29,3	29,5	30,5	30,7	31,5	31,1	31,7	31,3	31,7	32,0	31,7	28,8	28,8	30,0	30,5	30,5	31,8	31,8	32,4	32,3	32,5	32,4	31,7	32,7	33,0	33,8	32,7	31,5	34,2	35,1	31,6	
11	29,5	29,6	30,8	31,1	31,8	31,5	32,0	31,7	32,1	32,4	32,1	29,1	29,1	30,3	30,9	30,9	32,2	32,2	32,8	32,7	32,9	32,9	32,0	33,1	33,4	34,3	33,2	31,8	34,6	35,6	31,9	
12	29,4	29,5	30,7	30,9	31,6	31,3	31,8	31,5	31,9	32,2	31,9	28,9	28,9	30,2	30,7	30,7	32,0	32,0	32,6	32,5	32,7	32,6	31,8	32,9	33,2	34,1	32,9	31,6	34,4	35,4	31,8	
13	29,3	29,5	30,5	30,7	31,5	31,1	31,7	31,3	31,7	32,0	31,7	28,8	28,8	30,0	30,5	30,5	31,8	31,8	32,4	32,3	32,5	32,4	31,7	32,7	33,0	33,8	32,7	31,5	34,2	35,1	31,6	
14	29,2	29,4	30,4	30,6	31,4	31,0	31,6	31,3	31,6	31,9	31,6	28,7	28,7	29,9	30,5	30,4	31,7	31,7	32,3	32,2	32,4	32,3	31,6	32,6	32,9	33,7	32,6	31,4	34,0	35,0	31,5	
15	29,2	29,4	30,4	30,6	31,4	31,0	31,5	31,2	31,5	31,8	31,5	28,7	28,7	29,9	30,4	30,4	31,7	31,7	32,2	32,2	32,2	32,3	31,5	32,5	32,8	33,7	32,6	31,3	34,0	34,9	31,4	
16	29,2	29,4	30,3	30,6	31,4	31,0	31,5	31,2	31,5	31,8	31,5	28,7	28,7	29,9	30,4	30,4	31,6	31,6	32,2	32,2	32,2	32,3	31,5	32,5	32,8	33,6	32,6	31,3	34,0	34,9	31,4	
17	29,3	29,5	30,5	30,7	31,5	31,1	31,7	31,3	31,7	32,0	31,7	28,8	28,8	30,0	30,5	30,5	31,8	31,8	32,4	32,3	32,5	32,4	31,7	32,7	33,0	33,8	32,7	31,5	34,2	35,1	31,6	
18	29,7	29,8	31,4	31,7	32,2	32,0	32,5	32,3	32,6	33,0	32,6	29,5	29,5	30,8	31,4	31,4	32,8	32,8	33,4	33,4	33,5	33,5	32,6	33,8	34,1	35,0	33,8	32,4	35,4	36,4	32,5	
19	31,6	32,1	32,5	32,6	35,2	34,0	35,0	34,4	34,8	35,2	34,8	30,0	30,0	31,7	32,6	32,7	34,8	34,6	35,5	35,5	35,9	35,8	34,3	36,1	36,7	37,9	36,4	34,5	38,5	39,9	34,5	
20	31,1	31,8	31,1	31,9	34,2	32,8	33,9	33,2	33,6	34,0	33,6	29,3	29,3	30,9	31,7	31,8	33,6	33,5	34,3	34,3	34,6	34,5	33,3	34,8	35,3	36,4	35,0	33,3	36,9	38,2	33,4	
21	30,4	31,0	30,8	30,9	33,0	31,8	32,8	32,1	32,5	32,8	32,5	28,6	28,6	30,1	30,8	30,9	32,6	32,4	33,2	33,2	33,4	33,4	32,2	33,6	34,1	35,1	33,8	32,2	35,6	36,7	32,4	
22	29,9	30,4	30,2	30,3	32,2	31,1	32,0	31,4	31,7	32,1	31,7	28,1	28,1	29,5	30,2	30,2	31,8	31,7	32,4	32,4	32,6	32,6	31,5	32,8	33,2	34,1	33,0	31,5	34,6	35,7	31,6	
23	29,3	29,8	29,6	29,6	31,5	30,4	31,2	30,7	31,0	31,3	31,0	27,7	27,7	28,9	29,5	29,6	31,0	30,9	31,6	31,5	31,8	31,7	30,7	31,9	32,3	33,2	32,1	30,8	33,6	34,6	30,9	
24	29,1	29,3	30,1	30,3	31,2	30,7	31,3	31,0	31,3	31,5	31,3	28,5	28,5	29,7	30,2	30,2	31,4	31,4	31,9	31,9	32,0	32,0	31,2	32,2	32,5	33,3	32,3	31,1	33,6	34,6	31,2	
PMDB	29,3	29,6	30,0	30,2	31,4	30,7	31,4	31,0	31,3	31,6	31,3	28,3	28,3	29,5	30,1	30,1	31,4	31,4	31,9	31,9	32,1	32,0	31,2	32,3	32,6	33,4	32,4	31,1	33,8	34,7	31,2	
PMINH	28,1	28,5	28,4	28,4	29,7	29,0	29,6	29,1	29,3	29,5	29,3	27,1	27,1	28,0	28,5	28,4	29,4	29,4	29,8	29,8	29,9	29,9	29,3	30,1	30,4	31,0	30,2	29,2	31,3	32,0	29,3	
PMAXH	31,6	32,1	32,5	32,6	35,2	34,0	35,0	34,4	34,8	35,2	34,8	30,0	30,0	31,7	32,6	32,7	34,8	34,6	35,5	35,5	35,9	35,8	34,3	36,1	36,7	37,9	36,4	34,5	38,5	39,9	34,5	

*PM : Preço médio

*PMDB : Preço médio da barra

*PMINH : Preço mínimo horário

*PMAXH : Preço máximo horário

8.7 Apêndice Demanda Barra 30

Tabela 8.7.1 - Demanda horária por barra com redução de 5 % da demanda original da barra 30 em [MW] .

T/B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	DH
1	0	39,1	4,3	13,7	169,9	0	41,1	54,1	0	10,5	0	20,2	0	11,2	14,8	6,3	16,2	5,8	17,1	4,0	31,6	0	5,8	15,7	0	6,3	0	0	4,3	18,2	510,0
2	0	37,0	4,1	13,0	160,5	0	38,9	51,1	0	9,9	0	19,1	0	10,6	14,0	6,0	15,3	5,5	16,2	3,7	29,8	0	5,5	14,8	0	6,0	0	0	4,1	17,2	482,1
3	0	35,9	4,0	12,6	155,9	0	37,7	49,6	0	9,6	0	18,5	0	10,3	13,6	5,8	14,9	5,3	15,7	3,6	29,0	0	5,3	14,4	0	5,8	0	0	4,0	16,7	468,1
4	0	35,4	3,9	12,4	153,6	0	37,2	48,9	0	9,5	0	18,3	0	10,1	13,4	5,7	14,7	5,2	15,5	3,6	28,5	0	5,2	14,2	0	5,7	0	0	3,9	16,4	461,1
5	0	34,8	3,9	12,2	151,2	0	36,6	48,2	0	9,3	0	18,0	0	10,0	13,2	5,6	14,4	5,1	15,3	3,5	28,1	0	5,1	14,0	0	5,6	0	0	3,9	16,2	454,1
6	0	35,9	4,0	12,6	155,9	0	37,7	49,6	0	9,6	0	18,5	0	10,3	13,6	5,8	14,9	5,3	15,7	3,6	29,0	0	5,3	14,4	0	5,8	0	0	4,0	16,7	468,1
7	0	36,4	4,0	12,8	158,2	0	38,3	50,4	0	9,7	0	18,8	0	10,4	13,8	5,9	15,1	5,4	16,0	3,7	29,4	0	5,4	14,6	0	5,9	0	0	4,0	16,9	475,1
8	0	37,0	4,1	13,0	160,5	0	38,9	51,1	0	9,9	0	19,1	0	10,6	14,0	6,0	15,3	5,5	16,2	3,7	29,8	0	5,5	14,8	0	6,0	0	0	4,1	17,2	482,1
9	0	39,7	4,4	13,9	172,2	0	41,7	54,8	0	10,6	0	20,5	0	11,3	15,0	6,4	16,5	5,8	17,4	4,0	32,0	0	5,8	15,9	0	6,4	0	0	4,4	18,4	517,0
10	0	41,3	4,6	14,5	179,2	0	43,4	57,1	0	11,0	0	21,3	0	11,8	15,6	6,7	17,1	6,1	18,1	4,2	33,3	0	6,1	16,5	0	6,7	0	0	4,6	19,2	538,0
11	0	42,3	4,7	14,8	183,8	0	44,5	58,5	0	11,3	0	21,9	0	12,1	16,0	6,8	17,6	6,2	18,5	4,3	34,1	0	6,2	17,0	0	6,8	0	0	4,7	19,6	552,0
12	0	41,8	4,6	14,6	181,5	0	43,9	57,8	0	11,2	0	21,6	0	11,9	15,8	6,7	17,3	6,2	18,3	4,2	33,7	0	6,2	16,8	0	6,7	0	0	4,6	19,4	545,0
13	0	41,3	4,6	14,5	179,2	0	43,4	57,1	0	11,0	0	21,3	0	11,8	15,6	6,7	17,1	6,1	18,1	4,2	33,3	0	6,1	16,5	0	6,7	0	0	4,6	19,2	538,0
14	0	41,0	4,5	14,4	178,0	0	43,1	56,7	0	11,0	0	21,2	0	11,7	15,5	6,6	17,0	6,0	18,0	4,2	33,1	0	6,0	16,4	0	6,6	0	0	4,5	19,0	534,5
15	0	40,9	4,5	14,3	177,5	0	43,0	56,5	0	10,9	0	21,1	0	11,7	15,5	6,6	17,0	6,0	17,9	4,1	33,0	0	6,0	16,4	0	6,6	0	0	4,5	19,0	533,1
16	0	40,8	4,5	14,3	177,3	0	42,9	56,5	0	10,9	0	21,1	0	11,7	15,4	6,6	16,9	6,0	17,9	4,1	32,9	0	6,0	16,4	0	6,6	0	0	4,5	19,0	532,4
17	0	41,3	4,6	14,5	179,2	0	43,4	57,1	0	11,0	0	21,3	0	11,8	15,6	6,7	17,1	6,1	18,1	4,2	33,3	0	6,1	16,5	0	6,7	0	0	4,6	19,2	538,0
18	0	44,0	4,9	15,4	190,8	0	46,2	60,8	0	11,7	0	22,7	0	12,6	16,6	7,1	18,2	6,5	19,2	4,5	35,4	0	6,5	17,6	0	7,1	0	0	4,9	20,4	572,9
19	0	53,6	5,9	18,8	232,7	0	56,3	74,1	0	14,3	0	27,7	0	15,3	20,3	8,6	22,2	7,9	23,5	5,4	43,2	0	7,9	21,5	0	8,6	0	0	5,9	24,9	698,7
20	0	51,5	5,7	18,0	223,4	0	54,1	71,1	0	13,8	0	26,6	0	14,7	19,4	8,3	21,3	7,6	22,5	5,2	41,5	0	7,6	20,6	0	8,3	0	0	5,7	23,9	670,7
21	0	48,8	5,4	17,1	211,7	0	51,2	67,4	0	13,0	0	25,2	0	13,9	18,4	7,9	20,2	7,2	21,4	4,9	39,3	0	7,2	19,6	0	7,9	0	0	5,4	22,6	635,8
22	0	46,1	5,1	16,1	200,1	0	48,4	63,7	0	12,3	0	23,8	0	13,2	17,4	7,4	19,1	6,8	20,2	4,7	37,2	0	6,8	18,5	0	7,4	0	0	5,1	21,4	600,9
23	0	43,4	4,8	15,2	188,5	0	45,6	60,0	0	11,6	0	22,4	0	12,4	16,4	7,0	18,0	6,4	19,0	4,4	35,0	0	6,4	17,4	0	7,0	0	0	4,8	20,1	565,9
24	0	40,2	4,4	14,1	174,5	0	42,2	55,6	0	10,7	0	20,7	0	11,5	15,2	6,5	16,7	5,9	17,6	4,1	32,4	0	5,9	16,1	0	6,5	0	0	4,4	18,7	524,0

*DH : Somatória da demanda horária todas as barras

Tabela 8.7.2 - Preços horários por barra com redução de 5 % da demanda original na barra 30 em [\$/ MW].

Preços Horários por Barra																																		
T/B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	PM			
1	27.7	28.1	27.9	28.0	29.5	28.5	29.3	28.7	29.0	29.2	29.0	26.4	26.4	27.0	27.4	27.9	29.0	29.0	29.5	29.5	29.6	29.6	28.9	29.8	29.8	30.1	30.7	29.9	28.8	31.0	31.7	28.9		
2	27.2	27.6	27.4	27.4	28.9	28.0	28.7	28.1	28.4	28.6	28.4	26.0	26.0	27.0	27.4	27.4	28.4	28.4	28.8	28.8	29.0	28.9	28.3	29.1	29.4	30.0	29.2	28.2	30.3	30.9	28.4			
3	27.0	27.4	27.2	27.2	28.6	27.7	28.4	27.9	28.1	28.3	28.1	25.8	25.8	26.7	27.1	27.2	28.1	28.1	28.5	28.5	28.7	28.6	28.0	28.8	29.1	29.7	28.9	27.9	29.9	30.6	28.1			
4	26.9	27.2	27.0	27.1	28.5	27.6	28.2	27.7	27.9	28.1	27.9	25.7	25.7	26.6	27.0	27.0	28.0	28.0	28.4	28.4	28.5	28.5	27.8	28.6	28.9	29.5	28.8	27.8	29.7	30.4	27.9			
5	26.8	27.1	26.9	26.9	28.4	27.4	28.1	27.6	27.8	28.0	27.8	25.6	25.6	26.5	26.9	26.9	27.9	27.8	28.2	28.2	28.4	28.3	27.7	28.5	28.7	29.3	28.6	27.7	29.5	30.2	27.8			
6	27.0	27.4	27.2	27.2	28.6	27.7	28.4	27.9	28.1	28.3	28.1	25.8	25.8	26.7	27.1	27.2	28.1	28.1	28.5	28.5	28.7	28.6	28.0	28.8	29.1	29.7	28.9	27.9	29.9	30.6	28.1			
7	27.1	27.5	27.3	27.3	28.8	27.8	28.5	28.0	28.2	28.4	28.2	25.9	25.9	26.8	27.3	27.3	28.3	28.3	28.7	28.7	28.8	28.8	28.1	29.0	29.2	29.8	29.1	28.1	30.1	30.7	28.2			
8	27.2	27.6	27.4	27.4	28.9	28.0	28.7	28.1	28.4	28.6	28.4	26.0	26.0	27.0	27.4	27.4	28.4	28.4	28.8	28.8	29.0	28.9	28.3	29.1	29.4	30.0	29.2	28.2	30.3	30.9	28.4			
9	27.8	28.2	28.0	28.1	29.7	28.7	29.4	28.9	29.1	29.4	29.1	26.5	26.5	27.6	28.0	28.1	29.2	29.1	29.6	29.6	29.8	29.7	29.0	29.9	30.2	30.9	30.0	29.0	31.2	31.9	29.1			
10	28.1	28.6	28.4	28.5	30.1	29.1	29.9	29.3	29.6	29.8	29.6	26.8	26.8	27.9	28.4	28.4	29.6	29.6	30.1	30.1	30.3	30.2	29.4	30.4	30.7	31.5	30.5	29.4	31.7	32.5	29.5			
11	28.4	28.8	28.7	28.7	30.4	29.4	30.1	29.6	29.9	30.1	29.9	27.0	27.0	28.1	28.7	28.7	29.9	29.9	30.4	30.4	30.6	30.5	29.7	30.7	31.1	31.8	30.8	29.7	32.1	32.9	29.8			
12	28.2	28.7	28.5	28.6	30.3	29.2	30.0	29.4	29.7	30.0	29.7	26.9	26.9	28.0	28.5	28.6	29.8	29.7	30.3	30.2	30.4	30.4	29.6	30.6	30.9	31.6	30.7	29.5	31.9	32.7	29.7			
13	28.1	28.6	28.4	28.5	30.1	29.1	29.9	29.3	29.6	29.8	29.6	26.8	26.8	27.9	28.4	28.4	29.6	29.6	30.1	30.1	30.3	30.2	29.4	30.4	30.7	31.5	30.5	29.4	31.7	32.5	29.5			
14	28.1	28.5	28.4	28.4	30.0	29.0	29.8	29.2	29.5	29.8	29.5	26.8	26.8	27.9	28.4	28.4	29.6	29.5	30.0	30.0	30.2	30.2	29.4	30.4	30.7	31.4	30.4	29.3	31.7	32.4	29.5			
15	28.1	28.5	28.3	28.4	30.0	29.0	29.8	29.2	29.5	29.7	29.5	26.8	26.8	27.8	28.3	28.4	29.5	29.5	30.0	30.0	30.2	30.1	29.3	30.3	30.6	31.3	30.4	29.3	31.6	32.4	29.4			
16	28.0	28.5	28.3	28.4	30.0	29.0	29.7	29.2	29.5	29.7	29.5	26.8	26.8	27.8	28.3	28.3	29.5	29.5	30.0	30.0	30.1	30.1	29.3	30.3	30.6	31.3	30.4	29.3	31.6	32.4	29.4			
17	28.1	28.6	28.4	28.5	30.1	29.1	29.9	29.3	29.6	29.8	29.6	26.8	26.8	27.9	28.4	28.4	29.6	29.6	30.1	30.1	30.3	30.2	29.4	30.4	30.7	31.5	30.5	29.4	31.7	32.5	29.5			
18	28.7	29.2	29.0	29.1	30.8	29.8	30.6	30.0	30.3	30.5	30.3	27.3	27.3	28.5	29.0	29.1	30.3	30.3	30.9	30.9	31.0	31.0	30.1	31.2	31.5	32.3	31.3	30.1	32.6	33.5	30.2			
19	29.8	30.4	30.1	30.2	32.6	31.1	32.2	31.5	31.9	32.2	31.9	27.7	27.7	29.2	30.0	30.1	31.9	31.7	32.5	32.5	32.9	32.8	31.5	33.0	33.5	34.5	33.2	31.6	35.0	36.1	31.7			
20	29.4	30.0	29.7	29.7	32.0	30.6	31.6	30.9	31.3	31.7	31.3	27.4	27.4	28.8	29.5	29.6	31.3	31.2	31.9	31.9	32.2	32.2	31.0	32.4	32.8	33.8	32.6	31.0	34.2	35.3	31.2			
21	28.8	29.4	29.1	29.1	31.3	30.0	30.9	30.2	30.6	30.9	30.6	26.9	26.9	28.3	28.9	29.0	30.7	30.5	31.2	31.2	31.5	31.4	30.3	31.6	32.0	32.9	31.8	30.3	33.3	34.3	30.5			
22	28.3	28.8	28.5	28.6	30.6	29.3	30.3	29.6	29.9	30.2	29.9	26.5	26.5	27.8	28.4	28.5	30.0	29.8	30.4	30.5	30.7	30.7	29.6	30.9	31.3	32.1	31.1	29.7	32.4	33.4	29.8			
23	27.8	28.3	28.0	28.0	30.0	28.7	29.6	28.9	29.3	29.5	29.3	26.1	26.1	27.2	27.8	27.9	29.3	29.1	29.7	29.7	30.0	30.0	29.0	30.1	30.5	31.2	30.3	29.0	31.6	32.4	29.1			
24	27.9	28.3	28.2	28.2	29.8	28.8	29.6	29.0	29.3	29.5	29.3	26.6	26.6	27.7	28.2	28.2	29.3	29.3	29.8	29.8	29.9	29.9	29.2	30.1	30.4	31.1	30.2	29.1	31.4	32.1	29.2			
PMDB	27.9	28.4	28.2	28.2	29.9	28.9	29.6	29.1	29.3	29.6	29.3	26.5	26.5	27.6	28.1	28.2	29.4	29.3	29.9	29.9	30.0	30.0	29.2	30.2	30.5	31.2	30.3	29.2	31.5	32.3	29.3			
PMINH	26.8	27.1	26.9	26.9	28.4	27.4	28.1	27.6	27.8	28.0	27.8	25.6	25.6	26.5	26.9	26.9	27.9	27.8	28.2	28.2	28.4	28.3	27.7	28.5	28.7	29.3	28.6	27.7	29.5	30.2	27.8			
PMAXH	29.8	30.4	30.1	30.2	32.6	31.1	32.2	31.5	31.9	32.2	31.9	27.7	27.7	29.2	30.0	30.1	31.9	31.7	32.5	32.5	32.9	32.8	31.5	33.0	33.5	34.5	33.2	31.6	35.0	36.1	31.7			

*PM : Preço médio

*PMDB : Preço médio da barra

*PMINH : Preço mínimo horário

*PMAXH : Preço máximo horário

Tabela 8.7.3 - Demanda horária por barra com elevação de 5 % da demanda original da barra 30 em $[MW]$.

T/B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	DH
1	0	39,1	4,3	13,7	169,9	0	41,1	54,1	0	10,5	0	20,2	0	11,2	14,8	6,3	16,2	5,8	17,1	4,0	31,6	0	5,8	15,7	0	6,3	0	0	4,3	20,1	512,0
2	0	37,0	4,1	13,0	160,5	0	38,9	51,1	0	9,9	0	19,1	0	10,6	14,0	6,0	15,3	5,5	16,2	3,7	29,8	0	5,5	14,8	0	6,0	0	0	4,1	19,0	483,9
3	0	35,9	4,0	12,6	155,9	0	37,7	49,6	0	9,6	0	18,5	0	10,3	13,6	5,8	14,9	5,3	15,7	3,6	29,0	0	5,3	14,4	0	5,8	0	0	4,0	18,4	469,9
4	0	35,4	3,9	12,4	153,6	0	37,2	48,9	0	9,5	0	18,3	0	10,1	13,4	5,7	14,7	5,2	15,5	3,6	28,5	0	5,2	14,2	0	5,7	0	0	3,9	18,1	462,9
5	0	34,8	3,9	12,2	151,2	0	36,6	48,2	0	9,3	0	18,0	0	10,0	13,2	5,6	14,4	5,1	15,3	3,5	28,1	0	5,1	14,0	0	5,6	0	0	3,9	17,9	455,9
6	0	35,9	4,0	12,6	155,9	0	37,7	49,6	0	9,6	0	18,5	0	10,3	13,6	5,8	14,9	5,3	15,7	3,6	29,0	0	5,3	14,4	0	5,8	0	0	4,0	18,4	469,9
7	0	36,4	4,0	12,8	158,2	0	38,3	50,4	0	9,7	0	18,8	0	10,4	13,8	5,9	15,1	5,4	16,0	3,7	29,4	0	5,4	14,6	0	5,9	0	0	4,0	18,7	476,9
8	0	37,0	4,1	13,0	160,5	0	38,9	51,1	0	9,9	0	19,1	0	10,6	14,0	6,0	15,3	5,5	16,2	3,7	29,8	0	5,5	14,8	0	6,0	0	0	4,1	19,0	483,9
9	0	39,7	4,4	13,9	172,2	0	41,7	54,8	0	10,6	0	20,5	0	11,3	15,0	6,4	16,5	5,8	17,4	4,0	32,0	0	5,8	15,9	0	6,4	0	0	4,4	20,3	519,0
10	0	41,3	4,6	14,5	179,2	0	43,4	57,1	0	11,0	0	21,3	0	11,8	15,6	6,7	17,1	6,1	18,1	4,2	33,3	0	6,1	16,5	0	6,7	0	0	4,6	21,2	540,0
11	0	42,3	4,7	14,8	183,8	0	44,5	58,5	0	11,3	0	21,9	0	12,1	16,0	6,8	17,6	6,2	18,5	4,3	34,1	0	6,2	17,0	0	6,8	0	0	4,7	21,7	554,0
12	0	41,8	4,6	14,6	181,5	0	43,9	57,8	0	11,2	0	21,6	0	11,9	15,8	6,7	17,3	6,2	18,3	4,2	33,7	0	6,2	16,8	0	6,7	0	0	4,6	21,4	547,0
13	0	41,3	4,6	14,5	179,2	0	43,4	57,1	0	11,0	0	21,3	0	11,8	15,6	6,7	17,1	6,1	18,1	4,2	33,3	0	6,1	16,5	0	6,7	0	0	4,6	21,2	540,0
14	0	41,0	4,5	14,4	178,0	0	43,1	56,7	0	11,0	0	21,2	0	11,7	15,5	6,6	17,0	6,0	18,0	4,2	33,1	0	6,0	16,4	0	6,6	0	0	4,5	21,0	536,5
15	0	40,9	4,5	14,3	177,5	0	43,0	56,5	0	10,9	0	21,1	0	11,7	15,5	6,6	17,0	6,0	17,9	4,1	33,0	0	6,0	16,4	0	6,6	0	0	4,5	21,0	535,1
16	0	40,8	4,5	14,3	177,3	0	42,9	56,5	0	10,9	0	21,1	0	11,7	15,4	6,6	16,9	6,0	17,9	4,1	32,9	0	6,0	16,4	0	6,6	0	0	4,5	20,9	534,4
17	0	41,3	4,6	14,5	179,2	0	43,4	57,1	0	11,0	0	21,3	0	11,8	15,6	6,7	17,1	6,1	18,1	4,2	33,3	0	6,1	16,5	0	6,7	0	0	4,6	21,2	540,0
18	0	44,0	4,9	15,4	190,8	0	46,2	60,8	0	11,7	0	22,7	0	12,6	16,6	7,1	18,2	6,5	19,2	4,5	35,4	0	6,5	17,6	0	7,1	0	0	4,9	22,5	575,1
19	0	53,6	5,9	18,8	232,7	0	56,3	74,1	0	14,3	0	27,7	0	15,3	20,3	8,6	22,2	7,9	23,5	5,4	43,2	0	7,9	21,5	0	8,6	0	0	5,9	27,5	701,3
20	0	51,5	5,7	18,0	223,4	0	54,1	71,1	0	13,8	0	26,6	0	14,7	19,4	8,3	21,3	7,6	22,5	5,2	41,5	0	7,6	20,6	0	8,3	0	0	5,7	26,4	673,3
21	0	48,8	5,4	17,1	211,7	0	51,2	67,4	0	13,0	0	25,2	0	13,9	18,4	7,9	20,2	7,2	21,4	4,9	39,3	0	7,2	19,6	0	7,9	0	0	5,4	25,0	638,2
22	0	46,1	5,1	16,1	200,1	0	48,4	63,7	0	12,3	0	23,8	0	13,2	17,4	7,4	19,1	6,8	20,2	4,7	37,2	0	6,8	18,5	0	7,4	0	0	5,1	23,6	603,1
23	0	43,4	4,8	15,2	188,5	0	45,6	60,0	0	11,6	0	22,4	0	12,4	16,4	7,0	18,0	6,4	19,0	4,4	35,0	0	6,4	17,4	0	7,0	0	0	4,8	22,3	568,1
24	0	40,2	4,4	14,1	174,5	0	42,2	55,6	0	10,7	0	20,7	0	11,5	15,2	6,5	16,7	5,9	17,6	4,1	32,4	0	5,9	16,1	0	6,5	0	0	4,4	20,6	526,0

*DH : Somatória da demanda horária todas as barras

Tabela 8.7.4 - Preços horários por barra com elevação de 5 % da demanda original na barra 30 em [\$/ MW] .

T/B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	PM
1	27,8	28,2	28,0	28,1	29,6	28,7	29,4	28,8	29,1	29,3	29,1	26,5	26,5	27,5	28,0	28,0	29,1	29,1	29,6	29,6	29,7	29,7	29,0	29,9	30,2	30,9	30,0	29,0	31,3	32,1	29,1
2	27,3	27,7	27,5	27,6	29,0	28,1	28,8	28,3	28,5	28,7	28,5	26,1	26,1	27,1	27,5	27,5	28,5	28,5	29,0	28,9	29,1	29,1	28,4	29,2	29,5	30,2	29,4	28,4	30,5	31,3	28,5
3	27,1	27,5	27,3	27,3	28,7	27,8	28,5	28,0	28,2	28,4	28,2	25,9	25,9	26,8	27,2	27,3	28,2	28,2	28,6	28,6	28,8	28,7	28,1	28,9	29,2	29,8	29,1	28,1	30,1	30,9	28,2
4	27,0	27,3	27,1	27,2	28,6	27,7	28,3	27,8	28,1	28,2	28,1	25,8	25,8	26,7	27,1	27,1	28,1	28,1	28,5	28,5	28,6	28,6	28,0	28,8	29,1	29,6	28,9	27,9	30,0	30,7	28,0
5	26,9	27,2	27,0	27,0	28,4	27,5	28,2	27,7	27,9	28,1	27,9	25,7	25,7	26,6	27,0	27,0	28,0	27,9	28,3	28,5	28,5	28,4	27,8	28,6	28,9	29,5	28,8	27,8	29,8	30,5	27,9
6	27,1	27,5	27,3	27,3	28,7	27,8	28,5	28,0	28,2	28,4	28,2	25,9	25,9	26,8	27,2	27,3	28,2	28,2	28,6	28,6	28,8	28,7	28,1	28,9	29,2	29,8	29,1	28,1	30,1	30,9	28,2
7	27,2	27,6	27,4	27,4	28,9	28,0	28,6	28,1	28,3	28,5	28,3	26,0	26,0	26,9	27,4	27,4	28,4	28,4	28,8	28,8	28,9	28,9	28,2	29,1	29,4	30,0	29,2	28,2	30,3	31,1	28,3
8	27,3	27,7	27,5	27,6	29,0	28,1	28,8	28,3	28,5	28,7	28,5	26,1	26,1	27,1	27,5	27,5	28,5	28,5	29,0	28,9	29,1	29,1	28,4	29,2	29,5	30,2	29,4	28,4	30,5	31,3	28,5
9	27,9	28,3	28,2	28,2	29,8	28,8	29,5	29,0	29,2	29,5	29,2	26,6	26,6	27,7	28,1	28,2	29,3	29,3	29,7	29,7	29,9	29,9	29,1	30,1	30,4	31,1	30,2	29,1	31,5	32,3	29,2
10	28,2	28,7	28,5	28,6	30,2	29,2	30,0	29,4	29,7	29,9	29,7	26,9	26,9	28,0	28,5	28,6	29,8	29,7	30,2	30,2	30,4	30,3	29,6	30,6	30,9	31,6	30,7	29,5	32,0	32,9	29,7
11	28,5	28,9	28,8	28,8	30,5	29,5	30,3	29,7	30,0	30,2	30,0	27,1	27,1	28,3	28,8	28,8	30,0	30,0	30,5	30,5	30,7	30,7	29,8	30,9	31,2	32,0	31,0	29,8	32,4	33,3	29,9
12	28,3	28,8	28,7	28,7	30,4	29,4	30,1	29,6	29,8	30,1	29,8	27,0	27,0	28,1	28,7	28,7	29,9	29,8	30,4	30,4	30,5	30,5	29,7	30,7	31,1	31,8	30,9	29,7	32,2	33,1	29,8
13	28,2	28,7	28,5	28,6	30,2	29,2	30,0	29,4	29,7	29,9	29,7	26,9	26,9	28,0	28,5	28,6	29,8	29,7	30,2	30,2	30,4	30,3	29,6	30,6	30,9	31,6	30,7	29,5	32,0	32,9	29,7
14	28,2	28,6	28,5	28,5	30,1	29,2	29,9	29,4	29,6	29,9	29,6	26,9	26,9	28,0	28,5	28,5	29,7	29,6	30,2	30,1	30,3	30,3	29,5	30,5	30,8	31,5	30,6	29,5	31,9	32,8	29,6
15	28,2	28,6	28,4	28,5	30,1	29,1	29,9	29,3	29,6	29,8	29,6	26,9	26,9	27,9	28,4	28,5	29,7	29,6	30,1	30,1	30,3	30,2	29,5	30,5	30,8	31,5	30,6	29,4	31,9	32,8	29,5
16	28,2	28,6	28,4	28,5	30,1	29,1	29,9	29,3	29,6	29,8	29,6	26,9	26,9	27,9	28,4	28,5	29,6	29,6	30,1	30,1	30,3	30,2	29,5	30,4	30,8	31,5	30,6	29,4	31,9	32,8	29,5
17	28,2	28,7	28,5	28,6	30,2	29,2	30,0	29,4	29,7	29,9	29,7	26,9	26,9	28,0	28,5	28,6	29,8	29,7	30,2	30,2	30,4	30,3	29,6	30,6	30,9	31,6	30,7	29,5	32,0	32,9	29,7
18	28,8	29,3	29,1	29,2	30,9	29,9	30,7	30,1	30,4	30,7	30,4	27,4	27,4	28,6	29,2	29,2	30,5	30,4	31,0	31,0	31,2	31,1	30,3	31,4	31,7	32,5	31,5	30,2	33,0	33,9	30,4
19	29,9	30,5	30,3	30,3	32,7	31,3	32,4	31,6	32,0	32,4	32,0	27,8	27,8	29,4	30,1	30,2	32,1	31,9	32,7	32,7	33,0	32,9	31,7	33,2	33,7	34,8	33,5	31,7	35,4	36,7	31,9
20	29,5	30,1	29,8	29,8	32,2	30,8	31,8	31,1	31,4	31,8	31,4	27,5	27,5	28,9	29,6	29,7	31,5	31,3	32,0	32,1	32,4	32,3	31,1	32,5	33,0	34,0	32,8	31,2	34,6	35,8	31,3
21	29,0	29,5	29,2	29,2	31,4	30,1	31,1	30,4	30,7	31,1	30,7	27,0	27,0	28,4	29,1	29,2	30,8	30,6	31,3	31,3	31,6	31,6	30,4	31,8	32,2	33,1	32,0	30,5	33,7	34,8	30,6
22	28,4	28,9	28,6	28,7	30,7	29,5	30,4	29,7	30,1	30,4	30,1	26,6	26,6	27,9	28,5	28,6	30,1	29,9	30,6	30,6	30,9	30,8	29,7	31,0	31,4	32,3	31,3	29,8	32,8	33,8	30,0
23	27,9	28,4	28,1	28,1	30,1	28,8	29,7	29,1	29,4	29,7	29,4	26,2	26,2	27,3	27,9	28,0	29,4	29,2	29,8	29,9	30,1	30,1	29,1	30,2	30,7	31,4	30,5	29,2	31,9	32,8	29,3
24	28,0	28,4	28,3	28,3	29,9	28,9	29,7	29,1	29,4	29,6	29,4	26,7	26,7	27,8	28,3	28,3	29,5	29,4	29,9	29,9	30,1	30,0	29,3	30,2	30,6	31,3	30,4	29,2	31,6	32,5	29,4
PMDB	28,0	28,5	28,3	28,3	30,0	29,0	29,8	29,2	29,5	29,7	29,5	26,6	26,6	27,7	28,3	28,3	29,5	29,4	30,0	30,0	30,2	30,1	29,3	30,3	30,7	31,4	30,5	29,3	31,8	32,7	29,4
PMINB	26,9	27,2	27,0	27,0	28,4	27,5	28,2	27,7	27,9	28,1	27,9	25,7	25,7	26,6	27,0	27,0	28,0	27,9	28,3	28,3	28,5	28,4	27,8	28,6	28,9	29,5	28,8	27,8	29,8	30,5	27,9
PMAXH	29,9	30,5	30,3	30,3	32,7	31,3	32,4	31,6	32,0	32,4	32,0	27,8	27,8	29,4	30,1	30,2	32,1	31,9	32,7	32,7	33,0	32,9	31,7	33,2	33,7	34,8	33,5	31,7	35,4	36,7	31,9

*PM : Preço médio

*PMDB : Preço médio da barra

*PMINH : Preço mínimo horário

*PMAXH : Preço máximo horário

8.8 Apêndice Meta

Tabela 8.8.1 - Preços horários por barra com elevação de 5 % da meta do sistema em [\$/ MW] .

T/B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	PM	
1	26,8	27,2	27,0	27,0	28,7	27,6	28,4	27,8	28,0	28,3	28,0	25,4	25,4	26,4	26,9	26,9	28,1	28,0	28,5	28,5	28,7	28,6	27,8	28,8	28,8	29,1	29,8	29,0	27,8	30,1	30,9	28,0
2	26,4	26,8	26,5	26,5	28,2	27,1	27,8	27,2	27,5	27,7	27,5	25,0	25,0	26,0	26,4	26,5	27,5	27,4	27,9	27,9	28,1	28,0	27,3	28,2	28,5	29,1	28,4	27,3	29,4	30,1	27,4	
3	26,2	26,7	26,2	26,2	27,9	26,8	27,5	26,9	27,2	27,4	27,2	24,8	24,8	25,7	26,1	26,2	27,2	27,1	27,5	27,5	27,7	27,7	27,0	27,8	28,1	28,7	28,0	27,0	29,0	29,7	27,1	
4	26,1	26,6	26,0	26,0	27,8	26,6	27,4	26,7	27,0	27,2	27,0	24,7	24,7	25,5	26,0	26,0	27,0	26,9	27,3	27,3	27,5	27,5	26,8	27,6	27,9	28,5	27,8	26,8	28,8	29,4	27,0	
5	26,0	26,5	25,9	25,9	27,7	26,4	27,2	26,6	26,8	27,0	26,8	24,5	24,5	25,4	25,8	25,9	26,8	26,7	27,2	27,2	27,3	27,3	26,6	27,4	27,7	28,3	27,6	26,7	28,6	29,2	26,8	
6	26,2	26,7	26,2	26,2	27,9	26,8	27,5	26,9	27,2	27,4	27,2	24,8	24,8	25,7	26,1	26,2	27,2	27,1	27,5	27,5	27,7	27,7	27,0	27,8	28,1	28,7	28,0	27,0	29,0	29,7	27,1	
7	26,3	26,7	26,4	26,4	28,1	26,9	27,7	27,1	27,3	27,5	27,3	24,9	24,9	25,8	26,3	26,3	27,4	27,3	27,7	27,7	27,9	27,9	27,2	28,0	28,3	28,9	28,2	27,2	29,2	29,9	27,3	
8	26,4	26,8	26,5	26,5	28,2	27,1	27,8	27,2	27,5	27,7	27,5	25,0	25,0	26,0	26,4	26,5	27,5	27,4	27,9	27,9	28,1	28,0	27,3	28,2	28,5	29,1	28,4	27,3	29,4	30,1	27,4	
9	26,9	27,4	27,1	27,1	28,9	27,7	28,5	27,9	28,2	28,4	28,2	25,5	25,5	26,5	27,0	27,0	28,2	28,1	28,6	28,6	28,8	28,8	28,0	28,9	29,3	29,9	29,1	28,0	30,3	31,0	28,1	
10	27,2	27,7	27,4	27,5	29,3	28,1	28,9	28,3	28,6	28,8	28,6	25,8	25,8	26,9	27,4	27,4	28,6	28,5	29,0	29,0	29,2	29,2	28,4	29,4	29,7	30,4	29,6	28,4	30,8	31,6	28,5	
11	27,4	27,9	27,7	27,7	29,6	28,4	29,2	28,6	28,8	29,1	28,8	26,0	26,0	27,1	27,6	27,6	28,9	28,8	29,3	29,3	29,5	29,5	28,7	29,7	30,1	30,8	29,9	28,7	31,1	32,0	28,8	
12	27,3	27,8	27,5	27,6	29,4	28,2	29,1	28,4	28,7	29,0	28,7	25,9	25,9	27,0	27,5	27,5	28,7	28,7	29,2	29,2	29,4	29,3	28,5	29,5	29,9	30,6	29,7	28,5	31,0	31,8	28,7	
13	27,2	27,7	27,4	27,5	29,3	28,1	28,9	28,3	28,6	28,8	28,6	25,8	25,8	26,9	27,4	27,4	28,6	28,5	29,0	29,0	29,2	29,2	28,4	29,4	29,7	30,4	29,6	28,4	30,8	31,6	28,5	
14	27,2	27,6	27,4	27,4	29,2	28,0	28,8	28,2	28,5	28,7	28,5	25,7	25,7	26,8	27,3	27,3	28,5	28,5	29,0	29,0	29,2	29,1	28,3	29,3	29,7	30,4	29,5	28,3	30,7	31,5	28,4	
15	27,1	27,6	27,3	27,4	29,2	28,0	28,8	28,2	28,5	28,7	28,5	25,7	25,7	26,8	27,3	27,3	28,5	28,4	28,9	28,9	29,1	29,1	28,3	29,3	29,6	30,3	29,4	28,3	30,6	31,5	28,4	
16	27,1	27,6	27,3	27,4	29,2	28,0	28,8	28,2	28,5	28,7	28,5	25,7	25,7	26,8	27,3	27,3	28,5	28,4	28,9	28,9	29,1	29,1	28,3	29,3	29,6	30,3	29,4	28,3	30,6	31,5	28,4	
17	27,2	27,7	27,4	27,5	29,3	28,1	28,9	28,3	28,6	28,8	28,6	25,8	25,8	26,9	27,4	27,4	28,6	28,5	29,0	29,0	29,2	29,2	28,4	29,4	29,7	30,4	29,6	28,4	30,8	31,6	28,5	
18	27,8	28,3	28,0	28,1	30,0	28,8	29,6	29,0	29,3	29,5	29,3	26,3	26,3	27,4	28,0	28,0	29,3	29,2	29,8	29,8	30,0	30,0	29,1	30,2	30,5	31,3	30,3	29,1	31,7	32,6	29,2	
19	29,0	29,7	29,2	29,3	32,2	30,2	31,2	30,5	29,9	30,7	29,9	26,4	26,4	27,8	28,5	28,7	30,4	29,8	30,4	30,3	31,3	31,2	30,0	31,5	32,2	33,2	32,1	30,6	33,8	35,0	30,4	
20	28,5	29,2	28,7	28,7	31,7	29,6	30,5	29,9	29,5	30,1	29,5	26,1	26,1	27,4	28,1	28,2	29,9	29,4	30,0	29,9	30,7	30,7	29,5	30,9	31,5	32,5	31,4	30,0	33,0	34,1	29,8	
21	28,0	28,7	27,8	27,7	30,9	28,6	29,5	28,9	29,2	29,5	29,2	25,6	25,6	26,9	27,5	27,6	29,2	29,0	29,7	29,7	30,0	30,0	28,8	30,1	30,6	31,5	30,4	29,0	31,9	32,9	29,1	
22	27,6	28,4	27,1	27,0	30,2	28,0	28,9	28,2	28,5	28,8	28,5	25,1	25,1	26,3	26,9	27,0	28,5	28,3	28,9	29,0	29,2	29,2	28,1	29,3	29,8	30,6	29,6	28,3	31,0	31,9	28,4	
23	27,3	28,1	26,5	26,3	29,4	27,4	28,4	27,6	27,8	28,1	27,8	24,7	24,7	25,8	26,3	26,4	27,8	27,6	28,2	28,2	28,5	28,5	27,5	28,6	29,0	29,7	28,9	27,7	30,1	31,0	27,8	
24	27,0	27,5	27,2	27,2	29,0	27,8	28,6	28,0	28,3	28,5	28,3	25,6	25,6	26,6	27,1	27,2	28,3	28,2	28,8	28,7	28,9	28,9	28,1	29,1	29,4	30,1	29,3	28,1	30,4	31,2	28,2	
PMDB	27,1	27,6	27,2	27,2	29,2	27,8	28,7	28,0	28,2	28,5	28,2	25,5	25,5	26,5	27,0	27,1	28,3	28,2	28,7	28,7	28,9	28,9	28,1	29,1	29,4	30,2	29,3	28,1	30,5	31,3	28,2	
PMINH	26,0	26,5	25,9	25,9	27,7	26,4	27,2	26,6	26,8	27,0	26,8	24,5	24,5	25,4	25,8	25,9	26,8	26,7	27,2	27,2	27,3	27,3	26,6	27,4	27,7	28,3	27,6	26,7	28,6	29,2	26,8	
PMAXH	29,0	29,7	29,2	29,3	32,2	30,2	31,2	30,5	29,9	30,7	29,9	26,4	26,4	27,8	28,5	28,7	30,4	29,8	30,4	30,3	31,3	31,2	30,0	31,5	32,2	33,2	32,1	30,6	33,8	35,0	30,4	

*PM : Preço médio

*PMDB : Preço médio da barra

*PMINH : Preço mínimo horário

*PMAXH : Preço máximo horário

Tabela 8.8.2 - Preços horários por barra com elevação de 5 % da meta da usina hidrelétrica de Chavantes em [\$ / MW] .

T/B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	PM
1	27,2	27,6	27,3	27,4	29,1	28,0	28,7	28,2	28,4	28,7	28,4	25,8	25,8	26,8	27,3	27,3	28,5	28,4	28,9	28,9	29,1	29,0	28,2	29,2	29,5	30,2	29,4	28,2	30,5	31,3	28,4
2	26,7	27,1	26,8	26,9	28,5	27,4	28,1	27,6	27,8	28,1	27,8	25,4	25,4	26,3	26,8	26,8	27,9	27,8	28,2	28,2	28,4	28,4	27,7	28,5	28,9	29,5	28,7	27,7	29,8	30,5	27,8
3	26,5	26,9	26,6	26,6	28,2	27,1	27,8	27,3	27,5	27,8	27,5	25,2	25,2	26,1	26,5	26,6	27,6	27,5	27,9	27,9	28,1	28,1	27,4	28,2	28,5	29,1	28,4	27,4	29,4	30,1	27,5
4	26,4	26,7	26,5	26,5	28,0	27,0	27,7	27,2	27,4	27,6	27,4	25,1	25,1	26,0	26,4	26,4	27,4	27,4	27,8	27,8	28,0	27,9	27,2	28,1	28,4	29,0	28,2	27,2	29,2	29,9	27,4
5	26,3	26,7	26,3	26,3	27,9	26,8	27,5	27,0	27,2	27,4	27,2	25,0	25,0	25,8	26,2	26,3	27,3	27,2	27,6	27,6	27,8	27,7	27,1	27,9	28,2	28,7	28,1	27,1	29,0	29,7	27,2
6	26,5	26,9	26,6	26,6	28,2	27,1	27,8	27,3	27,5	27,8	27,5	25,2	25,2	26,1	26,5	26,6	27,6	27,5	27,9	27,9	28,1	28,1	27,4	28,2	28,5	29,1	28,4	27,4	29,4	30,1	27,5
7	26,6	27,0	26,7	26,7	28,3	27,3	28,0	27,4	27,7	27,9	27,7	25,3	25,3	26,2	26,6	26,7	27,7	27,6	28,1	28,1	28,3	28,2	27,5	28,4	28,7	29,3	28,6	27,5	29,6	30,3	27,6
8	26,7	27,1	26,8	26,9	28,5	27,4	28,1	27,6	27,8	28,1	27,8	25,4	25,4	26,3	26,8	26,8	27,9	27,8	28,2	28,2	28,4	28,4	27,7	28,5	28,9	29,5	28,7	27,7	29,8	30,5	27,8
9	27,3	27,7	27,5	27,5	29,2	28,1	28,9	28,3	28,6	28,8	28,6	25,9	25,9	26,9	27,4	27,4	28,6	28,5	29,0	29,0	29,2	29,2	28,4	29,4	29,7	30,4	29,5	28,4	30,7	31,5	28,5
10	27,6	28,1	27,9	27,9	29,7	28,5	29,3	28,7	29,0	29,3	29,0	26,2	26,2	27,3	27,8	27,8	29,1	29,0	29,5	29,5	29,7	29,7	28,8	29,9	30,2	30,9	30,0	28,8	31,3	32,1	29,0
11	27,9	28,3	28,1	28,1	30,0	28,8	29,6	29,0	29,3	29,6	29,3	26,4	26,4	27,5	28,0	28,1	29,4	29,3	29,8	29,8	30,0	30,0	29,1	30,2	30,5	31,3	30,3	29,1	31,6	32,5	29,2
12	27,7	28,2	28,0	28,0	29,8	28,7	29,5	28,9	29,2	29,4	29,2	26,3	26,3	27,4	27,9	28,0	29,2	29,1	29,7	29,7	29,9	29,8	29,0	30,0	30,4	31,1	30,2	29,0	31,4	32,3	29,1
13	27,6	28,1	27,9	27,9	29,7	28,5	29,3	28,7	29,0	29,3	29,0	26,2	26,2	27,3	27,8	27,8	29,1	29,0	29,5	29,5	29,7	29,7	28,8	29,9	30,2	30,9	30,0	28,8	31,3	32,1	29,0
14	27,6	28,0	27,8	27,8	29,6	28,5	29,3	28,7	29,0	29,2	29,0	26,1	26,1	27,2	27,7	27,8	29,0	28,9	29,4	29,4	29,6	29,6	28,8	29,8	30,1	30,8	29,9	28,8	31,2	32,0	28,9
15	27,6	28,0	27,8	27,8	29,6	28,4	29,2	28,6	28,9	29,2	28,9	26,1	26,1	27,2	27,7	27,7	29,0	28,9	29,4	29,4	29,6	29,6	28,7	29,7	30,1	30,8	29,9	28,7	31,1	32,0	28,9
16	27,5	28,0	27,8	27,8	29,5	28,4	29,2	28,6	28,9	29,2	28,9	26,1	26,1	27,2	27,7	27,7	29,0	28,9	29,4	29,4	29,6	29,5	28,7	29,7	30,1	30,8	29,9	28,7	31,1	31,9	28,8
17	27,6	28,1	27,9	27,9	29,7	28,5	29,3	28,7	29,0	29,3	29,0	26,2	26,2	27,3	27,8	27,8	29,1	29,0	29,5	29,5	29,7	29,7	28,8	29,9	30,2	30,9	30,0	28,8	31,3	32,1	29,0
18	28,2	28,7	28,5	28,5	30,4	29,2	30,1	29,4	29,7	30,0	29,7	26,7	26,7	27,8	28,4	28,5	29,8	29,7	30,3	30,3	30,5	30,4	29,5	30,6	31,0	31,8	30,8	29,5	32,2	33,1	29,7
19	29,4	30,0	29,7	29,7	32,3	30,7	31,8	31,0	31,7	32,1	31,7	26,8	26,8	28,1	28,7	29,5	31,7	29,3	29,4	29,0	32,7	32,6	30,5	32,5	33,1	34,1	32,8	31,2	34,6	35,8	31,0
20	29,0	29,6	29,2	29,2	31,7	30,2	31,3	30,5	31,1	31,6	31,1	26,5	26,5	27,7	28,2	29,0	31,1	28,7	28,7	28,4	32,1	32,0	30,0	31,9	32,4	33,4	32,2	30,6	33,9	35,0	30,4
21	28,4	29,0	28,6	28,7	31,0	29,6	30,6	29,8	30,4	30,9	30,4	26,0	26,0	27,2	27,7	28,5	30,4	28,1	28,1	27,7	31,3	31,2	29,3	31,1	31,6	32,5	31,4	29,9	33,0	34,0	29,7
22	28,0	28,6	27,9	27,8	30,3	28,8	29,8	29,0	29,5	29,8	29,5	25,6	25,6	26,7	27,3	27,8	29,5	28,1	28,4	28,2	30,3	30,2	28,7	30,2	30,6	31,5	30,5	29,1	31,9	32,9	29,1
23	27,6	28,3	27,0	26,9	29,6	27,9	28,9	28,1	28,4	28,6	28,4	25,1	25,1	26,3	26,8	26,9	28,4	28,1	28,7	28,8	29,1	29,0	28,0	29,1	29,6	30,3	29,4	28,2	30,7	31,6	28,3
24	27,4	27,8	27,6	27,6	29,4	28,3	29,0	28,4	28,7	29,0	28,7	26,0	26,0	27,0	27,5	27,6	28,8	28,7	29,2	29,2	29,4	29,3	28,5	29,5	29,9	30,6	29,7	28,5	30,9	31,7	28,7
PMDB	26,3	26,7	26,3	26,3	27,9	26,8	27,5	27,0	27,2	27,4	27,2	25,0	25,0	25,8	26,2	26,3	27,3	27,2	27,6	27,6	27,8	27,7	27,1	27,9	28,2	28,7	28,1	27,1	29,0	29,7	27,2
PMAXH	29,4	30,0	29,7	29,7	32,3	30,7	31,8	31,0	31,7	32,1	31,7	26,8	26,8	28,1	28,7	29,5	31,7	29,7	30,3	30,3	32,7	32,6	30,5	32,5	33,1	34,1	32,8	31,2	34,6	35,8	31,0

*PM : Preço médio

*PMDB : Preço médio da barra

*PMINH : Preço mínimo horário

*PMAXH : Preço máximo horário

8.9 Apêndice Transmissão

Tabela 8.9.1 - Preços horários por barra com redução de 9,75 % do limite máximo capacidade de todas linhas de transmissão do sistema em [\$ / MW] .

Preços Horários por Barra																																
T/B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	PM	
1	27,7	28,1	28,0	28,0	29,6	28,6	29,3	28,8	29,0	29,2	29,0	26,5	26,5	27,5	27,9	28,0	29,1	29,0	29,5	29,5	29,7	29,6	28,9	29,8	29,8	30,1	30,8	29,9	28,9	31,1	31,9	29,0
2	27,3	27,6	27,4	27,5	29,0	28,0	28,7	28,2	28,4	28,6	28,4	26,1	26,1	27,0	27,4	27,4	28,5	28,4	28,9	28,9	29,0	29,0	28,3	29,2	29,5	30,1	29,3	28,3	30,4	31,1	28,4	
3	27,0	27,4	27,2	27,2	28,7	27,7	28,4	27,9	28,1	28,3	28,1	25,9	25,9	26,8	27,2	27,2	28,2	28,1	28,6	28,6	28,7	28,7	28,0	28,8	29,1	29,7	29,0	28,0	30,0	30,7	28,1	
4	26,9	27,3	27,1	27,1	28,5	27,6	28,3	27,8	28,0	28,2	28,0	25,8	25,8	26,6	27,1	27,1	28,0	28,0	28,4	28,4	28,5	28,5	27,9	28,7	29,0	29,6	28,8	27,9	29,8	30,5	28,0	
5	26,8	27,2	27,0	27,0	28,4	27,5	28,1	27,6	27,8	28,0	27,8	25,7	25,7	26,5	26,9	26,9	27,9	27,9	28,3	28,3	28,4	28,4	27,7	28,5	28,8	29,4	28,7	27,7	29,7	30,3	27,8	
6	27,0	27,4	27,2	27,2	28,7	27,7	28,4	27,9	28,1	28,3	28,1	25,9	25,9	26,8	27,2	27,2	28,2	28,1	28,6	28,6	28,7	28,7	28,0	28,8	29,1	29,7	29,0	28,0	30,0	30,7	28,1	
7	27,1	27,5	27,3	27,4	28,8	27,9	28,6	28,0	28,3	28,5	28,3	26,0	26,0	26,9	27,3	27,3	28,3	28,3	28,7	28,7	28,9	28,8	28,2	29,0	29,3	29,9	29,1	28,1	30,2	30,9	28,3	
8	27,3	27,6	27,4	27,5	29,0	28,0	28,7	28,2	28,4	28,6	28,4	26,1	26,1	27,0	27,4	27,4	28,5	28,4	28,9	28,9	29,0	29,0	28,3	29,2	29,5	30,1	29,3	28,3	30,4	31,1	28,4	
9	27,8	28,2	28,1	28,1	29,7	28,7	29,5	28,9	29,2	29,4	29,2	26,6	26,6	27,6	28,1	28,1	29,2	29,2	29,7	29,7	29,8	29,8	29,0	30,0	30,3	31,0	30,1	29,0	31,3	32,1	29,1	
10	28,2	28,6	28,5	28,5	30,1	29,1	29,9	29,4	29,6	29,9	29,6	26,9	26,9	28,0	28,5	28,5	29,7	29,6	30,1	30,1	30,3	30,3	29,5	30,5	30,8	31,5	30,6	29,5	31,9	32,7	29,6	
11	28,4	28,9	28,7	28,7	30,4	29,4	30,2	29,6	29,9	30,1	29,9	27,0	27,0	28,2	28,7	28,7	30,0	29,9	30,5	30,4	30,6	30,6	29,8	30,8	31,1	31,9	30,9	29,7	32,2	33,1	29,8	
12	28,3	28,7	28,6	28,6	30,3	29,3	30,0	29,5	29,8	30,0	29,8	27,0	27,0	28,1	28,6	28,6	29,8	29,8	30,3	30,3	30,5	30,4	29,6	30,6	31,0	31,7	30,8	29,6	32,0	32,9	29,7	
13	28,2	28,6	28,5	28,5	30,1	29,1	29,9	29,4	29,6	29,9	29,6	26,9	26,9	28,0	28,5	28,5	29,7	29,6	30,1	30,1	30,3	30,3	29,5	30,5	30,8	31,5	30,6	29,5	31,9	32,7	29,6	
14	28,1	28,6	28,4	28,4	30,1	29,1	29,8	29,3	29,5	29,8	29,5	26,8	26,8	27,9	28,4	28,4	29,6	29,6	30,1	30,1	30,2	30,2	29,4	30,4	30,7	31,4	30,5	29,4	31,8	32,6	29,5	
15	28,1	28,5	28,4	28,4	30,0	29,1	29,8	29,3	29,5	29,8	29,5	26,8	26,8	27,9	28,4	28,4	29,6	29,6	30,0	30,0	30,2	30,2	29,4	30,4	30,7	31,4	30,5	29,4	31,7	32,6	29,5	
16	28,1	28,5	28,4	28,4	30,0	29,0	29,8	29,2	29,5	29,7	29,5	26,8	26,8	27,9	28,4	28,4	29,6	29,6	30,0	30,0	30,2	30,1	29,4	30,3	30,7	31,4	30,5	29,3	31,7	32,6	29,5	
17	28,2	28,6	28,5	28,5	30,1	29,1	29,9	29,4	29,6	29,9	29,6	26,9	26,9	28,0	28,5	28,5	29,7	29,6	30,1	30,1	30,3	30,3	29,5	30,5	30,8	31,5	30,6	29,5	31,9	32,7	29,6	
18	28,7	29,2	29,1	29,1	30,9	29,8	30,6	30,0	30,3	30,6	30,3	27,3	27,3	28,5	29,1	29,1	30,4	30,3	30,9	30,9	31,1	31,0	30,2	31,3	31,6	32,4	31,4	30,2	32,8	33,7	30,3	
19	29,9	30,7	31,0	30,9	33,1	31,8	32,8	32,3	31,5	31,4	31,5	27,5	27,5	28,9	29,5	29,6	31,2	31,1	31,8	31,8	42,1	45,2	42,3	44,0	41,3	42,6	38,9	32,8	41,0	42,4	34,3	
20	29,5	30,1	29,8	29,8	32,1	30,7	31,8	31,1	31,3	31,6	31,3	27,3	27,3	28,7	29,4	29,6	31,3	31,1	31,8	31,8	32,1	32,0	30,8	32,0	31,9	32,9	33,5	31,2	35,2	36,4	31,2	
21	28,9	29,4	29,1	29,2	31,4	30,0	31,0	30,3	30,6	31,0	30,6	26,9	26,9	28,3	29,0	29,1	30,7	30,5	31,2	31,2	31,5	31,5	30,3	31,7	32,1	33,0	31,9	30,4	33,5	34,5	30,5	
22	28,4	28,9	28,6	28,6	30,7	29,4	30,3	29,6	30,0	30,3	30,0	26,5	26,5	27,8	28,4	28,5	30,0	29,8	30,5	30,8	30,7	29,7	30,9	31,3	32,2	31,1	29,7	32,6	33,6	29,9	29,9	
23	27,9	28,3	28,0	28,0	30,0	28,7	29,6	29,0	29,3	29,6	29,3	26,1	26,1	27,3	27,8	27,9	29,3	29,2	29,8	29,8	30,0	30,0	29,0	30,2	30,5	31,3	30,4	29,1	31,7	32,6	29,2	
24	27,9	28,4	28,2	28,3	29,9	28,9	29,6	29,1	29,3	29,6	29,3	26,7	26,7	27,7	28,2	28,2	29,4	29,3	29,8	29,8	30,0	29,9	29,2	30,1	30,5	31,2	30,3	29,2	31,5	32,3	29,3	
PMDB	28,0	28,4	28,3	28,3	30,0	28,9	29,7	29,1	29,4	29,6	29,4	26,6	26,6	27,7	28,2	28,2	29,4	29,3	29,9	29,8	30,5	30,5	29,7	30,7	30,9	31,6	30,7	29,3	31,9	32,8	29,4	
PMINH	26,8	27,2	27,0	27,0	28,4	27,5	28,1	27,6	27,8	28,0	27,8	25,7	25,7	26,5	26,9	26,9	27,9	27,9	28,3	28,3	28,4	28,4	27,7	28,5	28,8	29,4	28,7	27,7	29,7	30,3	27,8	
PMAXH	29,9	30,7	31,0	30,9	33,1	31,8	32,8	32,3	31,5	31,6	31,5	27,5	27,5	28,9	29,5	29,6	31,3	31,1	31,8	31,8	42,1	45,2	42,3	44,0	41,3	42,6	38,9	32,8	41,0	42,4	34,3	

*PM : Preço médio

*PMDB : Preço médio da barra

*PMINH : Preço mínimo horário

*PMAXH : Preço máximo horário

Tabela 8.9.2 - Preços horários por barra com redução de 12,5 % do limite máximo capacidade de transmissão das linhas interligação região destacada Figura 5.12 em [\$ / MW] .

T/B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	PM	
1	27,7	28,1	27,9	28,0	29,5	28,6	29,3	28,8	29,0	29,2	29,0	26,4	26,4	27,4	27,9	27,9	29,1	29,0	29,5	29,5	29,6	29,6	28,9	28,9	29,8	30,1	30,8	29,9	28,8	31,1	31,9	29,0
2	27,2	27,6	27,4	27,5	29,0	28,0	28,7	28,2	28,4	28,6	28,4	26,0	26,0	27,0	27,4	27,4	28,5	28,4	28,9	28,8	29,0	29,0	28,3	29,1	29,4	30,1	29,3	28,3	30,4	31,1	28,4	
3	27,0	27,4	27,2	27,2	28,7	27,7	28,4	27,9	28,1	28,3	28,1	25,8	25,8	26,7	27,2	27,2	28,0	28,1	28,6	28,5	28,7	28,6	28,0	28,8	29,1	29,7	29,0	28,0	30,0	30,7	28,1	
4	26,9	27,3	27,1	27,1	28,5	27,6	28,2	27,7	28,0	28,2	28,0	25,7	25,7	26,6	27,0	27,0	28,0	28,0	28,4	28,4	28,5	28,5	27,9	28,7	28,7	28,9	29,5	28,8	27,8	29,8	30,5	27,9
5	26,8	27,1	26,9	27,0	28,4	27,5	28,1	27,6	27,8	28,0	27,8	25,6	25,6	26,5	26,9	26,9	27,9	27,8	28,2	28,2	28,4	28,3	27,7	28,5	28,8	29,4	28,6	27,7	29,6	30,3	27,8	
6	27,0	27,4	27,2	27,2	28,7	27,7	28,4	27,9	28,1	28,3	28,1	25,8	25,8	26,7	27,2	27,2	28,2	28,1	28,6	28,5	28,7	28,6	28,0	28,8	29,1	29,7	29,0	28,0	30,0	30,7	28,1	
7	27,1	27,5	27,3	27,3	28,8	27,9	28,5	28,0	28,3	28,5	28,3	25,9	25,9	26,9	27,3	27,3	28,3	28,3	28,7	28,7	28,8	28,8	28,1	29,0	29,3	29,9	29,1	28,1	30,2	30,9	28,2	
8	27,2	27,6	27,4	27,5	29,0	28,0	28,7	28,2	28,4	28,6	28,4	26,0	26,0	27,0	27,4	27,4	28,5	28,4	28,9	28,8	29,0	29,0	28,3	29,1	29,4	30,1	29,3	28,3	30,4	31,1	28,4	
9	27,8	28,2	28,1	28,1	29,7	28,7	29,4	28,9	29,1	29,4	29,1	26,5	26,5	27,6	28,0	28,1	29,2	29,2	29,7	29,6	29,8	29,8	29,0	30,0	30,3	31,0	30,1	29,0	31,3	32,1	29,1	
10	28,1	28,6	28,4	28,5	30,1	29,1	29,9	29,3	29,6	29,8	29,6	26,8	26,8	27,9	28,4	28,4	29,6	29,6	30,1	30,1	30,3	30,2	29,5	30,4	30,8	31,5	30,6	29,4	31,8	32,7	29,5	
11	28,4	28,8	28,7	28,7	30,4	29,4	30,2	29,6	29,9	30,1	29,9	27,0	27,0	28,1	28,7	28,7	29,9	29,9	30,4	30,4	30,6	30,5	29,7	30,8	31,1	31,9	30,9	29,7	32,2	33,1	29,8	
12	28,3	28,7	28,5	28,6	30,3	29,3	30,0	29,5	29,7	30,0	29,7	26,9	26,9	28,0	28,5	28,6	29,8	29,7	30,3	30,3	30,4	30,4	29,6	30,6	30,9	31,7	30,7	29,6	32,0	32,9	29,7	
13	28,1	28,6	28,4	28,5	30,1	29,1	29,9	29,3	29,6	29,8	29,6	26,8	26,8	27,9	28,4	28,4	29,6	29,6	30,1	30,1	30,3	30,2	29,5	30,4	30,8	31,5	30,6	29,4	31,8	32,7	29,5	
14	28,1	28,5	28,4	28,4	30,1	29,1	29,8	29,3	29,5	29,8	29,5	26,8	26,8	27,9	28,4	28,4	29,6	29,5	30,0	30,0	30,2	30,2	29,4	30,4	30,7	31,4	30,5	29,4	31,7	32,6	29,5	
15	28,1	28,5	28,3	28,4	30,0	29,0	29,8	29,2	29,5	29,7	29,5	26,8	26,8	27,8	28,3	28,4	29,5	29,5	30,0	30,0	30,2	30,1	29,4	30,3	30,7	31,4	30,5	29,3	31,7	32,6	29,4	
16	28,1	28,5	28,3	28,4	30,0	29,0	29,8	29,2	29,5	29,7	29,5	26,8	26,8	27,8	28,3	28,4	29,5	29,5	30,0	30,0	30,2	30,1	29,3	30,3	30,6	31,4	30,5	29,3	31,7	32,5	29,4	
17	28,1	28,6	28,4	28,5	30,1	29,1	29,9	29,3	29,6	29,8	29,6	26,8	26,8	27,9	28,4	28,4	29,6	29,6	30,1	30,1	30,3	30,2	29,5	30,4	30,8	31,5	30,6	29,4	31,8	32,7	29,5	
18	28,7	29,2	29,0	29,1	30,8	29,8	30,6	30,0	30,3	30,6	30,3	27,3	27,3	28,5	29,0	29,1	30,4	30,3	30,9	30,9	31,0	31,0	30,2	31,2	31,6	32,4	31,4	30,1	32,7	33,7	30,2	
19	29,6	31,6	25,2	33,3	34,8	34,3	35,1	45,0	30,1	27,9	30,1	27,1	27,1	28,1	28,4	28,0	28,2	29,1	29,3	29,0	26,3	25,5	130,3	137,8	126,3	130,2	116,6	94,4	122,9	127,2	55,0	
20	29,5	30,1	29,8	29,8	32,2	30,8	31,8	31,1	31,5	31,9	31,5	27,2	27,2	28,5	29,1	29,6	31,5	31,0	31,9	31,9	32,6	32,6	32,7	33,3	33,6	34,6	33,2	31,2	34,9	36,1	31,4	
21	28,9	29,4	29,1	29,1	31,3	30,0	31,0	30,3	30,6	31,0	30,6	26,9	26,9	28,3	28,9	29,0	30,7	30,5	31,2	31,2	31,5	31,4	30,3	31,6	32,1	33,0	31,9	30,4	33,4	34,5	30,5	
22	28,3	28,8	28,5	28,6	30,7	29,3	30,3	29,6	29,9	30,3	29,9	26,5	26,5	27,8	28,4	28,5	30,0	29,8	30,5	30,8	30,7	29,6	30,9	31,3	32,1	31,1	29,7	32,6	33,5	29,8		
23	27,8	28,3	28,0	28,0	30,0	28,7	29,6	28,9	29,3	29,6	29,3	26,1	26,1	27,2	27,8	27,9	29,3	29,1	29,7	29,8	30,0	30,0	29,0	30,1	30,5	31,3	30,4	29,0	31,7	32,6	29,2	
24	27,9	28,4	28,2	28,2	29,8	28,8	29,6	29,0	29,3	29,5	29,3	26,6	26,6	27,7	28,2	28,2	29,4	29,3	29,8	29,8	30,0	29,9	29,2	30,1	30,4	31,2	30,3	29,1	31,5	32,3	29,3	
PMDB	27,9	28,5	28,0	28,4	30,0	29,0	29,8	29,7	29,3	29,4	29,3	26,5	26,5	27,6	28,1	28,1	29,3	29,2	29,7	29,7	29,8	29,7	33,4	34,6	34,4	35,3	33,9	31,8	35,3	36,3	30,3	
PMINH	26,8	27,1	25,2	27,0	28,4	27,5	28,1	27,6	27,8	27,9	27,8	25,6	25,6	26,5	26,9	26,9	27,9	27,8	28,2	28,2	26,3	25,5	27,7	28,5	28,8	29,4	28,6	27,7	29,6	30,3	27,8	
PMAXH	29,6	31,6	29,8	33,3	34,8	34,3	35,1	45,0	31,5	31,9	31,5	27,3	27,3	28,5	29,1	29,6	31,5	31,0	31,9	31,9	32,6	32,6	130,3	137,8	126,3	130,2	116,6	94,4	122,9	127,2	55,0	

*PM : Preço médio

*PMDB : Preço médio da barra

*PMINH : Preço mínimo horário

*PMAXH : Preço máximo horário