

AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA REPRESENTAÇÃO EXPLÍCITA DE BACIAS
HIDROGRÁFICAS ATRAVÉS DO ACOPLAMENTO HIDRÁULICO NO
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE MÉDIO PRAZO

Bruno Beloti de Souza

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

Aprovada por:

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Dr. Amaro Olimpio Pereira Junior, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2008

SOUZA, BRUNO BELOTI DE

Avaliação do impacto da representação explícita de bacias hidrográficas através do acoplamento hidráulico no planejamento da operação energética de médio prazo [Rio de Janeiro] 2008

XVII, 160 pp., 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Engenharia Elétrica, 2008)

Dissertação - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1.Planejamento energético

2.Acoplamento hidráulico

I.COPPE/UFRJ II.Título (série)

Agradecimentos

Aos professores Carmen Lucia Tancredo Borges e Djalma Mosqueira Falcão pela atenção prestada desde o momento de gênese da primeira idéia até as últimas vírgulas adicionadas ao trabalho.

Aos colegas de trabalho da GPO-2, Alessandra da Cruz Zancope, Alex Nunes de Almeida, Hermes Trigo Dias da Silva, Luana Sabatha de Souza Pereira, Mario Jorge Daher, Nathalie Vera Mouron, Paula Vazquez Bouzon e Wellington Anastacio da Silva, que em todos os momentos me incentivaram a continuar me empenhando em meus estudos e indiretamente colaboraram na elaboração desta dissertação.

Especial agradecimento aos também colegas de trabalho da GPO-2 Manoel Vieira Júnior, Paulo Roberto da Silva e Paulo Gerson Cayres Loureiro, que ajudaram a colocar a “mão na massa” lendo e re-lendo tudo que foi escrito e re-escrito repetidas vezes. Vocês colaboraram com idéias próprias e em muitas oportunidades apoiando minhas idéias que ainda não haviam amadurecido.

À Maria Cândida, eterna colega de trabalho que me adotou quando ingressei em minha carreira no ONS. Seus elogios sempre me engrandeceram no trabalho e suas críticas me incentivaram a me esforçar para fazer as coisas da melhor maneira possível. Obrigado por me motivar a continuamente tentar superar as expectativas.

Aos amigos Bruno Henriques Dias e Leonardo de Almeida Matos Moraes, que desde a graduação me acompanham e auxiliam de alguma forma, trocando experiências, conhecimentos e muito companheirismo.

Ao amigo Murilo Pereira Soares, pelo suporte técnico, tático e moral nos momentos de maior desânimo desta trajetória. Agradecerei eternamente pelos impagáveis momentos de amizade.

À minha família, Josmar, Celina e Sabrina, que aceitou minha decisão de desbravar novos horizontes longe de casa e me incentivou a agarrar as oportunidades que aparecem na vida, sejam elas profissionais ou pessoais. Palavras podem preencher diversos parágrafos sem nunca prestarem justiça ao quanto eu sou grato e amo cada um de vocês. Obrigado pelo apoio incondicional.

A essência da
observação científica é
seu caráter
sistemático. Um milhão
de macacos golpeando a
esmo máquinas de
escrever podem acabar
por escrever *HAMLET*,
mas eu não me
arriscaria a ficar
esperando por isso.

Ian Stewart

Será que Deus joga dados?

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

AValiação DO IMPACTO DA REPRESENTAÇÃO EXPLÍCITA DE BACIAS
HIDROGRÁFICAS ATRAVÉS DO ACOPLAMENTO HIDRÁULICO NO
PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE MÉDIO PRAZO

Bruno Beloti de Souza

Março/2008

Orientadores : Carmen Lucia Tancredo Borges
Djalma Mosqueira Falcão

Programa : Engenharia Elétrica

O modelo de otimização a médio prazo empregado no planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional - SIN realiza a alocação ótima de recursos térmicos e hídricos de maneira a minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo de seu horizonte de estudo, utilizando subsistemas equivalentes. Atualmente, o SIN é modelado por 4 subsistemas e 1 nó representativo do ponto de interligação Norte/Nordeste com o Sudeste/Centro-Oeste. No entanto, a diversidade hidrológica existente entre as bacias hidrográficas que compõem cada subsistema torna relevante a investigação da representação das mesmas separadamente. O objetivo deste estudo é investigar o impacto de uma representação mais detalhada do sistema, especialmente quanto à diversidade hidrológica e representação dos troncos de transmissão, observando indicadores tipicamente empregados em estudos do setor. A análise destas representações e os impactos nos resultados serão de extrema importância na conceituação e classificação da modelagem vigente, além de avaliar a aplicabilidade das modelagens propostas em estudos do setor elétrico.

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

IMPACT EVALUATION OF THE EXPLICIT REPRESENTATION OF
HYDROLOGICAL BASINS THROUGH THE HYDRAULICAL COUPLING IN
MID-TERM ENERGY OPERATION PLANNING

Bruno Beloti de Souza

March/2008

Advisors : Carmen Lucia Tancredo Borges
Djalma Mosqueira Falcão

Department : Electrical Engineering

The mid-term optimization model applied in operating planning of the National Interconnected System - SIN provides optimal allocation of hydrothermal resources by minimizing the expected value of total operation costs in the study horizon, employing aggregated subsystems. The SIN is currently modeled by 4 subsystems and 1 transshipment node which represents the interconnection North/Northeast with Southeast/Midwest subsystems. However, the diversity of hydrological regime of the hydrological basins that comprise each subsystem makes it worthwhile to investigate their representation separately. The objective of this work is to investigate the impacts of a more detailed representation of the system, mainly with regard to hydrological diversity and representation of transmission interconnections, focusing on usual indicators adopted in studies of the sector. Analysis of these representations and their impact on results will be of extreme importance in the definition and classification of the current modeling, besides allowing evaluation of applicability of the proposed modeling in studies of the interconnected power system.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Características do SIN	2
1.1.1	Hidreletricidade	2
1.1.2	Inserção da geração térmelétrica	5
1.1.3	Benefícios da transmissão	8
1.2	Panorama geral	9
1.3	Representação atual	11
1.4	Objetivos	13
1.5	Estrutura	14
2	Planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos	16
2.1	Modelo de planejamento do SEB	20
3	Modelagem do problema	30
3.1	Modelagem hidráulica	32
3.1.1	Modelagem atual	33
3.1.2	Acoplamento hidráulico	36
3.2	Modelagem do mercado	41
3.3	Modelagem do intercâmbio	43
4	Casos de estudo	46
4.1	Introdução	46
4.1.1	Modelo utilizado	47
4.2	Caso Base	47
4.3	Caso 1 - Subsistemas baseados em (sub)basias hidrográficas	49
4.3.1	Introdução	49

4.3.2	Resultados	55
4.3.2.1	Energia natural afluyente – ENA	56
4.3.2.2	Energia armazenável máxima – EAR _{máx}	57
4.3.2.3	Energia armazenada – Inicial e final	69
4.3.2.4	Risco de déficit	70
4.3.2.5	Valor esperado da energia não suprida – EENS	71
4.3.2.6	Custo total de operação – CTO	73
4.3.2.7	Custo marginal de operação – CMO	73
4.3.2.8	Energia vertida	75
4.3.2.9	Geração térmica	78
4.3.2.10	Geração hidráulica	81
4.3.3	Conclusão	85
4.3.4	Análise complementar	86
4.4	Caso 2 - Representação explícita de Itaipu	91
4.4.1	Introdução	91
4.4.2	Resultados	94
4.4.2.1	Energia natural afluyente – ENA	94
4.4.2.2	Energia armazenada final	95
4.4.2.3	Risco de déficit	96
4.4.2.4	Valor esperado da energia não suprida – EENS	96
4.4.2.5	Custo total de operação – CTO	97
4.4.2.6	Custo marginal de operação – CMO	98
4.4.2.7	Energia vertida	99
4.4.2.8	Geração térmica	102
4.4.2.9	Geração hidráulica	102
4.4.3	Conclusão	106
4.4.4	Análise complementar	107
4.5	Caso 3 - Consideração de limites de intercâmbios e cargas próprias	112
4.5.1	Definição de mercado	112
4.5.2	Definição de limites de intercâmbios	114
4.5.3	Resultados	117
4.5.3.1	Energia armazenada - Inicial e final	117

4.5.3.2	Risco de déficit	118
4.5.3.3	Valor esperado da energia não suprida – EENS . . .	119
4.5.3.4	Custo total de operação – CTO	121
4.5.3.5	Custo marginal de operação – CMO	121
4.5.3.6	Energia vertida	124
4.5.3.7	Geração térmica	127
4.5.3.8	Geração hidráulica	130
4.5.4	Conclusão	133
4.6	Avaliação Final	136
4.6.1	Resultados	136
4.6.1.1	Energia armazenada – Inicial e final	136
4.6.1.2	Risco de déficit	137
4.6.1.3	Valor esperado da energia não suprida – EENS . . .	138
4.6.1.4	Custo total de operação – CTO	140
4.6.1.5	Custo marginal de operação – CMO	140
4.6.1.6	Energia vertida	143
4.6.1.7	Geração térmica	144
4.6.1.8	Geração hidráulica	145
4.6.2	Conclusão	147
5	Conclusões	150
5.1	Propostas para trabalhos futuros	154
	Referências Bibliográficas	156

Lista de Figuras

1.1	Diversidade hidrológica do SIN - Média histórica mensal da ENA, de 1931 a 2005	3
1.2	Complementaridade hidrológica entre os subsistemas	4
1.3	Energia firme e secundária de um sistema hidrelétrico	6
1.4	Participação na geração hidrelétrica mundial - Ano 2000	10
1.5	Configuração atual do SIN	11
1.6	Sistema equivalente de energia	12
1.7	Bacias hidrográficas	13
2.1	Processo de decisão em um sistema hidrotérmico	18
2.2	Modelagem de sistemas hidrotérmicos no planejamento da operação .	19
3.1	Função de custo futuro, custo presente e custo total de operação . . .	31
3.2	Modelagem atual	34
3.3	Localização das UHEs Três Marias e Serra da Mesa	35
3.4	Cascata do sistema-exemplo Y	37
4.1	Diagrama esquemático com limites de intercâmbio [MWmed] - Caso Base	49
4.2	Cascata dos rios São Francisco e Jequitinhonha	50
4.3	Rede básica de transmissão - Subsistemas Alto São Francisco e Irapé	51
4.4	Cascata do rio Tocantins	53
4.5	Rede básica de transmissão - Subsistema Alto Tocantins	54
4.6	Diagrama esquemático com limites de intercâmbio [MWmed] - Caso 1	55
4.7	Energia armazenável máxima - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base	58

4.8	Energia armazenável máxima - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco e Irapé - Caso 1 x Caso Base	59
4.9	Energia armazenável máxima - SIN - Caso 1 x Caso Base	59
4.10	Produtibilidade acumulada - Contribuição da cascata do rio Tocantins no Sudeste/Centro-Oeste - Caso Base	60
4.11	Produtibilidade acumulada - Contribuição da cascata do rio São Francisco no Sudeste/Centro-Oeste - Caso Base	61
4.12	Produtibilidade acumulada - Contribuição Nordeste - Caso Base	62
4.13	Produtibilidade acumulada - Contribuição de Irapé no Nordeste - Caso Base	62
4.14	Produtibilidade acumulada Caso TOC - Contribuição Norte - Caso Base	63
4.15	Produtibilidade acumulada - Alto Tocantins - Caso 1	65
4.16	Produtibilidade acumulada - Alto São Francisco - Caso Alto São Francisco	67
4.17	Energia armazenada ao final de cada mês - SIN - Caso 1 x Caso Base	69
4.18	Risco de Déficit >1% da carga - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base	70
4.19	Valor esperado da energia não suprida - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base	71
4.20	Valor esperado da energia não suprida - SIN - Caso 1 x Caso Base	72
4.21	CMO médio mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base	74
4.22	CMO médio anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base	74
4.23	Energia vertida média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base	75
4.24	Energia vertida média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base	76
4.25	Energia vertida média anual - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco e Irapé - Caso 1 x Caso Base	77
4.26	Energia vertida média anual - SIN - Caso 1 x Caso Base	78

4.27	Geração térmica média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste - Caso 1 x Caso Base	79
4.28	Geração térmica média mensal - SIN - Caso 1 x Caso Base	79
4.29	Geração térmica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste - Caso 1 x Caso Base	80
4.30	Geração térmica média anual - SIN - Caso 1 x Caso Base	80
4.31	Geração hidráulica média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base	82
4.32	Geração hidráulica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base	83
4.33	Geração hidráulica média anual - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco e Irapé - Caso 1 x Caso Base	83
4.34	Geração hidráulica média anual - SIN - Caso 1 x Caso Base	84
4.35	Energia vertida média mensal - Análise complementar	89
4.36	Curva de permanência da energia vertida média anual - Histórico - Caso 1 x Caso Base	89
4.37	Energia vertida média mensal e anual - Histórico - Caso 1 x Caso Base	90
4.38	Energia vertida média mensal e anual - Análise complementar - Caso 1 x Caso Base	90
4.39	Modelagem de Itaipu	92
4.40	Diagrama esquemático com limites de intercâmbio [MWmed] - Caso 2	93
4.41	Valor esperado da energia não suprida - SIN - Caso 2 x Caso 1	97
4.42	CMO médio mensal e anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Itaipu - Caso 2	98
4.43	Energia vertida média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Itaipu, Alto Tocantins e Alto São Francisco - Caso 2 x Caso 1	100
4.44	Energia vertida média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Itaipu, Alto Tocantins e Alto São Francisco - Caso 2 x Caso 1	100
4.45	Energia vertida média anual - SIN - Caso 2 x Caso 1	101
4.46	Geração térmica média mensal e anual - SIN - Caso 2 x Caso 1	102
4.47	Geração hidráulica média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 2 x Caso 1	103

4.48	Geração hidráulica média mensal - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 2 x Caso 1	103
4.49	Geração hidráulica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 2 x Caso 1	104
4.50	Geração hidráulica média anual - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 2 x Caso 1	105
4.51	Geração hidráulica média anual - SIN - Caso 2 x Caso 1	105
4.52	Geração hidráulica média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Itaipu - cenários hidrológicos extremos	109
4.53	Geração hidráulica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Itaipu - cenários hidrológicos extremos	110
4.54	Intercâmbios de exportação relativos ao subsistema Itaipu - Geração a 50 Hz -> Sudeste/Centro-Oeste e Geração a 60 Hz -> Ivaiporã	111
4.55	Diagrama esquemático com limites de intercâmbio [MWmed] - Caso 3	116
4.56	Risco de Déficit >1% da carga - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2	118
4.57	Risco de Déficit >1% da carga - subsistemas Alto Tocantins e Alto São Francisco - Caso 3 x Caso 2	119
4.58	Valor esperado da energia não suprida - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2	119
4.59	Valor esperado da energia não suprida - SIN - Caso 3 x Caso 2	120
4.60	CMO médio mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2	122
4.61	CMO médio mensal - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 3 x Caso 2	122
4.62	CMO médio anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2	123
4.63	CMO médio anual - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 3 x Caso 2	123
4.64	Energia vertida média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2	125

4.65	Energia vertida média mensal - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 3 x Caso 2	125
4.66	Energia vertida média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2	126
4.67	Energia vertida média anual - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco e Irapé - Caso 3 x Caso 2	126
4.68	Energia vertida média anual - SIN - Caso 3 x Caso 2	127
4.69	Geração térmica média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste - Caso 3 x Caso 2	128
4.70	Geração térmica média mensal - SIN - Caso 3 x Caso 2	128
4.71	Geração térmica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste - Caso 3 x Caso 2	129
4.72	Geração térmica média anual - SIN - Caso 3 x Caso 2	130
4.73	Geração hidráulica média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2	131
4.74	Geração hidráulica média mensal - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 3 x Caso 2	131
4.75	Geração hidráulica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2	132
4.76	Geração hidráulica média anual - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 3 x Caso 2	132
4.77	Geração hidráulica média anual - SIN - Caso 3 x Caso 2	133
4.78	Energia armazenada média final - SIN - Caso 3 x Caso Base	137
4.79	Risco de Déficit >1% da carga - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso Base	138
4.80	Valor esperado da energia não suprida - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso Base	139
4.81	Valor esperado da energia não suprida - SIN - Caso 3 x Caso Base	139
4.82	CMO médio mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso Base	141
4.83	CMO médio mensal - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 3 x Caso Base	141

4.84	CMO médio anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso Base	142
4.85	CMO médio anual - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 3 x Caso Base	142
4.86	Energia vertida média anual - SIN - Caso 3 x Caso Base	144
4.87	Geração térmica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste - Caso 3 x Caso Base	145
4.88	Geração térmica média anual - SIN - Caso 3 x Caso Base	145
4.89	Geração hidráulica média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso Base	146
4.90	Geração hidráulica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso Base	146
4.91	Geração hidráulica média anual - SIN - Caso 3 x Caso Base	147

Lista de Tabelas

3.1	Intervalos horários dos patamares de carga de energia	42
4.1	ENAs passadas para tendência [MWmês] - Caso Base	56
4.2	ENAs passadas para tendência [MWmês] - Caso 1	56
4.3	ENAs [MWmês] - Diferenças Caso 1 - Caso Base	57
4.4	Contribuições na EARMáx calculadas para maio/2006 - Diferenças Caso 1 - Caso Base	68
4.5	EARMáx de acordo com a simulação para maio/2006 - Diferenças Caso 1 - Caso Base	68
4.6	Energia armazenada inicial [MWmês] - Caso 1 - Caso Base	69
4.7	Custo total de operação [milhões de R\$] - Diferenças Caso 1 - Caso Base	73
4.8	ENAs históricas[% MLT] - Ano 2007	88
4.9	Mercado de energia [MWmed] - maio/2008 - Caso 2 x Caso 1	92
4.10	ENAs usadas como tendência [MWmês] - Caso 2	95
4.11	ENAs [MWmês] - Diferenças Caso 2 - Caso 1	95
4.12	Custo total de operação [milhões de R\$] - Diferenças Caso 2 - Caso 1	97
4.13	ENAs [% Média] - Caso 2 - Ano 2007	108
4.14	Mercado de energia [MWmed] - maio/2008 - Caso 3 x Caso 2	113
4.15	Geração de pequenas usinas [MWmed] - maio/2008 - Caso 3 x Caso 2	114
4.16	Custo total de operação [milhões de R\$] - Diferenças Caso 3 - Caso 2	121
4.17	Custo total de operação [milhões de R\$] - Diferenças Caso 3 - Caso Base	140
5.1	Tempo computacional - Casos de estudo	153

Lista de Abreviaturas

<i>BEN</i>	--	Balanco Energético Nacional
<i>CCEE</i>	--	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
<i>CMO</i>	--	Custo Marginal de Operação
<i>CNPE</i>	--	Conselho Nacional de Política Energética
<i>CTO</i>	--	Custo Total de Operação
<i>CVU</i>	--	Custo Variável Unitário
<i>EAR</i>	--	Energia Armazenada
<i>EAR_{máx}</i>	--	Energia Armazenável Máxima
<i>EENS</i>	--	Valor Esperado da Energia Não Suprida
<i>ENA</i>	--	Energia Natural Afluente
<i>EPE</i>	--	Empresa de Pesquisa Energética
<i>FCF</i>	--	Função de Custo Futuro
<i>MLT</i>	--	Médio de Longo Termo
<i>MME</i>	--	Ministério de Minas e Energia
<i>ONS</i>	--	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<i>PD</i>	--	Programação Dinâmica
<i>PDDE</i>	--	Programação Dinâmica Dual Estocástica
<i>PDE</i>	--	Programação Dinâmica Estocástica
<i>PEN</i>	--	Plano Energético Anual
<i>PL</i>	--	Programação Linear
<i>PMO</i>	--	Programa Mensal da Operação
<i>PNL</i>	--	Programação Não-Linear
<i>SEB</i>	--	Sistema Elétrico Brasileiro
<i>SIN</i>	--	Sistema Interligado Nacional

Capítulo 1

Introdução

O planejamento de um sistema de energia elétrica tem por objetivo o estabelecimento de uma política de evolução do mesmo satisfazendo alguns itens fundamentais:

- Aumento da disponibilidade de energia através do melhor uso dos recursos existentes;
- Maior confiabilidade do atendimento aos consumidores finais de energia elétrica, assegurando o suprimento da carga ao longo do tempo e no horário de ponta, permitindo evitar racionamentos de energia (otimização energética) e apagões/blackouts (otimização elétrica), e;
- Redução dos custos operativos com consequência na modicidade tarifária, buscando a minimização dos custos de operação levando sempre em consideração as restrições sociais, financeiras, políticas, geográfico-temporais e ambientais.

O processo de planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro – SEB, que enfatiza horizontes de médio e longo prazos, é uma consequência da peculiaridade de sistemas elétricos com parque gerador preponderantemente hídrico e de grande porte, comportando intercâmbios volumosos de energia elétrica.

Assim, o que o planejamento busca é a integração mais adequada das fontes de geração, de forma a utilizar da melhor maneira possível as características intrínsecas do Sistema Interligado Nacional – SIN. Daí pode-se entender a existência de grandes subsistemas interconectados, unindo diversas centrais de geração e diversas cargas,

em um sistema direcionado ao atendimento das necessidades, de forma econômica, segura e confiável.

1.1 Características do SIN

No passado, devido à escassez de reservas carboníferas de boa qualidade, da insuficiência de combustíveis fósseis, petróleo e gás natural, e da inexistência de tecnologia nuclear, as fontes de geração hidrelétrica despontaram como a principal opção para o atendimento do mercado de energia elétrica no Brasil devido à grande disponibilidade de recursos hídricos.

1.1.1 Hidreletricidade

A produção de energia elétrica nas usinas hidrelétricas está diretamente ligada ao regime hidrológico. Em períodos chuvosos a produção de energia elétrica tende a ser abundante, sendo possível estocar os excedentes de água para o atendimento, no futuro, do mercado consumidor. Estes reservatórios são denominados de acumulação ou de regularização. Por outro lado, nos períodos de estiagens, os rios tornam-se menos caudalosos e, como consequência, a produção de energia elétrica tende a ser menor, podendo ser necessária a utilização da água estocada nos reservatórios durante os períodos chuvosos anteriores.

O chamado aproveitamento em cascata é muito utilizado no Brasil, que possui centenas de rios com diferentes características. Em geral eles são extensos, caudalosos, perenes e alguns atravessando diversos estados, com grandes quedas ao longo dos seus cursos – topografia favorável à construção de grandes reservatórios de acumulação de água. Estas características potencializam o aproveitamento da energia hidrelétrica em vários pontos ao longo de um mesmo rio, otimizando o uso da água e caracterizando o aproveitamento em cascata.

Em função da localização geográfica dos inúmeros rios existentes no País e a proximidade aos centros de carga, constata-se que a maior concentração de usinas em operação se encontram na região Sudeste. A exceção é a região Amazônica, que apresenta grande concentração de rios mas poucas usinas em operação.

O SEB possui duas características importantes: complementaridade hidroló-

gica e forte sazonalidade da geração. A Energia Natural Afluente – ENA representa a estimativa da energia que pode ser gerada, segundo uma regra operativa específica, a partir das vazões naturais afluentes a cada usina do subsistema.

Ao analisar as ENAs para o período compreendido entre 1931 a 2005 por subsistema, representadas na Figura 1.1 [1], observa-se a acentuada variação da disponibilidade de energia ao longo do ano, demonstrando a sazonalidade dessa oferta.

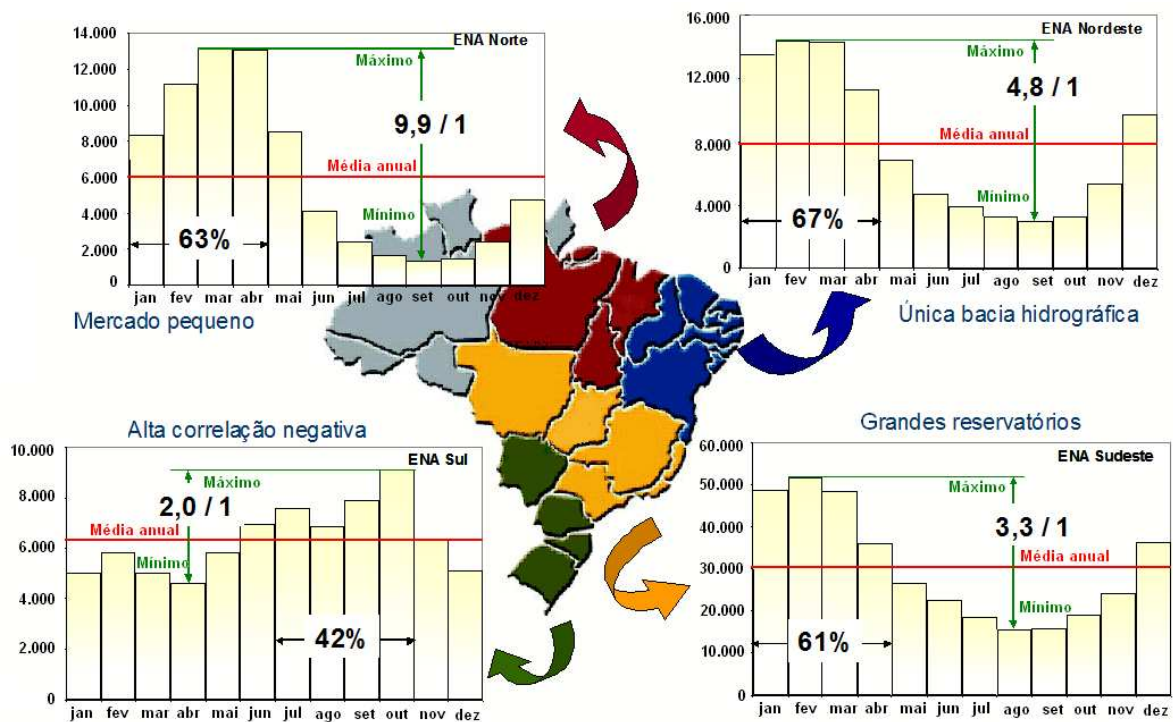


Figura 1.1: Diversidade hidrológica do SIN - Média histórica mensal da ENA, de 1931 a 2005

Nas regiões Sudeste/Centro-Oeste (onde a ENA é significativamente maior quando comparada com as demais regiões, por possuir a maior quantidade de usinas em operação), Nordeste e Norte existe claramente um período chuvoso, abundante em ENA entre os meses de dezembro a abril de cada ano, e um período seco, entre os meses de maio a novembro.

Essa relação se inverte na região Sul (cuja ENA é da mesma grandeza das regiões Nordeste e Norte), como pode ser observado em maior detalhe na Figura 1.2 [1], apesar dos períodos hidrológicos serem menos característicos.

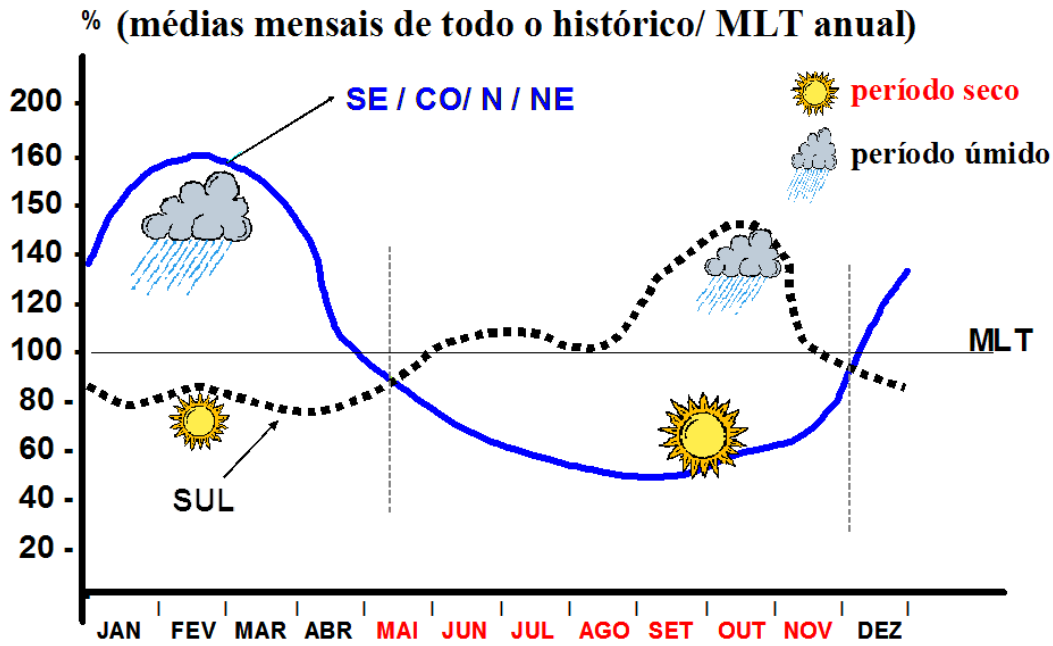


Figura 1.2: Complementaridade hidrológica entre os subsistemas

A Média de Longo Termo – MLT é a média verificada de todo o histórico para alguma métrica escolhida, neste caso a ENA, e é freqüentemente utilizada como forma de comparação percentual de alguma informação em relação ao que ocorreu no passado.

A seqüência de períodos secos e úmidos dentro de um mesmo ano justifica a construção de grandes reservatórios de regularização em decorrência da necessidade de guardar água quando esta é abundante, para usá-la na escassez regularizando as vazões afluentes às usinas. O conjunto de reservatórios atualmente existente no Brasil foi originalmente dimensionado a fim de suportar longos períodos secos futuros, semelhantes à ocorrência do período crítico do sistema, representado pelo pior período de estiagem do histórico - entre 1949 e 1956.

É imperativo garantir com antecedência o atendimento ao mercado consumidor dentro de um prazo adequado, para preparar o sistema para o período crítico do sistema. Por isso um conjunto de usinas é planejado de forma a apresentar regularização plurianual, a fim de atender durante cerca de 5 (cinco) anos o mercado de energia elétrica, acumulando água nos reservatórios durante os períodos chuvosos.

Adicionalmente, a identificação de potenciais e aproveitamentos hídricos (bacias não-inventariadas), o desenvolvimento de tecnologias para transmissão de gran-

des blocos de energia a longas distâncias, além da introdução de novas tecnologias de produção, exigem longo tempo de maturação até efetivamente resultarem em aumento da capacidade de atendimento do sistema.

Em um sistema onde grande parte da energia elétrica consumida é de fonte hidrelétrica existe um risco hidrológico, em razão da forte dependência do regime de chuvas, onde reduções nos índices pluviométricos podem provocar desabastecimento e desequilíbrios entre oferta e demanda. O uso indevido dos estoques estratégicos de água armazenados nos reservatórios pode comprometer o atendimento futuro do mercado consumidor, chegando-se a condições de racionamento de energia ou vertimento com impactos diretos na composição da tarifa do consumidor final de energia elétrica e rebatimentos sócio-econômicos importantes.

Desta forma, ter uma base geradora de fonte termelétrica é um importante instrumento de planejamento para o equilíbrio estável e dinâmico entre oferta e demanda. Neste contexto, a otimização dos recursos é fundamental. Seu principal objetivo é estabelecer uma gestão eficiente dos recursos hídricos disponíveis, contribuindo para minimizar o custo de operação do sistema e o risco de déficit de energia. De acordo com este processo, as usinas térmicas somente seriam acionadas nos períodos hidrológicos desfavoráveis (secos), quando a afluência ou água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas não fosse suficiente para suprir a demanda ou para uma eventual complementação no horário de carga pesada (período de ponta do sistema). Esse tipo de operação é chamado de complementação térmica.

1.1.2 Inserção da geração termelétrica

A complementação termelétrica em um sistema predominantemente hidrelétrico é utilizada durante as estações secas para aumentar a energia firme do sistema global. A energia firme é o maior valor possível de energia que uma usina ou subsistema é capaz de produzir continuamente supondo a ocorrência do pior período seco do histórico – período crítico, sem a ocorrência de déficits [2].

Outro conceito importante é o de energia secundária. Esta é o excesso de energia em relação à energia firme possível de ser produzido nas seqüências hidrológicas favoráveis, usualmente calculada como a diferença entre a geração média em todo o histórico de vazões e a energia firme [2], conforme Figura 1.3 [2].

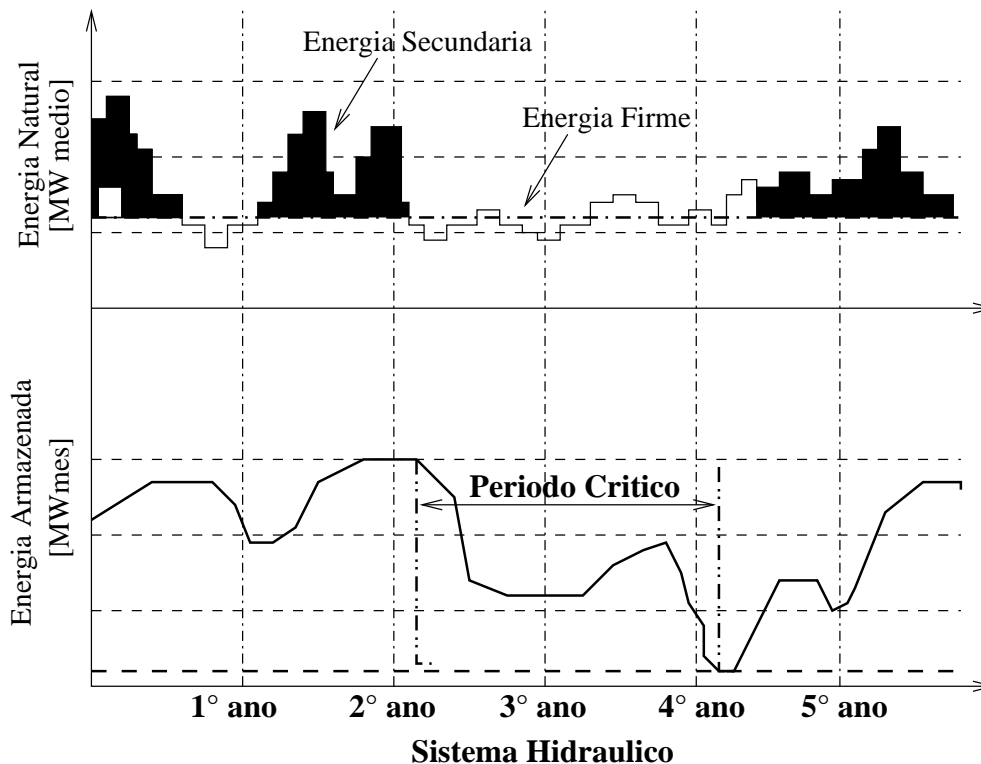


Figura 1.3: Energia firme e secundária de um sistema hidrelétrico

No caso de um sistema hidrotérmico, as usinas hidrelétricas operam com mais intensidade nas estações de chuva, quando as usinas termelétricas se mantêm inoperantes, para que a utilização da água seja mais eficiente sem a adição dos consideráveis custos de combustíveis das usinas termelétricas.

Como visto anteriormente, a presença de reservatórios de acumulação no sistema permite o atendimento de uma carga maior que os sistemas a fio d'água devido ao armazenamento das aflúncias dos meses de condição hidrológica favorável. As termelétricas integradas ao parque hidrelétrico exercem o mesmo efeito dos reservatórios, ou seja, firmam parte da energia secundária, permitindo uma operação global mais eficiente.

Significativa no país a partir do final da década de 90, a geração termelétrica é ilustrada pelas centrais nucleares, a gás natural, a óleo diesel e a carvão, entre outros. Seu papel no sistema brasileiro vem crescendo em importância devido a diversos fatores: abertura do setor elétrico para investimentos privados, escassez de projetos em geração hidráulica e transmissão e importantes interconexões com países vizinhos fornecedores de gás natural.

A energia termelétrica no Brasil tem utilizado como combustível, principal-

mente, o carvão (especialmente no Sul do país), o óleo combustível e o gás natural. O combustível com maiores perspectivas de aplicação no país, a médio prazo, é o gás natural. Isso se deve ao recente crescimento da oferta do insumo, uma vez que ele existe em abundância em alguns de nossos países vizinhos, novos bolsões de gás natural têm sido descobertos em território nacional, além da possibilidade de importação do gás natural liqüefeito – GNL.

Outro atrativo da utilização do gás natural são os preços competitivos (mesmo com a tendência, cada vez mais presente, de um realinhamento dos preços com os demais combustíveis disponíveis), assim como o curto tempo de implementação de centrais termelétricas a gás natural. Pode-se destacar também a possibilidade de se converter as usinas a gás natural para operarem, quando necessário, com outro combustível. São as chamadas usinas termelétricas bicomcombustível.

Entretanto, atualmente este processo de implantação tanto de gasodutos para o transporte do insumo como a compatibilização dos contratos de fornecimento entre as partes envolvidas (os exportadores do gás natural, as distribuidoras, as indústrias, o setor automotivo através do gás natural veicular – GNV, e o setor elétrico) está em andamento e a disponibilidade de gás natural para uso imediato como fonte de energia elétrica não é tão abundante como no futuro deverá ser.

No contexto das energias alternativas começaram a ser considerados mais recentemente no Brasil os sistemas de geração de energia elétrica a partir das biomassas (lenha, casca de arroz, restos de madeira, bagaço de cana etc). Sua maior aplicação está na cogeração industrial, a partir de resíduos do processo. Essas aplicações têm sido restritas a pequenos aproveitamentos, mas seu impacto na complementação termelétrica da hidreletricidade deverá aumentar ao longo do tempo.

Até o momento, a energia nuclear no Brasil limitou-se às centrais de Angra dos Reis, Angra I e II. Recentemente, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE aprovou a construção da usina de Angra III, apesar da oposição do Ministério de Meio Ambiente, com previsão de entrada em operação para 2013. Entretanto, ainda existem muitas discussões acerca da conveniência de prosseguir, ou não, com a usina (com uma potência instalada de projeto de 1.350 MW), que já consumiu substancial investimento e conta com muitos equipamentos adquiridos, o que implica em altos custos de conservação.

A geração de energia nuclear ainda tem encontrado grande oposição não só devido aos altos custos, como também pelos sérios problemas associados ao “lixo atômico” e à segurança, que têm levado a grandes esforços mundiais de pesquisa para “melhorar” esse tipo de energia.

Com relação às novas tecnologias renováveis para a geração de energia elétrica, as mais importantes no momento, com relação ao pequeno período necessário para sua implementação apesar do custo ainda elevado, são as energias eólica e solar, que têm sido viabilizadas tanto para suprimento de sistemas isolados, quanto para operação em paralelo com um sistema elétrico de potência. A longuíssimo prazo, a geração solar talvez seja considerada a forma não-convencional mais atraente de geração de eletricidade para o Brasil e para o mundo, por ser uma fonte de energia limpa, confiável, que requer pouca ou nenhuma manutenção e não consome nenhum combustível.

1.1.3 Benefícios da transmissão

A característica hidrológica do SEB também justificou a construção das principais linhas de transmissão que interconectam as bacias hidrográficas das diversas regiões aos principais centros de carga. As interligações Sul-Sudeste em 1981, Norte-Nordeste em 1982 e, posteriormente em 1999 a Interligação Norte-Sul, permitiram a integração eletroenergética das quatro regiões geográficas do País [3].

Interconexões elétricas representam um meio eficiente de melhorar o desempenho de sistemas de geração renovável uma vez que permitem uma operação integrada objetivando o melhor uso dos recursos disponíveis. O sistema elétrico interconectado é a base do sucesso do SEB. Com predominância de média e longa distâncias, interliga diversas bacias hidrográficas, algumas apresentando sensíveis diferenças sazonais. Nesses casos, as interconexões podem ser consideradas uma espécie de “vias de água” ou “reservatórios virtuais”, por permitirem a operação de reservatórios de maneira integrada.

A interligação Norte-Sul é um exemplo de sucesso desse tipo de interconexão no Brasil. Com 500 kV de tensão e cerca de 1.000 km de comprimento, ela foi projetada para permitir a transferência de aproximadamente 1.000 MW de energia por cada um dos três circuitos, e baseia-se nas diferentes características de sazonalidade

hidrológica das regiões mais ao norte do País em relação as do sul.

As características das bacias hidrográficas brasileiras e a distribuição regional do mercado de energia elétrica conferem ao sistema de transmissão uma importância singular viabilizando as transferências de energia a longas distâncias, podendo-se substituir a geração térmica complementar e até mesmo postergando a construção de novas usinas.

1.2 Panorama geral

As peculiaridades descritas anteriormente são restritas apenas ao SIN, mas todos os sistemas elétricos hidrotérmicos possuem as seguintes características [4]:

- Acoplamento temporal: as decisões no presente afetam os custos de operação do futuro;
- Estocasticidade: devido à incerteza em relação as afluências futuras, que se agrava com a extensão do horizonte de planejamento;
- Acoplamento espacial: ao contrário das usinas térmicas, as usinas hidrelétricas são afetadas pela forma como estão dispostas espacialmente. Isto ocorre porque as usinas hidrelétricas são construídas ao longo do curso dos rios, a maioria delas dispostas em cascatas. Assim, a operação das usinas a montante em um rio afeta diretamente a usinas de jusante, já que suas afluências dependem do deplecionamento das usinas de montante.

Entretanto, cada sistema tem suas características específicas que os diferenciam e tornam o problema cada vez mais complexo, muitas vezes necessitando de ferramentas específicas para sua solução.

Enquanto no Brasil há uma forte dependência das condições hidrológicas devido ao seu viés hidrelétrico, outros países que também têm forte contribuição na geração hidrelétrica mundial, Figura 1.4 [5], têm outras preocupações.

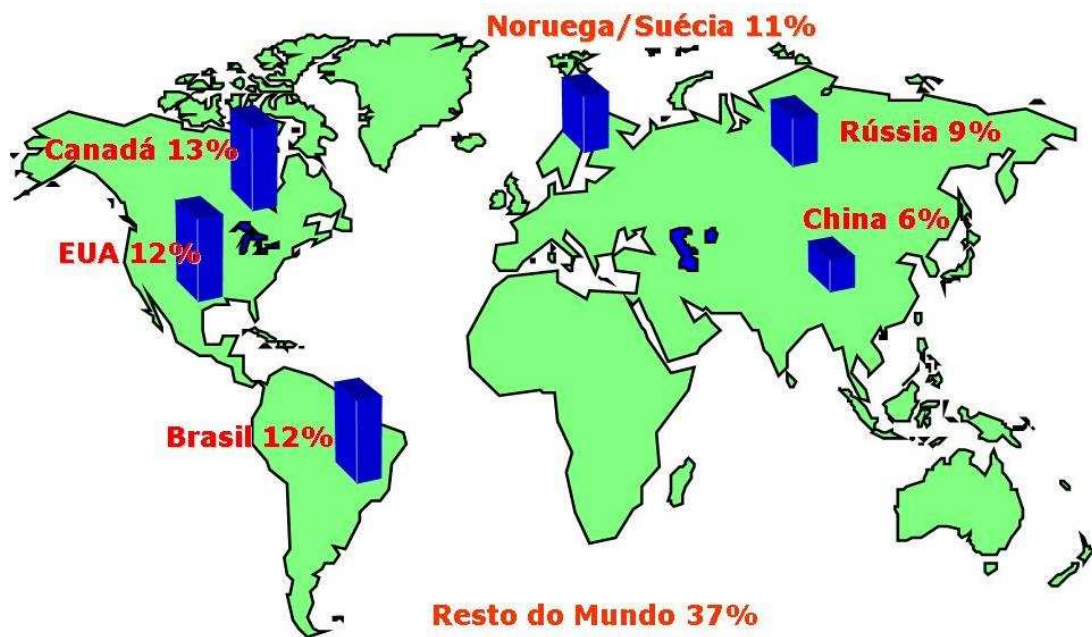


Figura 1.4: Participação na geração hidrelétrica mundial - Ano 2000

Em países como o Canadá e a Noruega essa dependência também existe mas em relação ao degelo das regiões mais ao Norte do país, que serve como principal fonte de água para a utilização eletroenergética. Países como a Itália, que vem de um processo de abandono da utilização da energia nuclear, apesar de também possuir uma base hidrotérmica tem como contraponto uma forte participação das usinas térmicas a gás natural em sua matriz energética. No Brasil o percentual de participação das centrais termelétricas no Balanço Energético Nacional de 2007 (ano base 2006) - BEN 2007 [6] é de 15%, muito diferente da tendência mundial (mais de 80%).

Com isso, definir um único método para solução do problema de otimização do despacho como o melhor de todos é desaconselhável. Modelos de otimização baseados em subsistemas equivalentes [7], usinas individualizadas [8, 9] e representações híbridas [10] são continuamente estudados, alguns inclusive estão em utilização no setor, tendo cada um sua aplicação específica de acordo com os fins desejáveis. A maldição da dimensionalidade [11] ainda existe mas é contornada com a utilização de técnicas como a Programação Dinâmica Dual Estocástica [12, 13, 14] ou avanços tecnológicos como o processamento paralelo de informações.

O Brasil é um dos países que mais avança nos estudos relacionados a modelos de otimização, técnicas de geração de séries hidrológicas sintéticas e de solução do

problema de despacho hidrotérmico, como consequência das características específicas que conferem complexidade única para o planejamento e operação do SIN.

1.3 Representação atual

A configuração atual do SEB, apresentada na Figura 1.5 [1], está dividida entre o SIN, que atende cerca de 98% do mercado de energia elétrica do País e os Sistemas Isolados, compostos por cerca de 300 localidades eletricamente isoladas umas das outras que atendem os mercados de energia elétrica da região amazônica, correspondendo a cerca de 2% do consumo total brasileiro.

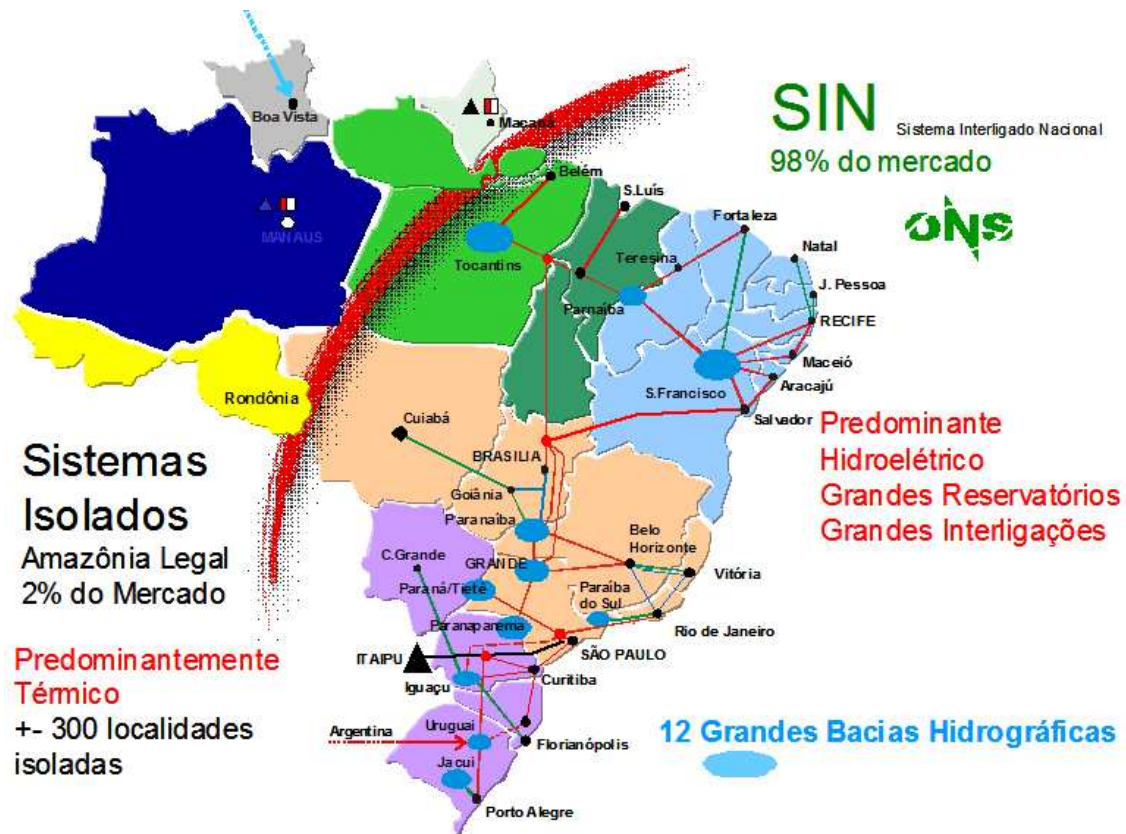


Figura 1.5: Configuração atual do SIN

Com relação à modelagem adotada atualmente no modelo de otimização, as variáveis de estado do problema podem ser definidas como aquelas que são suficientes para melhor representar o mesmo. No problema abordado, pelo menos dois tipos de variáveis de estado devem ser representadas: os armazenamentos nos reservatórios e a tendência hidrológica (informação acerca das vazões ou energias passadas) [4].

Entretanto, o número de combinações destas variáveis de estado tornava inviável a modelagem das usinas individualmente nos estudos de médio prazo (maldição da dimensionalidade [11]). Assim, optou-se no passado por agregar o SIN em reservatórios equivalentes de energia, em vez de se modelar todas as usinas hidrelétricas individualmente, reduzindo-se a combinação dos estados do problema.

O modelo de agregação em reservatórios equivalentes baseia-se na estimativa da energia que pode ser gerada pelo deplecionamento total dos reservatórios do sistema a partir de uma combinação de níveis de armazenamentos iniciais. Esta variável, expressa em MWmed (MWmês ou MWmédios), denomina-se energia armazenada – EAR. A energia máxima que pode ser armazenada nos reservatórios chama-se energia armazenável máxima – EARmáx.

Após a agregação dos reservatórios das usinas em reservatórios equivalentes de energia, o próximo passo é agregar as aflúncias às usinas em energias naturais afluentes. Como já explicado anteriormente, esta energia corresponde à estimativa da energia que pode ser gerada com todas as vazões afluentes a cada um dos reservatórios que compõem aquele reservatório equivalente.

O sistema equivalente de energia é, portanto, uma metodologia utilizada para agregar diversas usinas com reservatório e a fio d'água em sistemas maiores, cuja representação é feita em termos de energias afluentes em vez de vazões afluentes. A Figura 1.6 [1] ilustra os componentes de um modelo de reservatório equivalente, que serão detalhados posteriormente ao longo do trabalho.

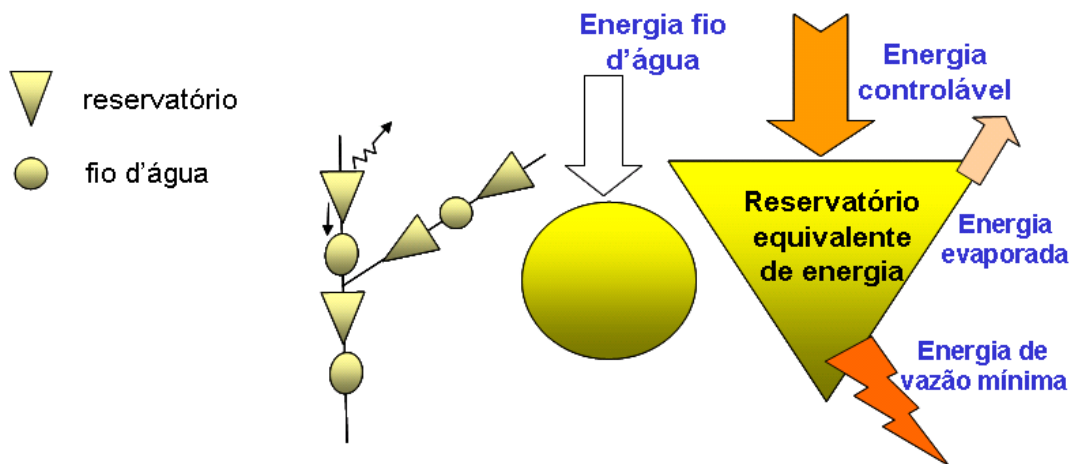


Figura 1.6: Sistema equivalente de energia

A representação em sistemas equivalentes pressupõe uma condição hidrológica semelhante para as diferentes usinas que compõem um mesmo subsistema. Entretanto, na modelagem atual este princípio é aplicado com aproximações, a partir do momento que os subsistemas podem ser formados por mais de uma (sub)bacía e assim apresentar comportamentos distintos entre si.

A diversidade hidrológica existente entre as bacias (tais como Paraná, Parana-panema, Tietê, Paranaíba, Grande, Tocantins e São Francisco - Figura 1.7 [1]) torna importante a investigação da representação das mesmas separadamente. Assim, o detalhamento do SIN a ser apresentado neste estudo se inicia com a representação em subsistemas equivalentes de algumas das importantes (sub)bacías existentes.



Figura 1.7: Bacias hidrográficas

1.4 Objetivos

Este trabalho visa o estudo de uma modelagem diferente para o SIN, representando-o mais detalhadamente no modelo NEWAVE [7] e investigando o impacto na operação do sistema, principalmente no que diz respeito à diversidade hidrológica e representação da transmissão, observando diversos indicadores tipicamente encontrados em estudos do setor.

Numa primeira etapa, objetiva-se avaliar indicadores das condições de suprimento do SIN (como custo total de operação, vertimento, geração hidráulica, geração térmica, intercâmbios, energia não suprida, energia armazenável máxima, entre outros) com vistas a uma maior aderência à realidade operativa.

A análise desta representação e sua influência nos resultados servirão na conceituação e classificação da mesma em comparação com a modelagem atualmente utilizada pelo setor elétrico no planejamento energético de médio prazo.

Desta forma, este estudo tem por objetivo verificar o impacto que o maior detalhamento da modelagem energética e posteriormente elétrica do SIN, através da representação de (sub)bacias como subsistemas e dos limites de intercâmbio entre os mesmos, teria na operação apresentada pelo modelo de otimização de médio prazo.

Faz parte do escopo do estudo comparar os resultados da modelagem proposta com a vigente, a fim de avaliar a viabilidade de adoção dessa representação nos estudos energéticos de médio prazo, em complementação/substituição à atual.

Pretende-se, portanto, estudar um tema de grande interesse do setor elétrico. Vislumbram-se como desafios:

- Testar a funcionalidade de acoplamento hidráulico do modelo de otimização;
- Modelar uma nova repartição dos subsistemas entre as (sub)bacias que o compõem;
- Sistematizar a repartição do mercado dos subsistemas entre as (sub)bacias que o compõem, e;
- Definir as capacidades de intercâmbio entre os novos subsistemas, de modo a representar o intercâmbio entre os subsistemas originais.

1.5 Estrutura

No Capítulo 2, uma breve introdução conceitual do planejamento energético é realizada, juntamente com a apresentação das soluções disponíveis para o problema do planejamento e operação do SEB.

No Capítulo 3, a apresentação teórica sobre o acoplamento hidráulico e seu impacto nas variáveis do modelo são demonstrados e é apresentada a modelagem

atual do SIN. Ainda neste capítulo são apresentados os critérios adotados para a representação de limites de intercâmbio, carga própria para cada um dos novos subsistemas criados e montantes de geração não despachada centralizadamente (geração de pequenas usinas), de acordo com a modelagem hidráulica apresentada.

No Capítulo 4 é apresentado o caso de referência do estudo e a versão do modelo de otimização a ser utilizada no estudo e são discutidas as representações propostas em cada caso, com a análise comparativa dos resultados das simulações.

Os comentários finais acerca dos resultados, as conclusões e sua aplicabilidade no setor elétrico são apresentados no Capítulo 5, seguidos de propostas para trabalhos futuros que podem ser realizados em continuação a este trabalho.

Capítulo 2

Planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos

O objetivo do planejamento da operação energética é a utilização ótima dos recursos disponíveis para a geração de energia elétrica, propiciando um serviço com alto grau de confiabilidade e custo reduzido à sociedade. Este último está associado ao custo variável unitário – CVU (custo de despacho das usinas térmicas por unidade de energia) mais o chamado custo de déficit, que tenta refletir as perdas econômicas que o déficit de energia representa para o país.

Para esse fim, uma série de critérios de otimização podem ser adotados no planejamento da operação, dentre os quais se destacam [15]: minimização do custo de déficit, maximização do lucro de uma empresa, garantia da segurança e confiabilidade do sistema, diminuição dos impactos ambientais, entre outros.

O procedimento mais comum é escolher um critério principal para ser otimizado e incluir restrições ao problema de forma que os demais critérios sejam atendidos de forma satisfatória. Abordagens multi-objetivo também vêm sendo estudadas [16, 17, 18, 19, 20], principalmente utilizando técnicas de busca exaustiva por algoritmos evolucionários (redes neurais, algoritmos genéticos etc).

O critério em vigor no planejamento da operação do SEB é o de minimização dos custos operativos. Critérios de segurança e ambientais estão presentes por meio da adição de uma série de restrições operativas para os reservatórios e as usinas.

O planejamento da operação de sistemas puramente termelétricos visa minimizar o custo de operação do sistema através da redução e priorização do consumo de combustíveis. Teoricamente, o problema pode ser facilmente resolvido através da ordenação das unidades geradoras em função dos seus custos operativos, onde cada MWmed adicional de carga é atendido pela unidade geradora disponível com menor custo operativo [10]. Na prática, o problema real é mais complexo, devido a outros fatores como o custo de entrada em operação, limite nas taxas de tomada de carga dos geradores, limitações de transmissão, restrições ambientais, tempos mínimos e máximos de operação, tempo de resfriamento etc [2].

Em sistemas puramente hidrelétricos os custos de operação podem estar associados ao pagamento pela utilização da água estocada ou a custos de penalização que refletem o não atendimento à carga própria.

Em sistemas hidrotérmicos todas as dificuldades relacionadas anteriormente devem ser equacionadas ao mesmo tempo, considerando o fato de que o benefício da utilização da água estocada nos reservatórios em um determinado instante é medido em função da economia de combustível das térmicas e déficits futuros.

Considerando que a disponibilidade de energia armazenada em um sistema é limitada pela capacidade de seus reservatórios cujas afluências futuras são desconhecidas, conclui-se que uma decisão de operação em uma determinada etapa deve ser função das conseqüências futuras desta decisão.

Se a opção do operador for priorizar a geração hidráulica no estágio atual, o armazenamento no final do estágio será baixo, o que implica em um custo imediato também mais baixo. No entanto, o custo futuro esperado será bastante alto, já que as afluências futuras são desconhecidas e a probabilidade de se ter que utilizar geração termelétrica de maneira complementar é maior. Se, no entanto, a opção for priorizar a geração termelétrica no estágio atual, o custo imediato certamente será mais alto, mas o custo futuro esperado será muito mais baixo, já que foi mantido o nível dos reservatórios que poderá ser utilizado no futuro.

Assim, a geração utilizando combustíveis fósseis é evitada sempre que possível, já que a água disponível nos reservatórios é, *a priori*, gratuita. No entanto, ao contrário dos combustíveis fósseis, a quantidade de água que estará disponível no futuro é incerta. Conseqüentemente, se a água disponível nos reservatórios for uti-

lizada no estágio presente e as afluições no futuro forem baixas as usinas térmicas serão despachadas, ainda com algum risco de não atendimento da demanda.

Por outro lado, se a água disponível nos reservatórios não for utilizada no estágio atual, optando-se pela geração térmica, e as afluições futuras forem elevadas, as usinas possivelmente serão obrigadas a verter, o que significa desperdiçar energia. Esta situação é conhecida como “Dilema do operador” e um exemplo ilustrativo das possíveis decisões e suas conseqüências é mostrado na Figura 2.1 [1].

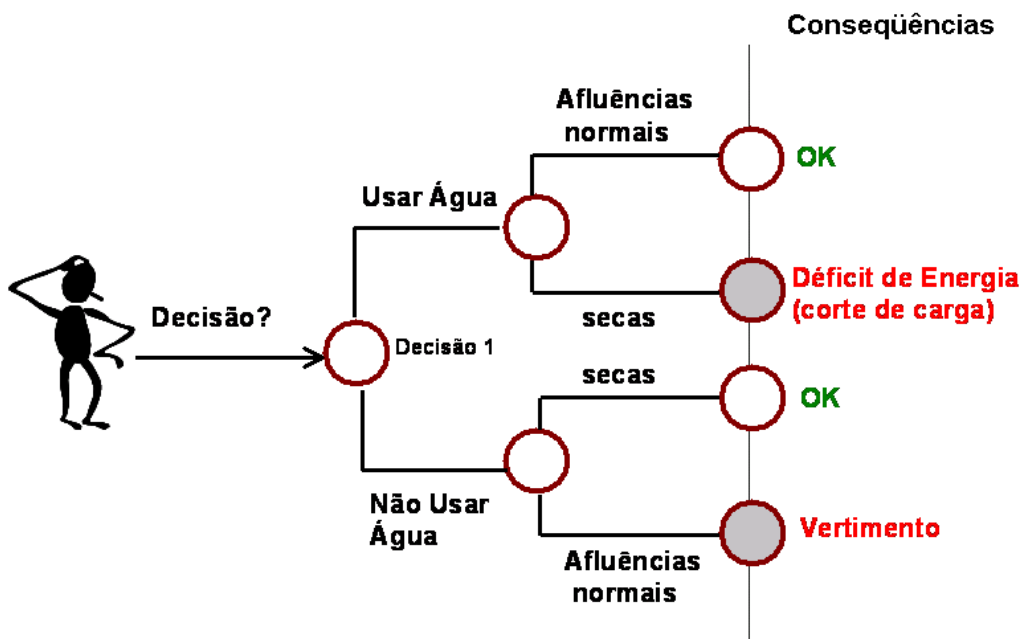


Figura 2.1: Processo de decisão em um sistema hidrotérmico

Devido à incerteza associada às afluições futuras aos aproveitamentos, ao impacto das decisões tomadas em um determinado instante no futuro e à não-linearidade das funções de produção de energia das usinas hidrelétricas, bem como devido ao número de aproveitamentos e ao número de estágios considerados, o problema da operação de sistemas hidrelétricos é um problema de grande porte. Isto obriga a adoção de simplificações que consistem na divisão em subproblemas com diferentes horizontes de estudo [2].

A modelagem é em geral dividida em diversas etapas, onde em cada uma delas é adotado um horizonte de planejamento diferente, e, também, uma representação da estocasticidade das afluições e das não linearidades do problema com diferentes graus de detalhamento, Figura 2.2 [1].

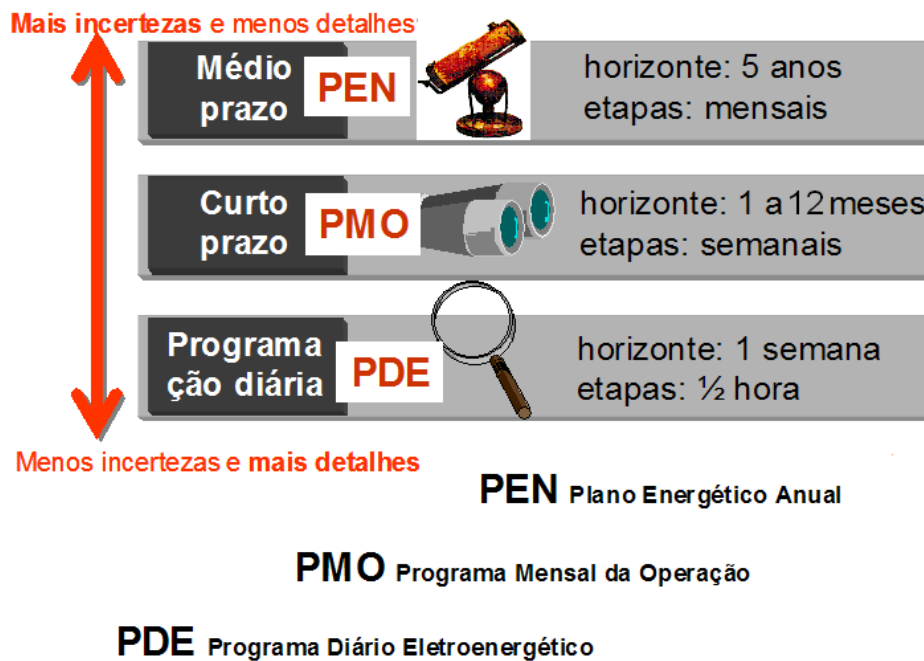


Figura 2.2: Modelagem de sistemas hidrotérmicos no planejamento da operação

Segue uma descrição de cada um dos subproblemas [10]:

- **Planejamento da operação de médio prazo:** nesta fase o horizonte de estudo é de (5) cinco anos discretizado em etapas mensais. As usinas hidrelétricas que compõem cada sistema são representadas de forma agregada (subsistemas equivalentes) e faz-se uma representação detalhada do processo estocástico de energias afluentes para cada um dos subsistemas. Além disto, os sistemas podem trocar energia entre si até um limite máximo de intercâmbio. Desta etapa resulta uma função multivariada que define o valor econômico da energia armazenada em função dos níveis de armazenamento e afluência aos meses passados, chamada função de custo futuro – FCF e tratada mais adiante;
- **Planejamento da operação de curto prazo:** o horizonte, neste caso, é de alguns meses e a incerteza relacionada às afluências aos reservatórios é representada através de uma árvore de vazões. Nesta etapa, as usinas são representadas de forma individualizada. O objetivo é, a partir da FCF gerada pelo modelo de médio prazo em um estágio que coincide com o final do horizonte do modelo de curto prazo, gerar uma função que retrate o valor econômico da

água armazenada nos reservatórios em função dos níveis de armazenamento dos reservatórios;

- **Programação diária da operação:** nesta etapa, o horizonte é de apenas alguns dias, discretizados em etapas horárias, de meia em meia hora ou em patamares. Não é representada a incerteza das vazões. Em contrapartida, o parque hidrotérmico é representado de forma detalhada, levando-se em conta as restrições relativas as máquinas e turbinas, tais como: tomada e alívio de carga, faixas operativas das turbinas, entre outras. A rede de transmissão é representada com maior precisão (de forma linear). A FCF gerada pelo modelo de curto prazo no estágio que coincide com último estágio do modelo de programação diária é utilizada para definir-se a meta de geração de cada unidade geradora.

Vale lembrar que o problema de otimização de médio prazo deve estar acoplado a um modelo que possa gerar séries sintéticas de vazões afluentes às usinas hidrelétricas individualizadas ou de energia afluentes aos sistemas equivalentes, de maneira que a estocasticidade das afluições possa ser bem representada. Atualmente, o modelo que tem mostrado o melhor desempenho na geração das séries sintéticas é o modelo auto-regressivo periódico – PAR(p) [21] da família Box-Jenkins [22], por conseguir representar de maneira eficaz a probabilidade de ocorrência dos períodos críticos de afluições, nos quais o sistema é mais estressado [23].

Diversos trabalhos na literatura técnica abordam algoritmos para otimização da operação de sistemas hidrotérmicos através do uso de programação linear – PL, programação dinâmica – PD, programação não-linear – PNL, entre outros [24, 25, 26, 23, 27, 28, 29, 30, 31, 32]. No item a seguir, a evolução das metodologias aplicadas ao problema de despacho ótimo do SEB é apresentada.

2.1 Modelo de planejamento do SEB

A produção energética de um sistema hidrotérmico depende da série cronológica de vazões afluentes às diversas usinas hidrelétricas que compõem o sistema. O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, no planejamento da operação energética, utiliza séries sintéticas de vazões afluentes em seus estudos, obtidas a

partir do histórico de vazões naturais às diversas bacias que são medidas e registradas desde 1931. A produção das séries sintéticas é baseada em modelos estocásticos e, portanto, a programação da operação das usinas utiliza técnicas probabilísticas.

O planejamento e coordenação destes recursos era, entre 1974 e 1978, realizado utilizando uma curva-guia baseada na pior seca já ocorrida no histórico de vazões. Em 1977, a Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPTEL, concluíram o desenvolvimento de um modelo baseado em Programação Dinâmica Estocástica – PDE. A PDE é uma aplicação da Programação Dinâmica – PD a problemas nos quais o futuro é modelado como um conjunto de cenários possíveis.

Programação Dinâmica é uma técnica que envolve a otimização de problemas que podem ser modelados por uma seqüência de decisões. Foi formulada em 1957 por Bellman [11] como resultado do estudo de problemas de programação nos quais as decisões são tomadas, normalmente, ao longo do tempo, razão principal da denominação “Programação dinâmica”.

O objetivo da otimização é determinar a política (constituída por uma seqüência de decisões, uma para cada estágio) ótima que satisfaça de forma plena o objetivo global do sistema em seus “n” estágios. O “Princípio da Otimalidade de Bellman” garante que uma política ótima deve ter a propriedade de que, independentemente do percurso tomado para chegar a um determinado estado, as decisões restantes devem constituir-se numa política ótima a partir daquele estado.

Para se implementar este princípio, parte-se do último estágio e determina-se a melhor política a partir de cada estado, em cada um dos estágios. A otimalidade de cada decisão é baseada no conhecimento prévio de todas as possibilidades futuras e suas conseqüências. Assim, basta que as etapas sejam estudadas em sentido contrário, ou seja, do futuro para o presente, para que seja satisfeito o “Princípio da Otimalidade de Bellman”.

Ocorre, porém, que o problema do planejamento é estocástico, não se conhecendo previamente as energias afluentes futuras, mas apenas sua distribuição de probabilidades condicionada às energias afluentes dos meses anteriores, o que torna necessário utilizar o algoritmo de PDE aplicado em problemas de decisão sob incerteza.

A principal desvantagem da PD é a chamada “Maldição da Dimensionalidade” [11], resultante da necessidade da enumeração exaustiva de todas as possibilidades. Entretanto, a abordagem para o planejamento energético através da PDE sofre ainda mais com este problema do que a sua versão determinística, uma vez que o número de cenários futuros aumenta o número de combinações dos estados do problema. Este modelo foi adotado no SEB, após intensa validação, a partir de 1979 [4]. Cabe ressaltar que o modelo desenvolvido não considerava o intercâmbio entre as regiões do SIN como variável de decisão do problema.

Desde então vários estudos foram realizados com o objetivo de considerar os intercâmbios como variáveis de decisão no problema de otimização. Finalmente, em 1985, a Programação Dinâmica Dual Estocástica – PDDE foi proposta [12, 13, 14]. Esta metodologia utiliza a técnica de Decomposição de Benders [33] e a geração das afluências a partir de um modelo auto-regressivo periódico – PAR(p) [21] em que as afluências anteriores a cada reservatório, ou as energias afluentes passadas a cada subsistema, são variáveis de estado.

Portanto, o problema da operação hidrotérmica no planejamento energético é representado por um problema de otimização e resolvido atualmente por PDDE, onde em cada estágio será resolvido um problema de programação linear [7, 10, 12, 14], conforme o esquema simplificado observado a seguir:

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

s.a.:

- Equações de Atendimento à Demanda;
- Equações de Balanço Hídrico;
- Restrições Operativas (específicas de usinas hidráulicas e térmicas, além de limites de intercâmbio);
- Função de Custo Futuro – FCF.

A função objetivo consiste na minimização do custo total de operação, representado pelo CVU das usinas termelétricas e eventuais penalizações por cortes no fornecimento de energia. Como adota-se a PDDE, o problema é dividido em

vários subproblemas, um para cada estágio. A função objetivo do subproblema para um determinado estágio t corresponde a minimizar o custo de operação presente, associado a este estágio t , e o custo futuro, que vai desde o estágio seguinte, $t+1$, até o último estágio do horizonte de estudo.

O custo futuro, que faz o acoplamento temporal da resolução do problema, é representado por uma função linear por partes, a função de custo futuro – FCF, aproximada pelos Cortes de Benders [33], supondo como variáveis de estado o armazenamento inicial e as afluências anteriores ao estágio analisado [10].

Esta função, para o estágio t , representa o valor esperado do custo de operação desde o estágio seguinte, $t+1$, até o fim do horizonte de estudo, em função do estado dos diversos subsistemas. Deste modo não há necessidade de discretizar todos os estados, o que dificultaria a resolução do problema devido ao grande número de subproblemas que haveria para resolver (maldição da dimensionalidade [11]).

As restrições do problema de programação linear limitam o conjunto de soluções possíveis e são representadas pelas equações de balanço e as equações de restrições operativas, tais como: Equação de Balanço Hídrico, Equação de Atendimento à Demanda, Equação de Geração Hidráulica Máxima e Equação dos Nós Fictícios. A Função de Custo Futuro é representada pelas Equações de Cortes de Benders [33].

A seguir são apresentadas estas equações relativas à solução do problema de despacho hidrotérmico, conforme [10, 34].

Função Objetivo

Como pode ser observado na equação 2.1, a seguir, a penalização por uma energia não suprida – EENS funciona como uma usina térmica com CVU igual ao custo de déficit, onde se penaliza o não atendimento à demanda com custos diferentes de acordo com a profundidade do corte de carga, os patamares de déficit.

Desta forma, é como se fossem incorporadas ao sistema um número igual a NPFD (número de patamares de déficit) usinas térmicas, cada uma com um custo de operação diferente que reflete o impacto financeiro para a sociedade que o não recebimento de determinado percentual daquela energia poderia causar.

$$z_t = \min \left\{ E \left[\sum_{i=1}^{NSIS} \sum_{j=1}^{NPMC} \left[\sum_{k=1}^{TCL SIS_i} \psi_{T_{i,k}} \cdot g_{T_{i,k,j,t}} + \sum_{l=1}^{NPDF} \psi_{D_{i,l}} \cdot def_{i,l,j,t} \right] + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1} \right] \right\} \quad (2.1)$$

Onde:

- α_{t+1} : Custo futuro [R\$];
- β : Taxa de desconto mensal [%];
- $def_{i,l,j,t}$: Déficit no sistema i , no patamar de déficit j , no patamar de carga k e no estágio t [MWmed];
- $g_{T_{i,k,j,t}}$: Geração térmica da classe térmica j , do sistema i , no patamar de carga k e no estágio t [MWmed];
- NPDF : Número de patamares de déficit;
- NPMC : Número de patamares de mercado;
- NSIS : Número de subsistemas;
- $\psi_{D_{i,l}}$: Custo de déficit para um corte de carga no sistema i e patamar de déficit j [R\$/MWh];
- $\psi_{T_{i,k}}$: Custo de operação associado à classe térmica j do sistema i [R\$/MWh];
- $TCL SIS_i$: Número total de classes térmicas do sistema i . Uma classe térmica representa um grupo de usinas térmicas que apresentam o mesmo custo de operação. Portanto, a geração térmica mínima da classe térmica i corresponde à soma das gerações mínimas das suas usinas;
- z_t : Custo esperado de operação no estágio t [R\$].

Logo, a função objetivo exposta anteriormente retrata o objetivo do planejamento dos sistemas hidrotérmicos, que é atender a carga própria com o menor custo operativo. Isto corresponde à minimizar o custo total de operação do estágio em que o planejador/operador se encontra até o fim do horizonte de planejamento, operação que é repetida para todos os estágios deste horizonte.

Restrições da função objetivo:

Além das restrições próprias das variáveis envolvidas, como limites de intercâmbio por tronco e sentido de interligação, de geração térmica por usina, de energia armazenada por subsistema etc, ainda existem outras restrições que são impostas para adequar o problema aos objetivos da aplicação desejada. São elas:

Equações de Balanço Hídrico – EBH

(uma restrição para cada aproveitamento hidráulico i)

A energia armazenada no final do estágio t é dada pela energia armazenada no início do estágio mais a energia afluyente total menos o desestoque e as perdas. O desestoque é dado pela geração hidráulica e vertimento, que são variáveis de decisão, e, também, pela energia fio d'água e energia de vazão mínima, que são incondicionais.

As perdas são representadas pela energia evaporada e pela energia gasta com o enchimento de volume morto nos reservatórios que estão entrando em operação no estágio t . Algumas dessas variáveis podem ser observadas na Figura 1.6 - Item 1.3.

A energia afluyente menos a energia fio d'água resulta na energia controlável, dada por $\gamma_i \cdot EAF_{i,t}$. A energia controlável, a energia de vazão mínima e a energia evaporada devem ser corrigidas pelos suas respectivas parábolas de correção. Estas têm como objetivo corrigir variáveis como a energia controlável, a energia de vazão mínima, a energia evaporada e a geração hidráulica máxima em função da energia armazenada no sistema que se modifica durante a simulação da operação.

Sem considerar o fator de correção e escrevendo as variáveis de decisão do lado esquerdo da igualdade, a equação de balanço hídrico pode ser escrita, de maneira simplificada, da seguinte forma:

$$ea_{t+1}^i + \sum_{j=1}^{NPMC} \left[ghids_{i,j,t} \right] + evert_{i,t} = EA_t^i + \gamma_i \cdot EAF_{i,t} - \quad (2.2)$$
$$EVMIN_{i,t}(EA_t^i) - EVP_{i,t}(EA_t^i) - EVM_{i,t}$$

Onde:

- $EA_{i,t}$: Energia armazenada no sistema i no estágio t [MWmês];
- $EAF_{i,t}$: Energia afluyente ao sistema i no estágio t [MWmed];
- ea_{i+1}^i : Energia armazenada no final do estágio t no sistema i [MWmês];
- $evert_{i,t}$: Energia vertida pelo sistema i no estágio t [MWmed];
- $EVM_{i,t}$: Energia de volume morto no sistema i no estágio t [MWmed];
- $EVMIN_{i,t}$: Energia de vazão mínima do sistema i associada ao armazenamento no estágio t [MWmed];
- $EVP_{i,t}$: Energia evaporada no sistema i no estágio t [MWmed];
- γ_i : Fator de separação da energia afluyente controlável da energia afluyente total do sistema i ;
- $ghids_{i,j,t}$: Geração hidráulica do sistema i , no patamar j e período t [MWmed].

Equações de Atendimento à Demanda – EAD

(uma equação para cada sistema i e para cada patamar de mercado k)

A equação de atendimento a demanda visa determinar a maneira como a demanda líquida será atendida considerando: a geração hidráulica e térmica, déficit e intercâmbios. Como demanda líquida, deve-se entender a carga própria do sistema abatida a geração de pequenas usinas, a geração térmica mínima e a geração das usinas submotorizadas.

Esta energia relativa à geração das usinas submotorizadas corresponde à energia gerada pelas unidades das novas usinas hidrelétricas que estão entrando no sistema, que contudo não possuem capacidade disponível para gerar a potência de base que é um dado físico de cada usina [10].

Antes de atingir a potência de base, a usina é tratada como submotorizada. Adicionalmente, da demanda líquida deve ser abatida a geração incondicional proveniente das usinas fio d'água (energia a fio d'água) e a geração para atendimento de requisitos de vazão mínima (energia de vazão mínima).

$$ghids_{i,k,t} + \sum_{j=1}^{TCL SIS_i} \left[g_{T_{i,j,k,t}} \right] + \sum_{j=1}^{NPDF} \left[def_{i,j,k,t} \right] - \sum_{j=1}^{NSIS} \left[int_{i,j;k;i \neq j,t} \right] + (2.3)$$

$$\sum_{i=1}^{NSIS} \left[int_{j,i;k;i \neq k,t} \right] - exc_{i,k,t} = (DEMLIQ_{i,k,t} - (1 - \gamma_i) \cdot (EAF_{i,t}) -$$

$$EVMIN_{i,t}(EA_i^i)) \cdot FPENG_{k,t}$$

Onde:

- $int_{i,j;k;i \neq j,t}$: Intercâmbio do sistema i para sistema j , no patamar de carga k , sendo sempre i diferente de j [MWmed] no período t ;
- $exc_{i,k,t}$: Excesso de energia no sistema i , patamar de mercado k e período t [MWmed]. Gerado quando a soma da energia gerada fio d'água e vazão mínima excede a demanda líquida;
- $DEMLIQ_{i,k,t}$: Demanda líquida do sistema i no patamar de carga k , igual à demanda bruta ponderada pela profundidade do patamar abatida da geração de pequenas usinas, geração térmica mínima e submotorização [MWmed];
- $FPENG_{k,t}$: Duração do patamar de carga k no período t [pu].

A variável de decisão $exc_{i,k,t}$ é inserida no problema como uma variável de folga para a situação em que a demanda líquida a ser atendida for menor que a soma da energia fio d'água e a energia de vazão mínima.

Equações da Função de Custo Futuro – ECOR

(uma equação para cada corte de Benders j)

A descrição da forma como os coeficientes de corte utilizados nas restrições de custo futuro são obtidos é discutida em [10], onde a PDDE é discutida de maneira mais detalhada.

$$\alpha_{t+1} \geq W^j + \sum_{i=1}^{NSIS} \left(\left(\pi_V^{j,i} \right)_{t+1} \cdot ea_{t+1}^i + \left(\pi_{EAF1}^{j,i} \right)_{t+1} \cdot EAF_{i,t} + \dots + \left(\pi_{EAF_p}^{j,i} \right)_{t+1} \cdot EAF_{i,t-p+1} \right) \quad (2.4)$$

Onde:

- $\left(\pi_{EAF_p}^{j,i}\right)_t$: Coeficiente de j-ésimo corte construído no estágio t associado ao afluência do p-ésimo estágio passado ao sistema i ;
- $\left(\pi_V^{j,i}\right)_t$: Coeficiente de j-ésimo corte construído no estágio t associado ao armazenamento do sistema i ;
- W^j : Termo constante do Corte de Benders [R\$].

Restrições de Geração Hidráulica Máxima Controlável – GHC (uma restrição para cada sistema i e patamar de mercado k)

Estas restrições definem o máximo de geração hidráulica controlável de cada um dos sistemas em cada um dos patamares de mercado. A geração hidráulica máxima é calculada considerando todas as usinas de cada um dos sistemas, e deve ser corrigida em função da energia armazenada pela sua parábola de correção e, em seguida, descontada da energia de vazão mínima e energia fio d'água que é calculada em função da energia afluente total a cada um dos sistemas.

$$ghids_{i,k,t} - exc_{i,k,t} \leq [GHMAX_{i,t}(EA_t^i) - (1 - \gamma_i).EAF_{i,t} - EVMIN_{i,t}(EA_t^i)].FPENG_{i,t} \quad (2.5)$$

Onde:

- $GHMAX_{i,t}$: Geração hidráulica do sistema i no estágio t calculada com potências nominais das usinas [MWmed]

Equações de Nó – EFIC

(para cada nó de interligação j e para cada patamar de carga k)

Chama-se nó de interligação a um sistema que não tem carga nem geração, servindo apenas para a interligação de outros sistemas. O nó de Imperatriz exemplifica uma situação do SIN em que é necessária a colocação de um subsistema ou nó

de interligação para representar a interligação existente entre os sistemas das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

As equações envolvidas aqui dizem respeito tão somente a garantia da aplicação do enunciado da 1ª Lei de Kirchoff (Lei dos Nós): A soma dos fluxos de energia que chegam a qualquer nó é igual à soma dos fluxos que saem do mesmo nó. Dessa maneira:

$$\sum_{\forall i \neq j} \left[int_{i,j;k,t} \right] - \sum_{\forall i \neq j} \left[int_{j,i;k,t} \right] = 0 \quad (2.6)$$

As referências [10, 34, 35] são algumas das bibliografias aconselhadas para aqueles que procuram maiores detalhes sobre os métodos matemáticos citados e sua aplicação no planejamento da operação energética de médio prazo.

Capítulo 3

Modelagem do problema

No Brasil as aplicações mais bem sucedidas até o presente momento são baseadas na PDDE. Esta modelagem é utilizada até hoje e está implementada no modelo NEWAVE [7], desenvolvido pelo CEPEL e utilizado pelo setor elétrico brasileiro. O modelo NEWAVE, desenvolvido a partir da década de 90, é utilizado pelo ONS como ferramenta para a determinação de despacho hidrotérmico ótimo a médio prazo, objetivando uma operação segura e econômica do SIN.

Este modelo se propõe a realizar a alocação ótima de recursos térmicos e hídricos de maneira a minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo de seu horizonte de estudo (cinco anos discretizados mensalmente).

As avaliações das condições futuras de suprimento eletroenergético são realizadas pelo ONS em horizonte plurianual, de cinco anos, compatível com o período requerido pelo modelo setorial para que possam ser tomadas decisões estruturais de ajuste de geração e transmissão pelo Ministério de Minas e Energia – MME e pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

Neste horizonte de planejamento as incertezas relativas às afluições são muito fortes, e prioriza-se a representação desta característica estocástica em detrimento do detalhamento físico do sistema. Para tal, se utiliza o modelo autorregressivo periódico – PAR(p) [21] para geração de cenários de afluições e as usinas são representadas de forma agregada em subsistemas interligados por troncos de transmissão.

O custo total de operação é composto pelo custo presente mais o custo futuro. A curva de custo futuro é também chamada função de custo futuro – FCF.

A inclinação desta curva indica como varia o custo futuro em relação ao volume armazenado. A derivada da FCF é conhecida como valor da água.

A curva de custo imediato representa, em ordem crescente, os custos de geração térmica e déficit (acionamento de energia). A inclinação desta curva para cada volume ao final do mês corresponde ao custo da geração térmica ou déficit necessários para que se atinja aquele volume armazenado.

A soma das inclinações (derivadas) das curvas de custo imediato e custo futuro se anulam no ponto de menor custo total. Portanto, o despacho energético que conduz ao menor custo total é obtido ao se equilibrar a geração hidráulica e térmica de forma a igualar o valor da água ao custo de geração da térmica mais cara que estiver sendo acionada. A composição do custo total de operação é apresentada na Figura 3.1 [1].

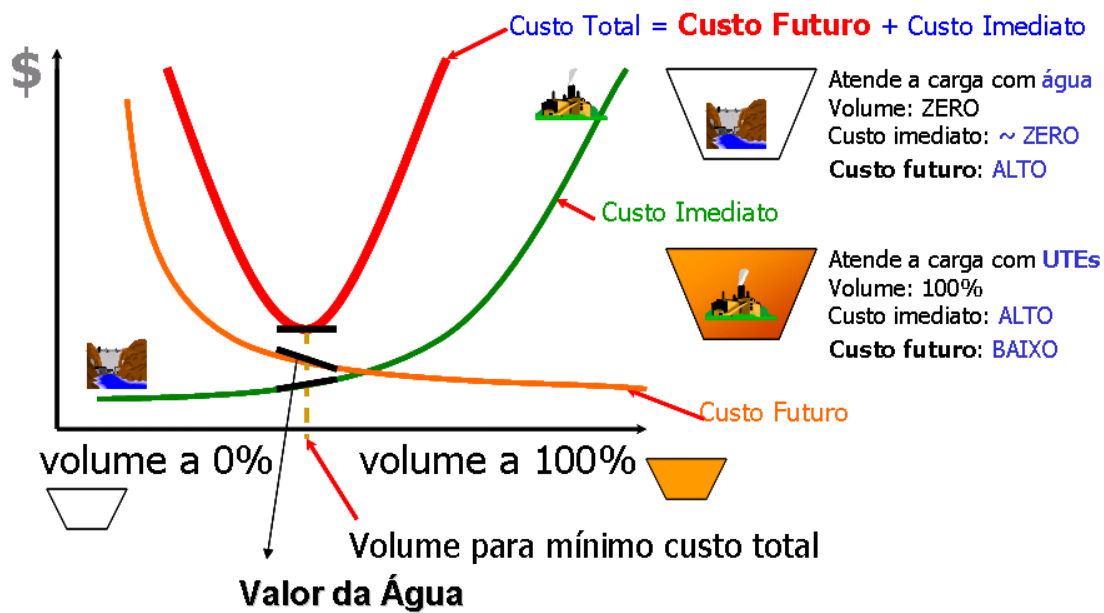


Figura 3.1: Função de custo futuro, custo presente e custo total de operação

O gráfico referente ao custo total, na Figura 3.1, representa o armazenamento no final de um estágio qualquer e o custo esperado referente a esse nível de armazenamento.

Em resumo, a operação do sistema pode ser entendida como um problema de gestão de estoques, decisão de usar água (geração hidráulica) versus combustível (geração térmica), que aumenta o grau de complexidade devido ao tratamento estocástico (imprevisibilidade) dado às vazões naturais.

3.1 Modelagem hidráulica

Antes de discutir especificamente a modelagem hidráulica adotada atualmente no modelo NEWAVE e estender essa discussão para a modelagem alternativa proposta, utilizando a funcionalidade do acoplamento hidráulico, se faz necessário um resumo das principais variáveis em questão.

Energia armazenada

Valoração energética do volume armazenado em um reservatório, para cujo cálculo se considera a produtividade do reservatório e das demais usinas hidrelétricas a jusante, descontando-se o volume morto, conforme [36]. No âmbito da representação de sistemas equivalentes de energia, é uma estimativa da energia que pode ser gerada pelo deplecionamento total dos reservatórios que compõem o subsistema em questão, a partir de uma combinação de níveis de armazenamento inicial. A energia máxima que pode ser armazenada nos reservatórios denomina-se energia armazenável máxima ou energia armazenada máxima.

Energia afluente

A série histórica de energias afluentes consiste no somatório da série histórica de energias afluentes controláveis e de energia bruta afluente a fio d'água (ou não controlável).

A energia controlável é uma variável sob a qual se pode decidir, uma vez que se trata da estimativa da energia que pode ser gerada com a água afluente a todos os reservatórios com capacidade de regularização mensal. Neste caso, a vazão afluente pode ser turbinada (energia gerada), vertida (energia vertida) ou armazenada na usina para utilização futura. Nos reservatórios equivalentes considera-se ainda a energia evaporada, que é estimada a partir da água que evapora no espelho d'água dos reservatórios das usinas que compõem o sistema. Outro conceito importante é a energia de vazão mínima, que é aquela resultante da vazão mínima que deve ser obrigatoriamente deplecionada em cada reservatório do sistema.

A energia bruta afluente a fio d'água, por sua vez, é uma estimativa de toda a energia que é produzida a partir das vazões incrementais às usinas a fio d'água. Como este tipo de usina não possui reservatório com capacidade de regularização

mensal, toda a água afluenta lateralmente ao rio no qual se encontra, e que ainda não passou por nenhum reservatório, será turbinada ou vertida. O vertimento ocorrerá apenas nos casos nos quais o engolimento máximo das usinas for alcançado. A esta energia que não pôde ser gerada chama-se energia vertida não-turbinável. A diferença entre a energia afluenta a fio d'água e a energia vertida não-turbinável chama-se energia a fio d'água líquida. Logo, esta é uma variável de geração sob a qual não se exerce decisão.

Energia de vazão mínima

A energia de vazão mínima corresponde à valorização da defluência mínima obrigatória das usinas com reservatório pela produtibilidade desta usina e pelas produtibilidades das usinas a fio d'água a jusante, até o próximo reservatório, exclusive. De outra forma, corresponde à valorização da vazão incremental, calculada entre reservatórios, desta vazão mínima obrigatória, valorizada pela produtibilidade da própria usina e pelas produtibilidades das usinas a jusante até o mar.

Energia correspondente a enchimento de volume morto

Para a entrada em operação de uma usina com reservatório, é necessário o enchimento do volume morto do reservatório. Conseqüentemente, ao se fechar a barragem, uma parte da afluência será retida para preencher este volume e não mais será liberada. A energia de volume morto é uma perda para o sistema.

3.1.1 Modelagem atual

A modelagem energética equivalente adotada atualmente no SEB foi formulada para representar subsistemas sem vínculo hidráulico. O SIN atualmente é modelado em quatro subsistemas (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) e um subsistema fictício (Imperatriz) representativo do ponto de interligação Norte-Nordeste-Sudeste/Centro-Oeste, como pode ser observado na Figura 3.2 [1].

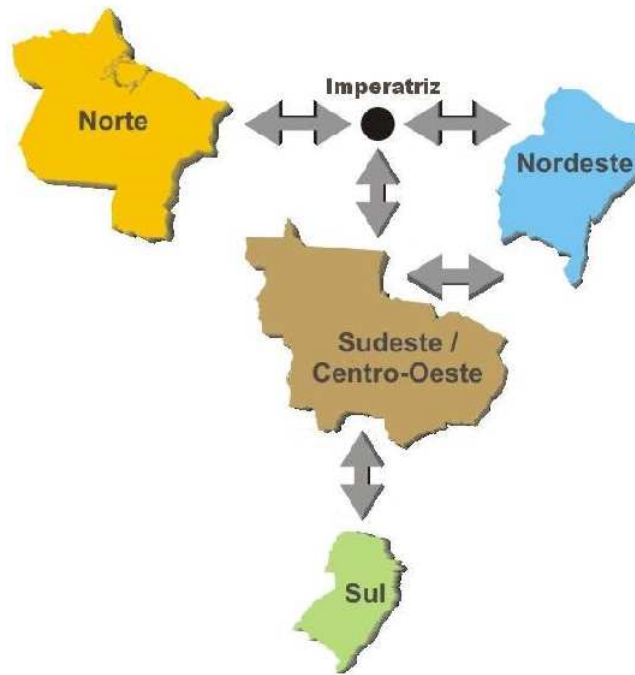


Figura 3.2: Modelagem atual

Na representação atualmente utilizada no modelo NEWAVE, as usinas hidrelétricas de um mesmo subsistema são representadas como um reservatório equivalente de energia. Os subsistemas são interligados eletricamente, mas estão considerados hidraulicamente independentes. Nesta representação as bacias hidrográficas, onde estão localizadas as usinas que constituem um determinado subsistema, necessitam de estar contidas em um, e somente um, subsistema.

Porém, estas fronteiras entre os subsistemas vigentes atualmente, limitam a representação do problema no que se refere ao aspecto hidrológico devido à existência de (sub)bacias hidrográficas compartilhadas por mais de um subsistema, gerando uma dependência hidráulica entre os subsistemas envolvidos.

Para os casos de usinas como Três Marias e Serra da Mesa que, por estarem em bacias hidrográficas compartilhadas por mais de um subsistema, modelou-se no passado este fato da seguinte maneira: a usina real foi alocada no subsistema em que está eletricamente conectada e uma outra usina fictícia foi criada no subsistema hidraulicamente dependente, apenas com reservatório e sem as máquinas.

Desta maneira, a UHE Serra da Mesa e as demais usinas hidrelétricas do Alto Tocantins são representadas hidráulica e energeticamente no subsistema Sudeste/ Centro-Oeste, assim como a UHE Três Marias e as demais usinas hidrelétri-

cas do Alto São Francisco. A localização destas usinas e seus respectivos rios são apresentados na Figura 3.3, a seguir.



Figura 3.3: Localização das UHEs Três Marias e Serra da Mesa

Esta modelagem implica em uma operação não adequada dos reservatórios, já que a evolução dos volumes da usina original e de sua respectiva fictícia durante o tempo podem não ser iguais. Entretanto esta foi a maneira disponível, encontrada na época, de se representar os volume armazenados para o cálculo da política de operação.

Para a representação de subsistemas hidráulicamente dependentes torna-se necessário adotar o acoplamento hidráulico, funcionalidade ainda não validada no modelo NEWAVE, que permite representar usinas de uma mesma cascata que estejam conectadas eletricamente a subsistemas diferentes.

É neste contexto que este trabalho se insere, propondo uma avaliação da modelagem por (sub)basins hidrográficas a fim de eliminar o impacto da não consideração do acoplamento hidráulico na modelagem equivalente entre os subsistemas da maneira como estão representados atualmente, visando uma representação hidráulica, energética e eletricamente mais aderente à realidade.

3.1.2 Acoplamento hidráulico

A adoção do acoplamento hidráulico gera uma dependência entre as operações dos subsistemas, pois a decisão de um subsistema pode afetar a operação dos demais, dado que a energia desestocada deste pode atender a demanda do subsistema na qual está armazenada, ou pode ser convertida em energia afluyente nos subsistemas a jusante.

Na prática, para o usuário, não há a necessidade de se alterar qualquer rotina interna do modelo de otimização adotado para se realizar as alterações de configuração propostas desse estudo. Este foi programado de maneira em que o cálculo das grandezas relativas ao modelo equivalente seja efetuado internamente de acordo com os dados de entrada.

Estes sim devem ser alterados pelo usuário, adicionando quantos subsistemas forem de interesse, definindo quais usinas são pertencentes a quais subsistemas e indicando o posicionamento das usinas hidrelétricas em relação às outras (montante e jusante) de acordo com a modelagem a ser adotada.

Neste estudo, subsistemas foram criados a fim de modelar (sub)basins hidrográficas, portanto as usinas foram posicionadas de acordo com sua disposição geográfica real na cascata a que pertencem. A partir desta disposição e da definição de valores de carga própria, geração de pequenas usinas e limites de intercâmbio, o próprio modelo gera as variáveis relativas à modelagem equivalente a ser adotada no problema, agregando as vazões em energias, por exemplo.

Nos casos de estudo, o correto cálculo desta agregação realizada pelo modelo é verificado através das verificações dos valores de energia natural afluyente – ENA e energia armazenável máxima – EAR_{máx}.

Para explicar a alteração imposta pela consideração do acoplamento hidráulico no modelo equivalente de energia será analisada a montagem das equações de energia armazenada, para um estágio qualquer, do reservatório equivalente de energia para o sistema-exemplo Y, cuja topologia é descrita na Figura 3.4 [34], a seguir.

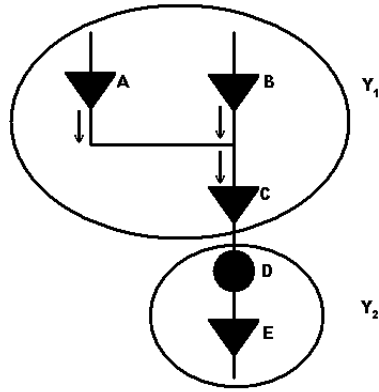


Figura 3.4: Cascata do sistema-exemplo Y

Na Figura 3.4, um diagrama esquemático simplificado é utilizado para representar as usinas da cascata do sistema-exemplo Y. As usinas que possuem reservatório são representadas por triângulos (usinas A, B, C e E) e as usinas a fio d'água (sem capacidade de acumulação ou regularização, apenas turbinando a vazão afluyente) por círculos, neste caso apenas a usina D.

O objetivo de se calcular a energia armazenada para este sistema é determinar a capacidade de armazenamento do reservatório equivalente de energia para o conjunto de usinas deste sistema em um determinado estágio, isto é, para um determinado volume inicial. Este cálculo considera a produtibilidade acumulada das usinas. A transformação do volume de água armazenado em determinado reservatório em energia pressupõe o conceito de produtibilidade.

A produtibilidade das usinas é função do nível de armazenamento do reservatório, e este é dependente da regra de operação adotada, ou seja, de como serão realizados os deplecionamentos. Portanto para calcular a energia armazenada, assim como a energia armazenável máxima (situação onde todos os reservatórios se encontram com seus volumes maximizados), adota-se a hipótese de que os deplecionamentos ocorrem em paralelo, ou seja, os armazenamentos e os deplecionamentos ocorrem paralelamente em volume, mantendo-se a proporção de volume útil entre os vários reservatórios. Adicionalmente, este cálculo é feito desconsiderando-se novas afluências.

Analisando a topologia fornecida anteriormente na Figura 3.4, a energia armazenada do sistema Y, $(Y_1 + Y_2)$, será:

$$\begin{aligned}
EA_Y &= c_1(V_A(\rho_A H_A + \rho_C H_C + \rho_D h_D + \rho_E H_E) \\
&\quad + V_B(\rho_B H_B + \rho_C H_C + \rho_D h_D + \rho_E H_E) \\
&\quad + V_C(\rho_C H_C + \rho_D h_D + \rho_E H_E) + V_E(\rho_E H_E))
\end{aligned} \tag{3.1}$$

Onde:

c_1 : coeficiente que padroniza as unidades utilizadas nos cálculos, de acordo com o sistema de unidades adotado;

V_R : volume armazenado no reservatório R ;

H_R : altura equivalente da usina com reservatório;

h_F : altura de queda da usina a fio d'água F ;

ρ_j : produtibilidade específica da usina j , seja ela a fio d'água ou de reservatório.

A altura equivalente de uma usina corresponde a um valor médio, obtido por integração, das alturas encontradas entre os volumes mínimo e máximo do reservatório. Caso a usina seja a fio d'água no horizonte mensal, ou seja, sem variação de nível, esta altura é denominada altura de referência.

Cada usina do sistema tem uma grandeza própria conhecida como “produtibilidade específica”, que é fixa e independente do valor da queda líquida no aproveitamento. A produtibilidade específica multiplicada pelo valor da queda líquida resulta na produtibilidade do aproveitamento no período em estudo. A produtibilidade específica agrega as demais variáveis (rendimentos da turbina e gerador, aceleração da gravidade etc) ficando dependente apenas da queda líquida disponível. O produto da queda líquida pela produtibilidade específica é denominado simplesmente de “produtibilidade”.

Suponha que o sistema Y seja dividido em dois sistemas, de tal modo que as usinas A, B e C compõem o sistema Y_1 e as usinas D e E compõem o sistema Y_2 . Desta forma os dois sistemas resultantes da divisão do primeiro estarão acoplados hidráulicamente. Analisando a expressão fornecida anteriormente, pode-se separar a energia armazenada de Y para os dois novos sistemas:

$$\begin{aligned}
EA_{Y_1} &= c_1(V_A(\rho_A H_A + \rho_C H_C + \rho_D h_D + \rho_E H_E)) & (3.2) \\
&+ V_B(\rho_B H_B + \rho_C H_C + \rho_D h_D + \rho_E H_E) \\
&+ V_C(\rho_C H_C + \rho_D h_D + \rho_E H_E)
\end{aligned}$$

e

$$EA_{Y_2} = c_1(V_E(\rho_E H_E)) \quad (3.3)$$

Pode-se observar a partir das equações anteriores que parte da energia armazenada no sistema Y_1 será gerada em Y_2 (referente às usinas D e E) ou, de outra forma, uma parte da energia estocada no primeiro “pertence” ao segundo. Portanto, quando Y_1 desestocar certa quantidade de energia, uma parcela corresponderá à geração no próprio Y_1 , uma segunda parcela será gerada na usina a fio d’água D de Y_2 e uma terceira parcela será controlada pela usina com reservatório E, de Y_2 . As parcelas citadas, considerando o exemplo em estudo, serão calculadas conforme fornecido abaixo:

- Parcela da energia armazenada em Y_1 correspondente à geração própria de Y_1 :

$$c_1(V_A(\rho_A H_A + \rho_C H_C) + V_B(\rho_B H_B + \rho_C H_C) + V_C(\rho_C H_C)) \quad (3.4)$$

- Parcela da energia armazenada em Y_1 afluenta a fio d’água a Y_2 :

$$c_1(V_A(\rho_D h_D) + V_B(\rho_D h_D) + V_C(\rho_D h_D)) \quad (3.5)$$

- Parcela da energia armazenada em Y_1 afluenta controlável a Y_2 :

$$c_1(V_A(\rho_E H_E) + V_B(\rho_E H_E) + V_C(\rho_E H_E)) \quad (3.6)$$

Estas considerações podem ser estendidas para as demais variáveis do modelo equivalente citadas anteriormente, como energia armazenada, afluenta, de vazão mínima e para enchimento de volume morto. Um detalhamento maior com relação

à metodologia do acoplamento hidráulico e sua formulação para cada variável do modelo é feita em [34]. A seguir serão apresentadas as diferenças mais importantes relativas a cada uma das grandezas citadas.

Energia armazenada

Conforme já foi dito, ao se permitir o acoplamento hidráulico dos sistemas hidrotérmicos, as usinas constantes de uma cascata podem pertencer a sistemas distintos. Assim, no reservatório equivalente de energia de um sistema, pode estar armazenada energia que será produzida em outro sistema que se encontra a jusante do sistema considerado. Por outro lado, a energia a ser gerada em um sistema pode estar armazenada em reservatórios de sistemas a montante do primeiro.

O desafio é definir quanto da energia armazenada no reservatório equivalente de um sistema, ao ser desestocada, será gerada em sistemas a jusante. Para isto foi proposto em [34] separar a energia armazenada de um sistema em parcelas distintas de energia, de modo que ao haver um desestoque do reservatório equivalente de energia deste sistema, seja possível representar a conseqüente afluência ou produção de energia nos sistemas a jusante deste. Como conseqüência, a energia armazenada é decomposta em três tipos de parcelas distintas: a parcela própria, a parcela controlável da energia armazenada de um sistema nos sistemas a jusante e a parcela a fio d'água nos sistemas a jusante, com seus respectivos ponderadores.

A participação de cada parcela é calculada e os valores resultantes são adotados como coeficientes de ponderação do desestoque de um sistema na resolução do problema de operação, podendo resultar em geração no próprio sistema onde está armazenada, em energia afluyente controlável ou em energia afluyente a fio d'água nos sistemas de jusante, conforme Equações 3.4, 3.5 e 3.6, apresentadas anteriormente.

Energia afluyente

Com a adoção do acoplamento hidráulico será alterada a forma de calcular a energia afluyente controlável, o que será feito a partir da energia afluyente incremental sem, contudo, haver alteração do valor afluyente total. A adoção da vazão incremental permite determinar antecipadamente a parcela da energia afluyente controlável que aflui a cada um dos subsistemas acoplados hidraulicamente.

A adoção do acoplamento hidráulico entre subsistemas não afeta o cálculo da energia afluyente a fio d'água pois esta é calculada a partir da vazão incremental entre os reservatórios, e mesmo que haja reservatórios em subsistemas consecutivos em uma cascata, a vazão incremental desde o primeiro reservatório, da cascata em análise, do subsistema de montante, até o último reservatório, desta mesma cascata, do subsistema de jusante, será considerada para cálculo da energia afluyente a fio d'água do subsistema de jusante.

Energia de vazão mínima

Apesar da energia de vazão mínima ser ajustada de acordo com uma parábola que é função da energia armazenada do subsistema, esta ainda depende apenas da configuração do sistema para ser calculada e, portanto, não sofreu alteração devido à utilização da funcionalidade de acoplamento hidráulico.

Energia correspondente a enchimento de volume morto

Ao se adotar o acoplamento hidráulico, a perda decorrente da operação de enchimento do volume morto de uma usina representará perda nos subsistemas a jusante desta usina. Deste modo, é necessário calcular as parcelas que representarão estas perdas, em função das produtibilidades das usinas afetadas: a parcela própria, a parcela controlável e a parcela fio d'água do enchimento de volume morto.

Assim, a partir do acoplamento hidráulico a ser utilizado, a operação de um determinado subsistema seria dependente da operação de subsistemas localizados a montante. Este é o caso dos rios Tocantins e São Francisco, nos quais estão localizadas usinas interligadas eletricamente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, porém hidraulicamente acopladas a usinas eletricamente interligadas aos subsistemas Norte e Nordeste, respectivamente.

3.2 Modelagem do mercado

Como prosseguimento da análise do impacto da representação de (sub)basinias importantes do SIN em forma de subsistemas, este item propõe-se a apresentar

não apenas as modificações decorrentes de uma modelagem hidráulica, como visto no Item 3.1 anterior, mas também os efeitos de uma representação elétrica mais detalhada através da estimação dos valores de carga média e geração não despachada centralizadamente (geração de pequenas) dos subsistemas utilizados na modelagem.

Para isto, algumas considerações foram feitas visando a melhor estimação dos valores a serem utilizados, já que a maior parte dessas grandezas não possui representação equivalente de acordo com os novos subsistemas criados. O detalhamento dos valores adotados é feito baseado na modelagem utilizada em cada caso de estudo e é apresentada em detalhes no Capítulo 4.

De maneira geral, o requisito de energia por subsistema é discretizado nas condições de carga de acordo com os montantes e horários típicos de consumo: patamares de carga pesada, média e leve. Cada patamar é descrito pelos parâmetros: duração e intensidade (profundidade), expressos em “pu” do tempo (duração) e da carga média (intensidade). A Tabela 3.1, a seguir, apresenta os intervalos de horários utilizados para caracterização dos patamares de carga de energia, sem a consideração do horário de verão:

Tabela 3.1: Intervalos horários dos patamares de carga de energia

Patamar de carga	Segunda-Feira a Sábado	Domingo e Feriados
PESADA	18:00 às 21:00	-
MÉDIA	07:00 às 18:00 e 21:00 às 24:00	17:00 às 22:00
LEVE	00:00 às 07:00	00:00 às 17:00 e 22:00 às 24:00

Esses parâmetros são também diferenciados para cada mês ao longo do horizonte de cinco anos. A conjugação das informações de valor médio, de intensidade e de duração permite, então, caracterizar os patamares de carga.

Com relação à carga própria a ser definida para os novos subsistemas, cada caso foi analisado e um critério diferente foi definido para escolha do valor a ser utilizado, já que os processos adotados atualmente são baseados em mercados de energia, com critérios e métodos bem definidos pelos órgãos responsáveis pela coleta e consistência das informações (ONS e EPE).

Novos processos deveriam ser elaborados para atender de maneira mais realista as alterações impostas pela modelagem sugerida. Por simplificação, neste estudo foram adotados percentuais do mercado original para os subsistemas criados. Para os valores utilizados como geração de pequenas usinas, o critério adotado foi o mesmo, exceto quando alguma melhor informação estava disponível. Estes valores adotados são discutidos mais adiante, na seção específica de caso de estudo.

É importante salientar que para os objetivos deste estudo estas simplificações impostas são consideradas suficientes e satisfatórias, não sendo consideradas impactantes nas avaliações posteriores.

3.3 Modelagem do intercâmbio

Conforme [37], a modelagem dos limites de transferência de energia entre os subsistemas para uso nos estudos de planejamento de médio prazo é realizada a partir dos limites elétricos entre as regiões.

Da mesma forma que a carga, os limites elétricos de intercâmbio contemplam as três condições de carga utilizadas na representação do mercado (patamares de carga pesada, média e leve). Os patamares de intercâmbio são descritos pelos parâmetros duração e intensidade (profundidade). A duração dos patamares de intercâmbio é igual à duração dos patamares de carga. Os limites são obtidos com base em estudos elétricos, utilizando os critérios definidos nos Procedimentos de Rede do ONS (módulo 6), [36], e seus valores são adaptados às características da modelagem a sistema equivalente (módulo 7), [36].

A versão vigente do modelo NEWAVE não permite representar limites de recebimento e exportação global por subsistema. Assim, para modelagem adequada da capacidade de intercâmbio energético, a soma dos limites das interligações individuais deve ser igual ao limite global de suprimento/recebimento do respectivo subsistema. Isto pode impor restrições adicionais aos limites individuais indicados pelos estudos elétricos.

Para adaptação às características da configuração eletroenergética adotada pelo modelo NEWAVE dos limites elétricos de intercâmbio entre os subsistemas e o nó fictício de Imperatriz, são consideradas premissas na modelagem usualmente

realizada (Caso Base deste estudo e nos PMOs, por exemplo). A seguir, algumas dessas são apresentadas:

- Como a UHE Itaipu é alocada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, inicialmente determina-se a folga na interligação para recebimento proveniente do Sul. Essa folga é dada pela comparação entre a capacidade de recebimento do Sudeste/Centro-Oeste e um valor típico de geração no setor de 60 Hertz da UHE Itaipu. O limite de intercâmbio no sentido Sul - Sudeste/Centro-Oeste é, então, obtido pela comparação da folga com a capacidade de fornecimento do subsistema Sul; Com a modelagem sugerida ao final do presente estudo este problema não ocorre pois os valores adotados são os mesmos enviados pelos estudos elétricos, representando os troncos de transmissão da região;
- O intercâmbio do subsistema Sudeste/Centro-Oeste para o subsistema Sul contempla as limitações dos transformadores de Ivaiporã, das linhas de transmissão de 500 kV e dos circuitos de 230 kV no norte do Paraná; Restrição que seria representada explicitamente na modelagem sugerida;
- Para o recebimento do subsistema Nordeste são respeitados simultaneamente o limite de recebimento pelo Nordeste e o limite de exportação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste; modelagem que não será mais necessária apenas a partir do momento em que o modelo de otimização contemplar inequações para representar as restrições de limites de intercâmbio;
- Para composição dos limites de recebimento e exportação do Nordeste, o fluxo de energia via Imperatriz – Nordeste é priorizado em relação ao fluxo via Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste; modelagem adotada por experiência do operador;
- Os aproveitamentos de Lajeado e Peixe Angical, situados no Médio Tocantins, são considerados pertencentes ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Entretanto, por sua localização geográfica, sua geração compete pelo mesmo sistema de transmissão com o fornecimento a esse subsistema via interligação Norte-Sul. Assim, para representação adequada da capacidade de suprimento ao Sudeste/Centro-Oeste, uma estimativa da produção dessas usinas é abatida

dos limites de transmissão no sentido Imperatriz-Sudeste; Da mesma forma como em Itaipu, esta modelagem não é mais necessária com a adoção da representação sugerida ao final deste estudo;

- Na definição dos limites de recebimento pelo subsistema Norte, considera-se que deve existir um mínimo de 5 unidades sincronizadas na UHE Tucuruí. O recebimento fica limitado à carga do subsistema, abatida de 1.200 MWmed (5 máquinas gerando 240 MW cada); Restrição elétrica da região: a produção interna deve gerar no mínimo 50% da energia consumida pelo mercado do subsistema.

A aplicação da modelagem descrita anteriormente aos limites elétricos define os limites de intercâmbio adotados nas simulações com o modelo de otimização adotado pelo setor. Para maiores detalhes, consultar o relatório de Planejamento Energético Anual – PEN 2007, [37].

A adoção de uma representação em que essas aproximações/adequações se tornem cada vez menos necessárias é válida partindo da premissa que objetiva-se representar o sistema da maneira mais fiel possível.

Neste estudo foram adotados valores de limites de intercâmbio entre os novos subsistemas criados baseados na capacidade (aproximada) de transferência de energia das linhas de transmissão envolvidas. Adicionalmente a este critério também foram considerados os conhecimentos específicos de montantes típicos de transferência entre as regiões analisadas e o caráter importador/exportador de cada.

Com isto, a modelagem proposta ao final deste estudo é capaz de representar de maneira mais realista as interligações e trocas de energia existentes nas regiões próximas a usinas importantes como Itaipu e Serra da Mesa, sem a adoção de representações aproximadas ou a utilização de gerações típicas para as usinas.

Capítulo 4

Casos de estudo

4.1 Introdução

Nos itens a seguir são apresentados os casos avaliados com relação ao acoplamento hidráulico e demais aspectos da modelagem energética. Com o avanço do estudo, essas análises também serão estendidas a aspectos elétricos a medida que se estuda a melhor forma de distribuir a carga e a geração de pequenas usinas, além de definir limites de intercâmbios para os novos subsistemas utilizados. Também é exposto o modelo de otimização, sua versão e especificações adotadas no trabalho.

O primeiro cenário, Item 4.2, é relativo ao caso adotado como referência para o estudo, onde suas características e os motivos de sua escolha são apresentados. Em seguida, é apresentada uma modelagem com a finalidade de se avaliar apenas o impacto do acoplamento hidráulico aplicado a algumas divisões de (sub)basins de interesse, visando a extinção da necessidade da utilização de qualquer usina fictícia. Esta modelagem é descrita no Caso 1, Item 4.3.

O Caso 2, Item 4.4, apresenta um avanço comparado ao anterior ao acrescentar a representação explícita da UHE Itaipu como subsistema, a fim de se obter uma modelagem mais realista com relação aos limites de intercâmbio que envolvem a usina. Os efeitos desta representação são analisados em separado das demais alterações de cunho elétrico para não contaminarem as avaliações seguintes devido às proporções dos valores de energia gerada e transferida pela usina e a importância da mesma para o planejamento e a operação do SIN.

Finalmente no Caso 3, Item 4.5, a avaliação é extrapolada para o âmbito

elétrico ao se estimar valores a serem utilizados como carga própria, geração de pequenas usinas (geração não despachada centralizadamente) e limites de intercâmbio entre os novos subsistemas criados, analisando o reflexo nos demais subsistemas.

4.1.1 Modelo utilizado

Para simulação e aquisição dos resultados que serão apresentados neste estudo foi utilizado o modelo NEWAVE, versão 12.11k, então em testes de validação formal por parte dos agentes, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS quando da confecção do estudo.

Esta versão incorpora novas funcionalidades, em relação à versão atualmente utilizada oficialmente nos estudos do setor, que estão diretamente relacionadas com o presente estudo e sua utilização é descrita durante a modelagem dos casos. Dentre elas, pode-se destacar:

1. Permite o acoplamento hidráulico entre usinas pertencentes a uma mesma cascata, mas em subsistemas diferentes;
2. Opção de consideração de informações de cargas adicionais, fornecida em arquivo específico;
3. Opção de representar restrições de intercâmbio mínimo obrigatório com variável de folga associada ao não-atendimento;

A simulação do modelo NEWAVE considerou as seguintes premissas e parâmetros: 200 séries sintéticas no cálculo da política, 2.000 séries sintéticas na simulação final, 20 aberturas na simulação backward, número mínimo de iterações igual a 3 e máximo igual a 6, além da consideração de Curva de Aversão a Risco para os 2 (dois) primeiros anos de todos os subsistemas exceto o Norte, onde a consideração foi para os 5 (cinco) anos do horizonte.

4.2 Caso Base

Optou-se por utilizar como caso de referência o caso do PEN 2006 [38]. O Plano Anual da Operação Energética – PEN tem como objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do SIN

para o horizonte do planejamento da operação energética, 5 (cinco) anos à frente, e subsidiar as decisões de operação eletroenergética de curto prazo, do ano em curso, através do Programa Mensal da Operação – PMO e suas revisões semanais.

O PEN é elaborado em ciclos anuais, com revisões quadrimestrais. O presente caso escolhido foi baseado no PMO de maio/2006 e marca o início do ciclo 2006 do planejamento da operação energética, que abrange o período 2006 - 2010, possibilitando uma visão de médio prazo das condições de atendimento ao mercado de energia elétrica previsto para este horizonte.

Para que as avaliações realizadas representem, de forma consistente, a realidade operativa do SIN, são consideradas as informações mais atualizadas do cronograma de obras de geração e transmissão e as condições iniciais de armazenamento dos reservatórios, a tendência hidrológica dos últimos seis meses que antecederam o início dos estudos, os condicionantes referentes à segurança operativa do SIN, bem como as restrições ambientais e de uso múltiplo da água existentes nas bacias hidrográficas.

Diferentemente do caso oficial do PEN 2006, para este estudo em vez de fornecer como entrada de dados as energias afluentes passadas para utilização na tendência hidrológica do modelo, preferiu-se trabalhar com vazões passadas, que internamente são transformadas novamente na forma de ENAs.

Esta escolha foi feita baseada na facilidade de se utilizar o próprio modelo de otimização para determinar as ENAs de acordo com a configuração utilizada, melhor se adaptando às diversas modelagens e configurações a serem estudadas. De outra forma, estes valores teriam que ser calculados e fornecidos externamente, aumentando a incerteza com relação aos dados de entrada. Desta maneira, para diferenciar o caso oficial do PEN 2006 do caso utilizado no presente trabalho, o caso de referência será referenciado apenas como Caso Base durante o estudo.

A representação utilizada na modelagem atual é mostrada na Figura 4.1, com os limites de intercâmbio utilizados para o primeiro mês do estudo (maio/2008) sendo explicitados, em MWmed.

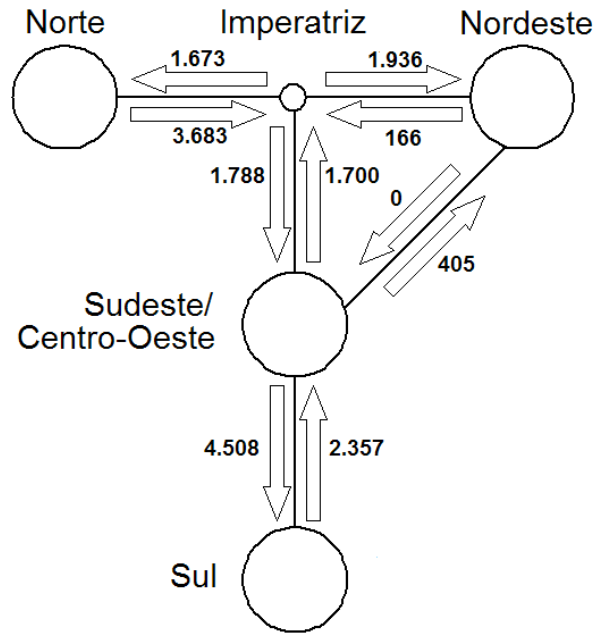


Figura 4.1: Diagrama esquemático com limites de intercâmbio [MWmed] - Caso Base

4.3 Caso 1 - Subsistemas baseados em (sub)basias hidrográficas

4.3.1 Introdução

Esta representação tem como referência o Caso Base, Item 4.2, com as alterações associadas às necessidades da modelagem explícita dos vínculos hidráulicos existentes entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste em virtude das cascatas dos rios São Francisco e Jequitinhonha, como pode ser visto na Figura 4.2 [1], e entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte em virtude da cascata do rio Tocantins, apresentado na Figura 4.4 [1] mais adiante.

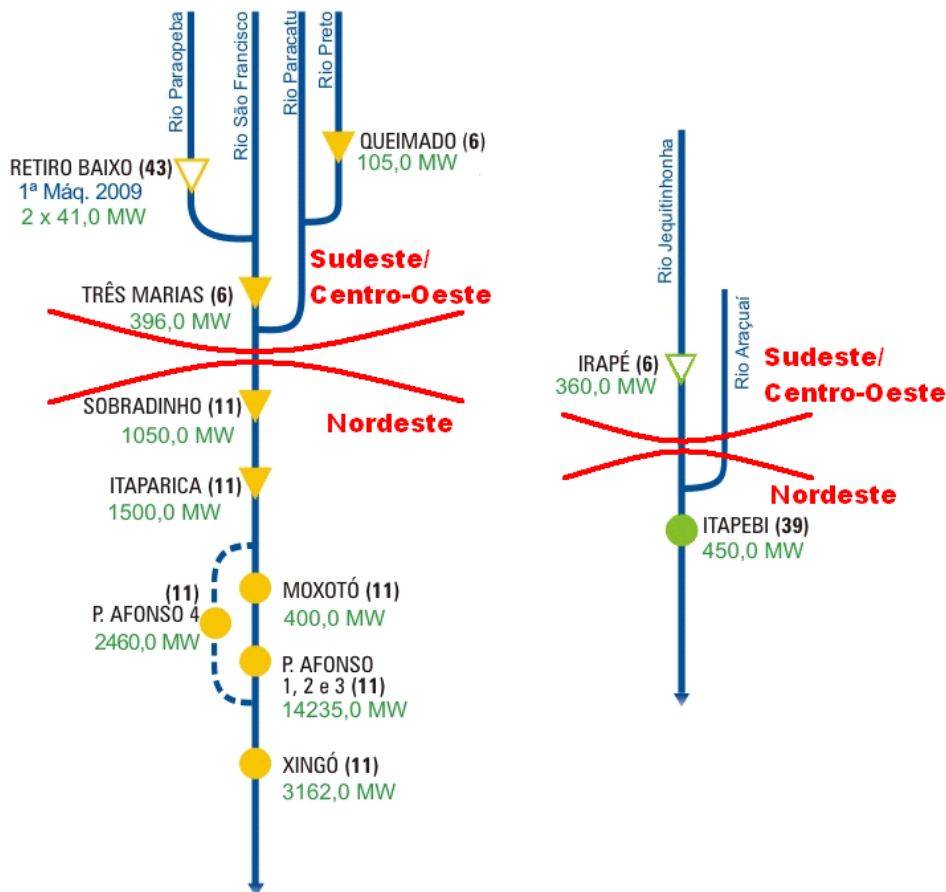


Figura 4.2: Cascata dos rios São Francisco e Jequitinhonha

Na modelagem proposta, as UHEs Retiro Baixo, Três Marias e Queimado compõem o novo subsistema Alto São Francisco, eletricamente conectada ao Sudeste/ Centro-Oeste, em substituição à modelagem atual que as representa como usinas do Sudeste/ Centro-Oeste e com usinas fictícias no Nordeste apenas com os reservatórios, sem as máquinas, de forma a representar os volumes armazenados disponíveis.

O novo subsistema Irapé foi criado sem mercado próprio e interligado eletricamente apenas ao subsistema Alto São Francisco de maneira irrestrita. Na Figura 4.3 [1] pode-se identificar as principais linhas de transmissão existentes entre as usinas que compõem os dois subsistemas.



Figura 4.3: Rede básica de transmissão - Subistemas Alto São Francisco e Irapé

Como pode ser visto na Figura 4.3 [1], a UHE Irapé é interligada eletricamente à UHE Três Marias, e não possui qualquer conexão importante com a UHE Itapebi, pertencente ao Nordeste, justificando o intercâmbio na modelagem apenas com o subsistema Alto São Francisco. Seu vínculo hidráulico com a região Nordeste foi mantido com a UHE Irapé defluindo para a UHE Itapebi.

Ainda da Figura 4.3 [1], pode-se verificar a ausência de vínculo elétrico entre as usinas que compõem o subsistema Alto São Francisco e a UHE Sobradinho, no Nordeste, justificando a ausência de interligação entre os subsistemas apesar do vínculo hidráulico. O subsistema Alto São Francisco, através da funcionalidade de acoplamento hidráulico do NEWAVE, deflui para as UHEs Sobradinho, Itaparica, Xingó, além do Complexo Paulo Afonso e Moxotó, todos no subsistema Nordeste, preservando a topologia real.

O subsistema Irapé, na modelagem proposta, é composto apenas pela UHE Irapé. Esta usina que fisicamente se encontra na região Sudeste é modelada atualmente como pertencente a este subsistema, mas com sua capacidade de armazena-

mento sendo também valorizada no subsistema Nordeste através de uma usina fictícia com reservatório e sem máquinas (já representadas no subsistema Sudeste/Centro-Oeste).

Além dos subsistemas Alto São Francisco e Irapé, também foi adicionado o subsistema Alto Tocantins (composto pelas UHEs Serra da Mesa, Cana Brava, São Salvador, Peixe Angical e Lajeado), com a finalidade de respeitar o vínculo hidráulico da cascata do rio Tocantins.

O subsistema Alto Tocantins foi eletricamente conectado ao Sudeste/Centro-Oeste em substituição à modelagem atual, que representa suas usinas como pertencentes ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste e com usinas fictícias no Norte apenas com reservatórios, sem as máquinas, de forma a representar os volumes armazenados disponíveis.

Devido à representação equivalente de todos os reservatórios de um subsistema como um único, concentrando toda a afluência nele, existe o inconveniente de um possível vertimento em uma usina poder ser armazenado em uma usina a montante. Por exemplo, a afluência do rio Araguaia que é valorizada na UHE Tucuruí pode ser armazenada em uma parcela de volume útil do reservatório equivalente do subsistema Norte referente à UHE Serra da Mesa (armazenamento indevido de acordo com a topologia da região, como pode ser visto na Figura 4.4 [1]); isso poderia resultar em vertimentos inferiores para o subsistema Norte quando comparados aos resultados de uma simulação a usinas individualizadas.

De forma a contornar esse problema, o volume útil da usina Serra da Mesa Fictícia no subsistema Norte é modelado atualmente com apenas 55% do volume real, valor esse ajustado através de estudos anteriores comparando-se os valores de vertimento nas simulações equivalente e individualizada. Na modelagem proposta, o subsistema Alto Tocantins, através da funcionalidade de acoplamento hidráulico do NEWAVE, deflui pela UHE Lajeado para as UHEs Estreito e Tucuruí no subsistema Norte, preservando a topologia real.

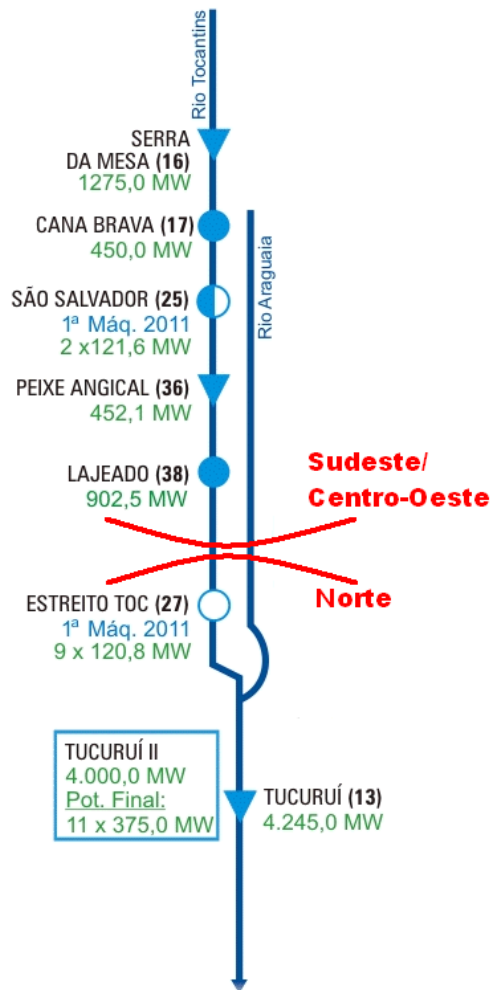


Figura 4.4: Cascata do rio Tocantins

Outra alteração importante, consequência da modelagem do subsistema Alto Tocantins, refere-se à representação dos intercâmbios. Como as linhas de transmissão a que se referem às interligações Imperatriz-Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste-Sudeste/Centro-Oeste estão conectadas à subestação da UHE Serra da Mesa, estes limites de intercâmbio passam a conectar o subsistema Nordeste e o nó Imperatriz ao novo subsistema Alto Tocantins.

Na Figura 4.5 [1], pode-se visualizar mais claramente o vínculo elétrico entre o novo subsistema Alto Tocantins e os subsistemas Nordeste e Norte. As linhas vermelhas interligando UHEs como Serra da Mesa, Cana Brava, Peixe Angical e Lajeado (todas pertencentes ao subsistema Alto Tocantins) à UHE Tucuruí na região Norte, além das linhas que ligam as subestações de Serra da Mesa e Colinas à região Nordeste são todas linhas de transmissão de 500 kV (algumas inclusive de circuito

duplo), de alta capacidade de transferência de energia.



Figura 4.5: Rede básica de transmissão - Subsistema Alto Tocantins

Por simplificação, adotou-se que o limite de intercâmbio entre os subsistemas Alto Tocantins e Sudeste/Centro-Oeste teria valores não restritivos (∞) para a modelagem apresentada neste caso.

A representação final acrescentando a modelagem dos subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco e Irapé - todos com a finalidade de respeitar o vínculo hidráulico das cascatas dos rios Tocantins, São Francisco e Jequitinhonha, respectivamente, a ser utilizada no presente item e nas demais avaliações desse trabalho é mostrada na Figura 4.6, com os limites de intercâmbio utilizados para o primeiro mês do estudo (maio/2008), em MWmed, sendo explicitados em cada tronco de transmissão nos dois sentidos (exportação e importação).

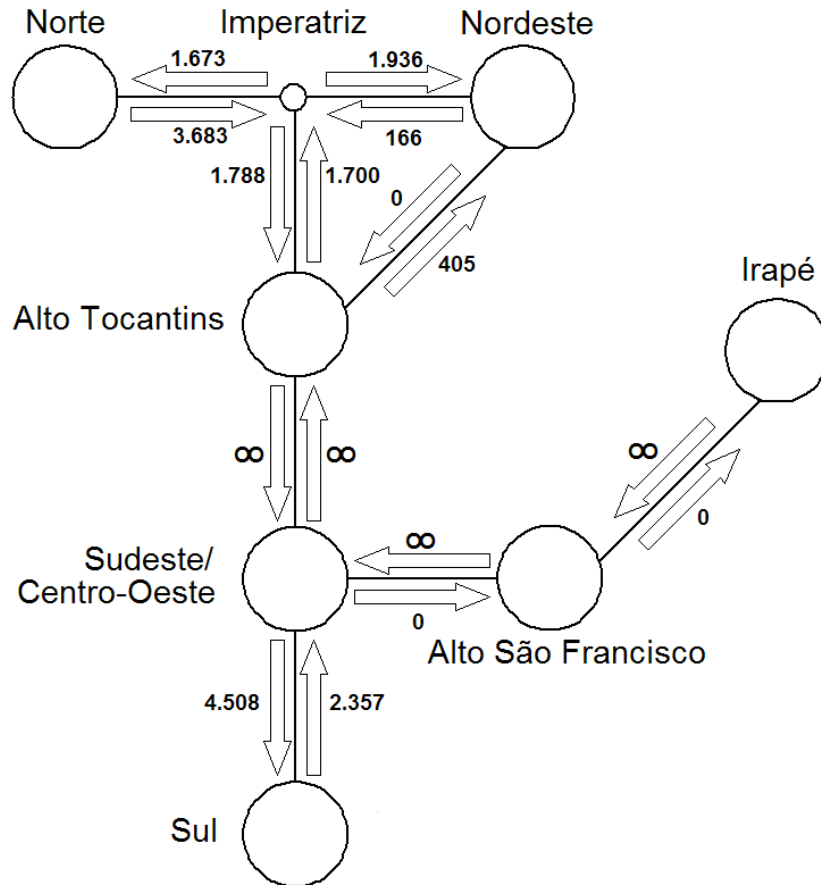


Figura 4.6: Diagrama esquemático com limites de intercâmbio [MWmed] - Caso 1

4.3.2 Resultados

Para investigação das diferenças resultantes da modelagem e avaliação dos resultados foram analisadas algumas métricas:

- Energia natural afluente – ENA;
- Energia armazenável máxima – EAR_{máx};
- Energia armazenada inicial e final;
- Risco de déficit;
- Valor esperado da energia não suprida – EENS;
- Custo total de operação – CTO;
- Custo marginal de operação – CMO;

- Energia vertida;
- Geração térmica;
- Geração hidráulica.

Os itens relacionados anteriormente são apresentados a seguir, em valores médios das 2.000 séries da simulação final:

4.3.2.1 Energia natural afluyente – ENA

Como forma de verificação da correta divisão dos subsistemas, observou-se os valores das ENAs utilizadas para a tendência hidrológica do modelo. Os valores para os dois casos seguem nas Tabelas 4.1 e 4.2, adiante.

Tabela 4.1: ENAs passadas para tendência [MWmês] - Caso Base

Subsistemas	nov/05	dez/05	jan/06	fev/06	mar/06	abr/06
Sudeste/Centro-Oeste	27.743	52.719	41.435	45.155	53.991	44.108
Sul	9.689	3.287	3.287	2.947	2.943	2.499
Nordeste	3.626	13.346	13.816	5.935	9.686	14.118
Norte	1.440	4.726	7.471	8.556	10.808	16.958
SIN	42.498	74.078	66.010	62.593	77.428	77.682

Tabela 4.2: ENAs passadas para tendência [MWmês] - Caso 1

Subsistemas	nov/05	dez/05	jan/06	fev/06	mar/06	abr/06
Sudeste/Centro-Oeste	26.479	48.741	39.159	42.837	50.164	40.509
Sul	9.689	3.287	3.287	2.947	2.943	2.499
Nordeste	3.534	13.124	13.781	5.920	9.600	14.035
Norte	1.440	4.726	7.471	8.556	10.808	16.958
Alto Tocantins	903	3.126	1.839	1.902	3.101	3.142
Alto São Francisco	361	852	438	416	726	456
Irapé	93	222	35	14	86	83
SIN	42.498	74.078	66.010	62.593	77.428	77.682

O que pode ser destacado das Tabelas 4.1 e 4.2, é que com a inclusão dos subsistemas Alto São Francisco, Alto Tocantins e Irapé, apenas os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste apresentaram ENAs passadas diferenciadas. Os valores relativos às diferenças entre os dois casos são explicitados na Tabela 4.3, a seguir.

Tabela 4.3: ENAs [MWmês] - Diferenças Caso 1 - Caso Base

Subsistemas	nov/05	dez/05	jan/06	fev/06	mar/06	abr/06
Sudeste/Centro-Oeste	-1.264	-3.978	-2.276	-2.317	-3.827	-3.599
Alto Tocantins	903	3.126	1.839	1.902	3.101	3.142
Alto São Francisco	361	852	438	416	726	456
Nordeste	-93	-222	-35	-14	-86	-83
Irapé	93	222	35	14	86	83
SIN	0	0	0	0	0	0

Com relação ao apresentado na Tabela 4.3, uma parcela da diferença no subsistema Sudeste/Centro-Oeste refere-se ao montante que se transferiu para o subsistema Alto São Francisco e outra parcela se refere ao montante relativo ao subsistema Alto Tocantins, além de uma pequena parcela do subsistema Nordeste que se transferiu para o subsistema Irapé. Isto era esperado, já que as usinas constantes dos novos subsistemas eram pertencentes, no Caso Base, aos subsistemas de origem.

Apesar disso, pode-se concluir que, em ambos os casos, a ENA passada utilizada para tendência hidrológica foi simplesmente redistribuída e, portanto, continuou a mesma para todo o SIN, conforme esperado.

4.3.2.2 Energia armazenável máxima – EARM_{máx}

A análise dos valores de energia armazenável máxima para cada subsistema durante todo o horizonte apresentou diferenças com relação aos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, de acordo com as alterações implementadas no modelagem proposta neste Caso 1. Estas diferenças podem ser visualizadas na Figura 4.7, a seguir.

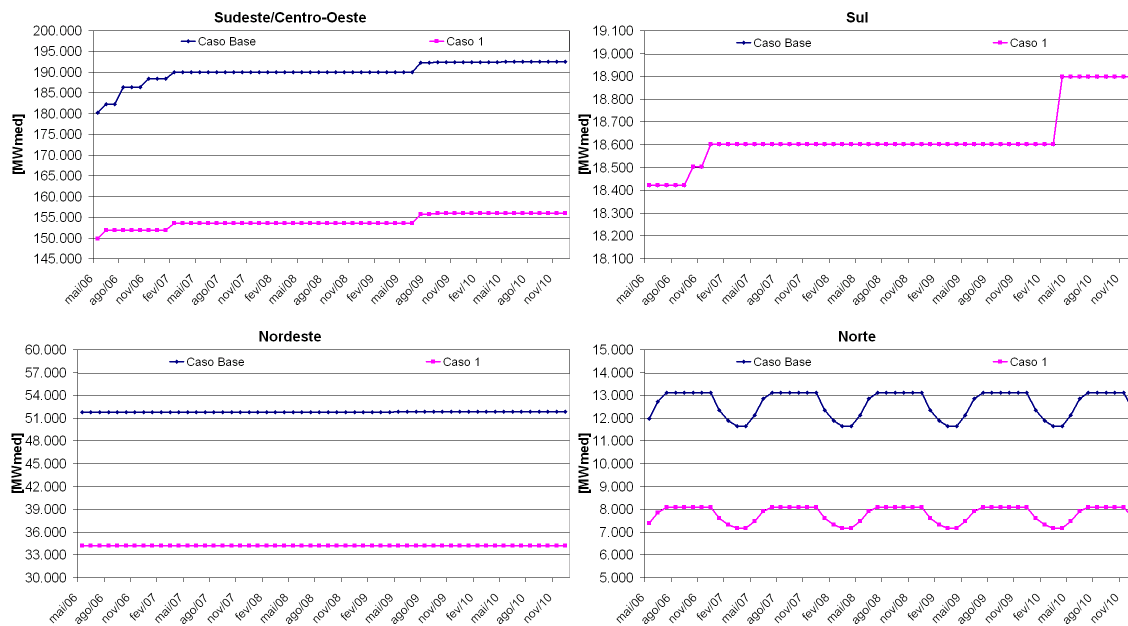


Figura 4.7: Energia armazenável máxima - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base

Observando estes subsistemas, e levando-se em consideração que o subsistema Sul não apresentou diferença em seus valores, nota-se uma diminuição total aproximada de 36,0 GWmed no Sudeste/Centro-Oeste, 17,6 GWmed no Nordeste e mais 4,8 GWmed no Norte, totalizando 58,4 GWmed a menos no SIN como um todo.

Entretanto, além do deslocamento da energia armazenada dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, Figura 4.7, para os novos subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco e Irapé, que apresentam $EAR_{m\acute{a}x}$ de aproximadamente 40,4 GWmed, 19,2 GWmed e 3,0 GWmed, respectivamente, conforme a Figura 4.8 apresentada a seguir, também ocorre o acréscimo de aproximadamente 4,0 GWmed na energia armazenável máxima, considerando todo o SIN, devido a uma sutileza em relação a modelagem do subsistema Alto Tocantins. Esta diferença na energia armazenável máxima do SIN é apresentada na Figura 4.9.

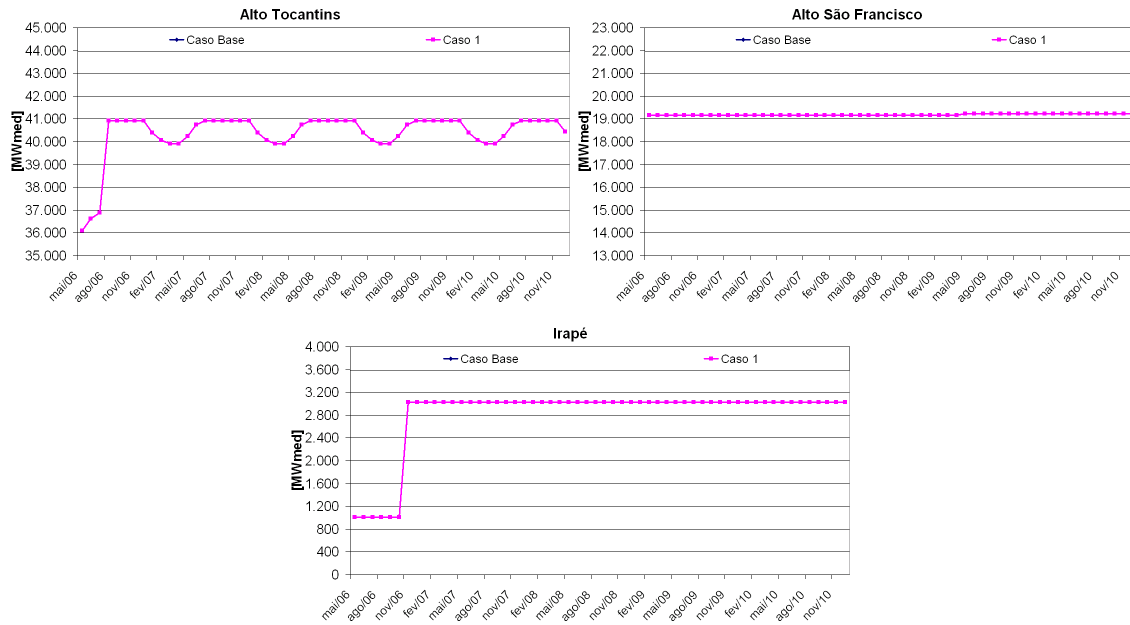


Figura 4.8: Energia armazenável máxima - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco e Irapé - Caso 1 x Caso Base

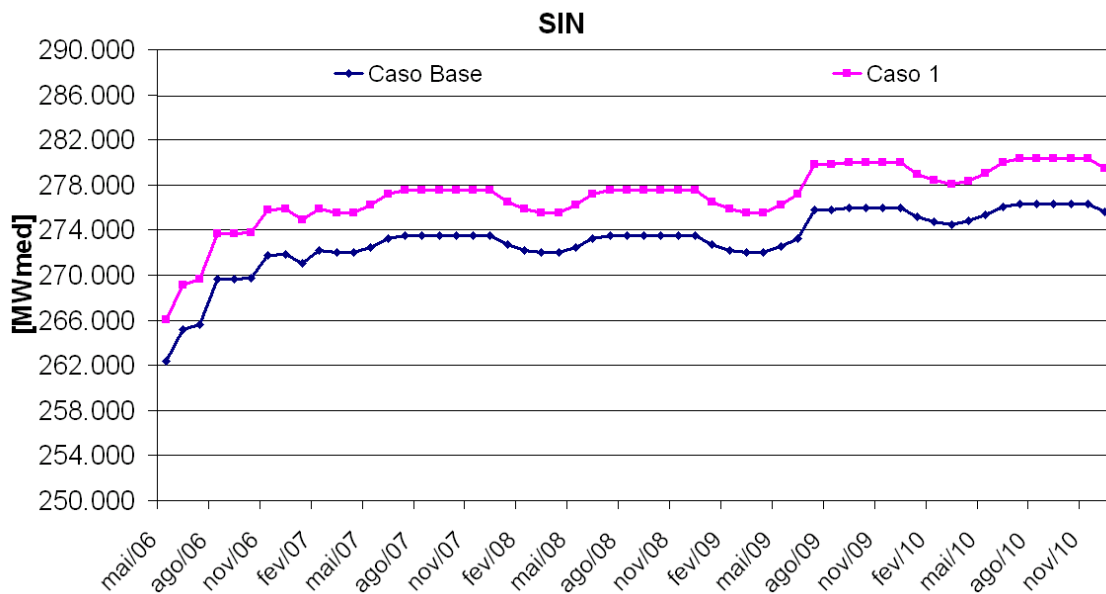


Figura 4.9: Energia armazenável máxima - SIN - Caso 1 x Caso Base

Na modelagem do Caso Base, as UHEs Serra da Mesa, Cana Brava, São Salvador, Peixe Angical e Lajeado (cascata do rio Tocantins) são pertencentes ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste e, portanto, têm seu aproveitamento de geração calculado para este subsistema. Para modelar o acoplamento hidráulico desta cas-

cata, utiliza-se uma usina fictícia sem máquinas e com apenas 55% do volume útil da UHE Serra da Mesa no subsistema Norte, enquanto essa mesma usina é modelada plena no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Na modelagem proposta no Caso 1, a UHE Serra da Mesa pertence apenas ao subsistemas Alto Tocantins e não possui qualquer restrição com relação ao seu volume útil. Com isso, as usinas jusantes à UHE Serra da Mesa (e pertencentes ao subsistema Norte) não mais contabilizam apenas 55% do volume útil dela, mas sim os 100% reais da usina.

Para melhor visualizar este fato podemos mensurar as contribuições das usinas em cada modelagem no cálculo da energia armazenada máxima dos respectivos subsistemas, utilizando a produtibilidade equivalente de cada usina e o volume útil daquelas que possuem reservatório, para uma determinada configuração.

Como exemplo deste cálculo, utilizando a configuração hidráulica para o primeiro mês do estudo (maio/2006 - quando as UHEs Retiro Baixo, São Salvador, Peixe Angical e Estreito Toc são futuras e, portanto não consideradas, assim como suas usinas fictícias) pode-se determinar os valores de energia armazenável máxima envolvidos. Os valores para o Caso Base das contribuições das cascatas dos rios Tocantins e São Francisco são apresentados a seguir, conforme as Figuras 4.10 e 4.11.

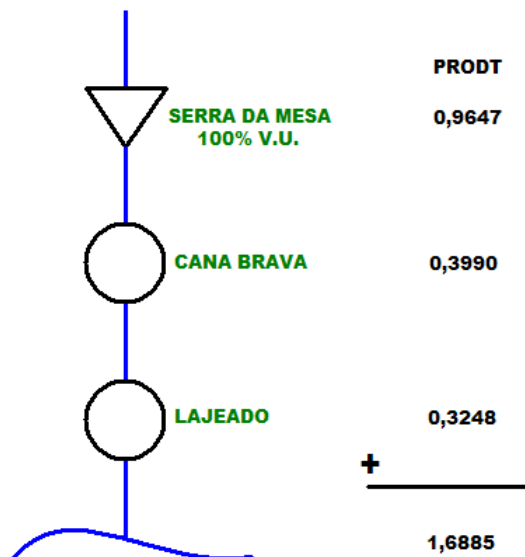


Figura 4.10: Produtibilidade acumulada - Contribuição da cascata do rio Tocantins no Sudeste/Centro-Oeste - Caso Base

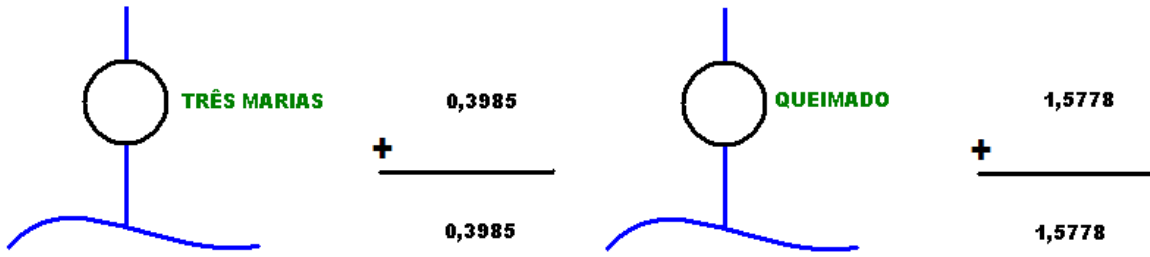


Figura 4.11: Produtibilidade acumulada - Contribuição da cascata do rio São Francisco no Sudeste/Centro-Oeste - Caso Base

A UHE Irapé não contribui para a $EARM_{\max}$ do subsistema Sudeste/Centro-Oeste nesta configuração, já que suas máquinas só estão disponíveis para geração a partir da entrada da terceira unidade geradora, em novembro/2007, e a usina não possui nenhum aproveitamento a montante.

O cálculo da contribuição na $EARM_{\max}$ das UHEs Serra da Mesa, Três Marias e Queimado no subsistema Sudeste/Centro-Oeste é realizado multiplicando a produtibilidade acumulada pelo volume útil (100%) da UHE Serra da Mesa. Com isso, têm-se:

$$Contr_{TOC} = \frac{1,6885 \cdot (54.400 - 11.150)}{\frac{(3.600 \cdot 730,5555)}{1.000.000}} = 27.767 MW_{med} \quad (4.1)$$

$$\begin{aligned} Contr_{SFO} &= \frac{0,3985 \cdot (19.528 - 4.250) + 1,5778 \cdot (557 - 95,25)}{\frac{3.600 \cdot 730,5555}{1.000.000}} \quad (4.2) \\ &= 2.592 MW_{med} \end{aligned}$$

Portanto, a contribuição das UHEs Serra da Mesa, Três Marias e Queimado no subsistema Sudeste/Centro-Oeste é de $27.767 + 2.592$, totalizando $30.359 MW_{med}$.

O mesmo pode ser feito para o subsistema Nordeste, ainda na modelagem para o caso Base. Vale lembrar que as usinas fictícias das UHEs Três Marias e Queimado possuem produtibilidade equivalente igual a 0 (zero). Dessa maneira, o cálculo da $EARM_{\max}$ para o subsistema Nordeste é feito conforme as Figuras 4.12 e 4.13, que seguem.

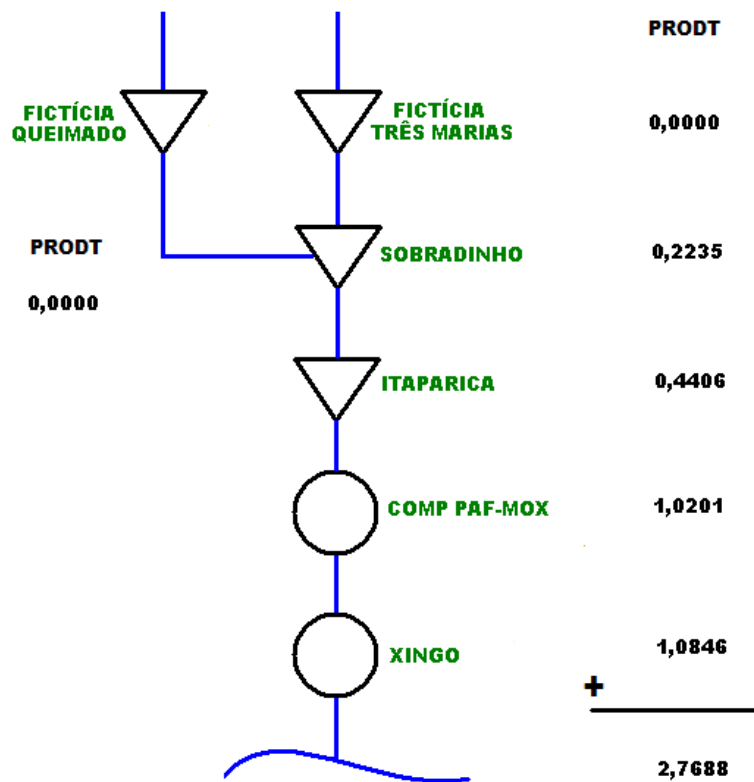


Figura 4.12: Produtibilidade acumulada - Contribuição Nordeste - Caso Base

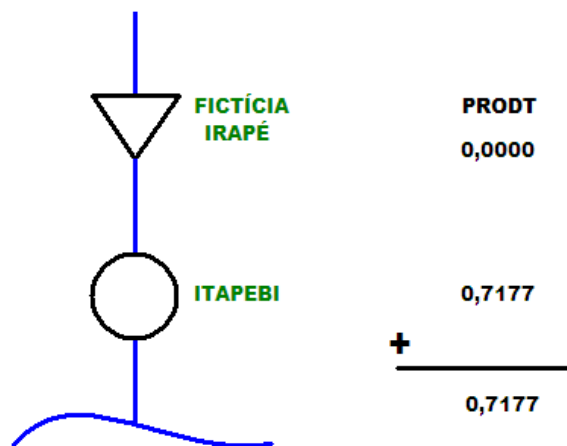


Figura 4.13: Produtibilidade acumulada - Contribuição de Irapé no Nordeste - Caso Base

Vale observar que apesar da UHE Irapé não contribuir para a $EARM_{\max}$ do subsistema Sudeste/Centro-Oeste como apresentado anteriormente, a representação de seu reservatório no Nordeste através de uma usina fictícia já é contabilizada no cálculo da $EARM_{\max}$ da UHE Itapebi a jusante, como apresentado na Figura 4.13.

Portanto, o cálculo da $EARM_{\max}$ no subsistema Nordeste é realizado multiplicando o volume útil de cada usina pela produtividade acumulada a partir dela até a última usina a jusante. Isso deve ser feito para todas as usinas da cascata. Com isso, têm-se:

$$\begin{aligned}
 EARM_{\max_{NE}} &= \frac{[(19.528 - 4.250) + (557 - 95,25) + (34.116 - 5.447)] \cdot 2,7688}{3.600 \cdot 730,5555/1.000.000} \\
 &+ \frac{(10.782 - 7.234) \cdot 2,5453 + (5.964 - 2.268) \cdot 0,7177}{3.600 \cdot 730,5555/1.000.000} \\
 &= 46.752 + 3.434 + 1.009 \\
 &= 51.195 MW_{med}
 \end{aligned}
 \tag{4.3}$$

O mesmo pode ser feito para o subsistema Norte, ainda na modelagem para o caso Base. Vale lembrar que as usinas fictícias das UHEs Cana Brava e Lajeado possuem produtividade equivalente igual a 0 (zero). Dessa maneira, o cálculo da $EARM_{\max}$ para o subsistema Norte é feito conforme a Figura 4.14, que segue.

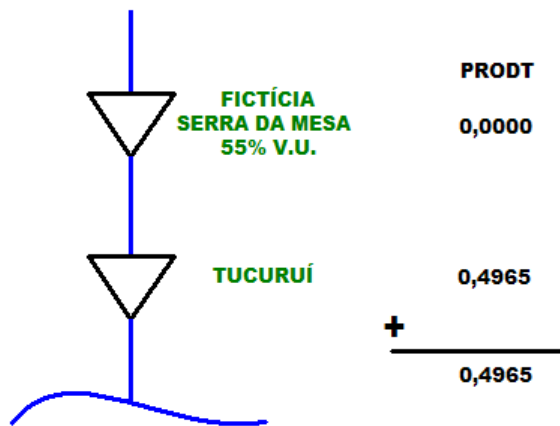


Figura 4.14: Produtibilidade acumulada Caso TOC - Contribuição Norte - Caso Base

O cálculo da $EARM_{\max}$ no subsistema Norte é realizado multiplicando a produtividade acumulada da cascata pelo volume útil da usina fictícia da UHE Serra da Mesa (55% do volume útil da UHE Serra da Mesa) mais a multiplicação da produtividade equivalente da UHE Tucuruí pelo seu próprio volume útil. Com isso, têm-se:

$$\begin{aligned}
EAR_{maxNorte} &= \frac{0,55 \cdot 0,4965 \cdot (54.400 - 11.150)}{\frac{3.600 \cdot 730,5555}{1.000.000}} + \frac{0,4965 \cdot (50.275 - 11.293)}{\frac{3.600 \cdot 730,5555}{1.000.000}} \\
&= 4.491 + 7.359 \\
&= 11.850 MW_{med}
\end{aligned} \tag{4.4}$$

Para a comparação, basta refazer os cálculos para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte, Alto Tocantins, Alto São Francisco e Irapé, considerando as modificações decorrentes da modelagem proposta. Como as usinas das cascatas do rios Tocantins e São Francisco que antes pertenciam ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste foram alocadas nos subsistemas Alto Tocantins e Alto São Francisco, respectivamente, a contribuição das UHEs Serra da Mesa, Três Marias e Queimado neste subsistema é reduzida a 0 (zero).

$$Contribuicao_{SFOeTOC} = 0 MW_{med} \tag{4.5}$$

No cálculo da $EAR_{máx}$ para o subsistema Nordeste, o que muda é o desaparecimento das usinas fictícias das UHEs Três Marias, Queimado e Irapé. Portanto o cálculo se resume a:

$$\begin{aligned}
EAR_{maxNE} &= \frac{(34.116 - 5.447) \cdot 2,7688 + (10.782 - 7.234) \cdot 2,5453}{\frac{3.600 \cdot 730,5555}{1.000.000}} \\
&= 30.182 + 3.434 \\
&= 33.616 MW_{med}
\end{aligned} \tag{4.6}$$

No cálculo da $EAR_{máx}$ para o subsistema Norte, o que muda é o desaparecimento da usina fictícia da UHE Serra da Mesa. Portanto o cálculo se resume à UHE Tucuruí.

$$EAR_{maxNorte} = \frac{0,4965 \cdot (50.275 - 11.293)}{\frac{3.600 \cdot 730,5555}{1.000.000}} = 7.359 MW_{med} \tag{4.7}$$

Para calcularmos a $EARM_{\max}$ do subsistema Alto Tocantins, basta fazermos os cálculos anteriormente realizados para a cascata do Alto Tocantins, então pertencente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, mas levando em consideração a produtividade equivalente da “nova” usina de jusante (UHE Tucuruí), resultante do novo apontamento da UHE Lajeado. A Figura 4.15 mostra a configuração, a seguir.

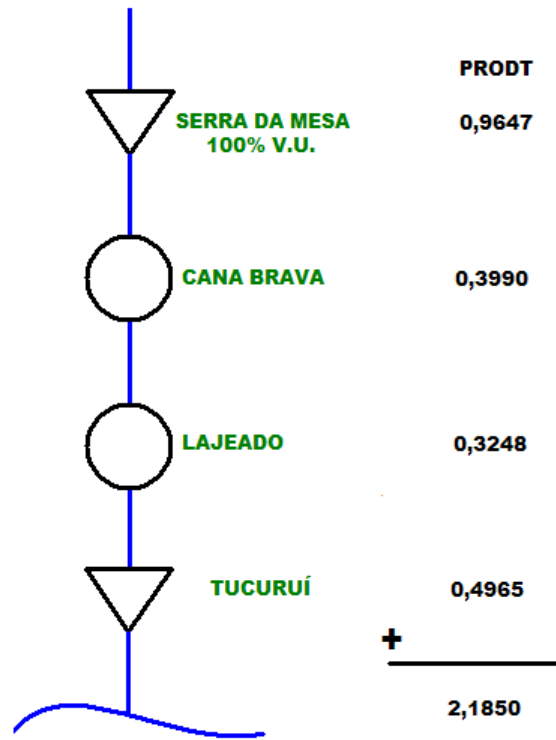


Figura 4.15: Produtibilidade acumulada - Alto Tocantins - Caso 1

Portanto, a $EARM_{\max}$ do subsistema Alto Tocantins é calculada por:

$$EARM_{\max_{Alto-Toc}} = \frac{2,1850 \cdot (54.400 - 11.150)}{\frac{3.600 \cdot 730,5555}{1.000.000}} = 35.932 MW_{med} \quad (4.8)$$

Vale lembrar que o volume útil da UHE Tucuruí não foi considerado no cálculo da $EARM_{\max}$ do subsistema Alto Tocantins porque sua contribuição já foi contabilizada no subsistema Norte.

O montante relativo ao subsistema Irapé será o mesmo verificado como contribuição da cascata do rio Jequitinhonha na UHE Itapebi no Nordeste. Portanto:

$$EAR_{max_{Irape}} = \frac{(5.964 - 2.268) \cdot 0,7177}{\frac{3.600 \cdot 730,5555}{1.000.000}} = 1.009 MW_{med} \quad (4.9)$$

E por último, para calcularmos a EAR_{máx} do subsistema Alto São Francisco, basta fazermos os cálculos anteriormente realizados para a cascata do Alto São Francisco, então pertencente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, mas levando-se em consideração a produtibilidade equivalente das “novas” usinas de jusante (UHEs Sobradinho, Itaparica, Complexo Paulo Afonso e Moxotó, e Xingó), resultante do novo apontamento das UHEs Três Marias e Queimado.

Com isso, o cálculo se resume a:

$$\begin{aligned} EAR_{max_{Alto-SFO}} &= \frac{(19.528 - 4.250) \cdot 3,1673 + (557 - 95,25) \cdot 4,3466}{\frac{3.600 \cdot 730,5555}{1.000.000}} \quad (4.10) \\ &= 18.399 + 763 \\ &= 19.162 MW_{med} \end{aligned}$$

Vale lembrar que os volumes úteis das usinas a jusante da UHE Sobradinho, inclusive, não foram considerados no cálculo da EAR_{máx} do subsistema Alto São Francisco porque sua contribuição já foi contabilizada no subsistema Nordeste. A Figura 4.16 mostra a configuração, a seguir.

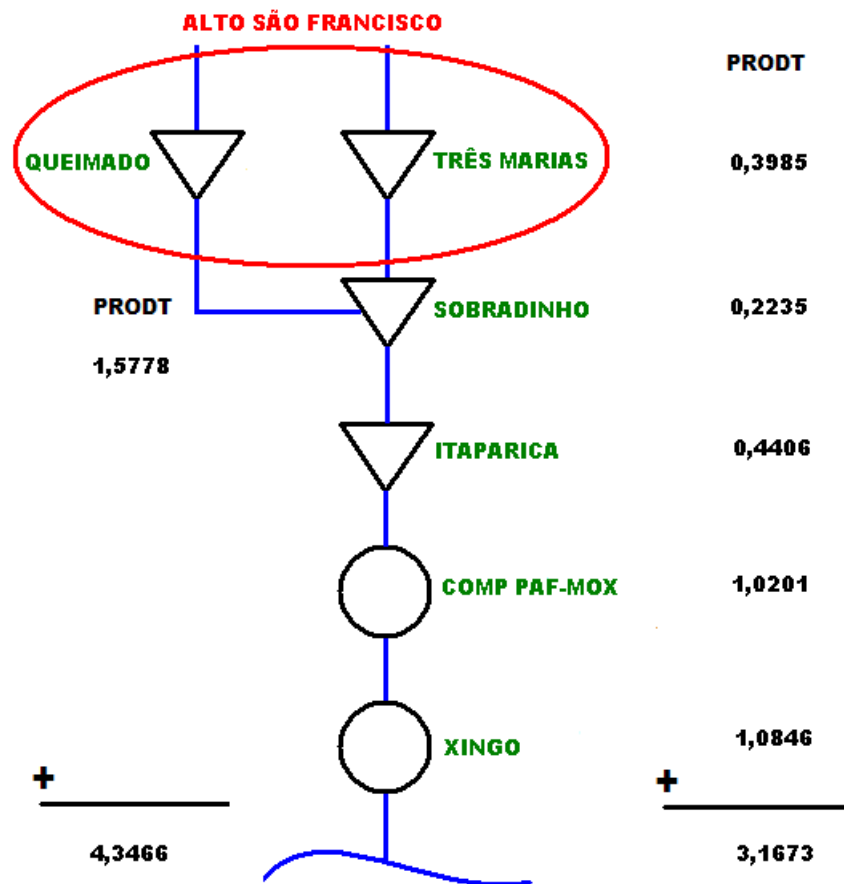


Figura 4.16: Produtibilidade acumulada - Alto São Francisco - Caso Alto São Francisco

Dessa forma pode-se contabilizar as diferenças apresentadas para cada sub-sistema, entre os casos Base e 1, e levantar a diferença total verificada para o SIN. As variações são apresentadas na Tabela 4.4, a seguir:

Tabela 4.4: Contribuições na EARMáx calculadas para maio/2006 - Diferenças Caso 1 - Caso Base

Subsistemas	Caso 1	Caso Base	Diferença
Sudeste/Centro-Oeste			-30.359
Nordeste	33.616	51.195	-17.579
Norte	7.359	11.850	-4.491
Alto Tocantins	35.932		35.932
Alto São Francisco	19.162		19.162
Irapé	1.009		1.009
SIN			3.674

Ao se comparar os valores envolvidos nesses cálculos, pode-se comprovar o aparecimento de 3.674 MWmed $((35.932 + 19.162 + 1.009) - (30.359 + 17.579 + 4.491))$ no SIN, que é um valor bem próximo ao encontrado de acordo com os números da simulação do modelo (3.675 MWmed), como pode ser visto na Tabela 4.5 a seguir, e com os aproximadamente 4,0 GWmed esperados ao se analisar as Figuras 4.7, 4.8 e 4.9, e os valores verificados para os novos subsistemas criados.

Tabela 4.5: EARMáx de acordo com a simulação para maio/2006 - Diferenças Caso 1 - Caso Base

Subsistemas	Caso 1	Caso Base	Diferença
Sudeste/Centro-Oeste	149.766	180.192	-30.427
Sul	18.422	18.422	0
Nordeste	34.187	51.767	-17.580
Norte	7.382	11.973	-4.491
Alto Tocantins	36.100		36.100
Alto São Francisco	19.164		19.164
Irapé	1.009		1.009
SIN			3.675

4.3.2.3 Energia armazenada – Inicial e final

Antes de apresentar a energia armazenada média ao final de cada mês para o SIN, a Tabela 4.6, a seguir, confirma o já observado nos itens anteriores com relação à redistribuição da energia armazenada dos subsistemas originais pelos novos subsistemas. Vale observar que a UHE Irapé, por ser futura no início do estudo, não influencia nos cálculos e, por isso, o subsistema Irapé não é apresentado na tabela.

Tabela 4.6: Energia armazenada inicial [MWhmês] - Caso 1 - Caso Base

Casos	SE/CO	Sul	NE	Norte	Alto TOC	Alto SFO	SIN
Caso Base	159.892	7.570	48.289	11.719			227.470
Caso 1	143.498	7.570	32.369	7.331	18.327	18.377	227.472
Diferença	-16.394	0	-15.920	-4.388	18.327	18.377	2

A Figura 4.17, a seguir, apresenta a evolução comparativa da energia armazenada ao final de cada mês do horizonte acumulada para todo o SIN.

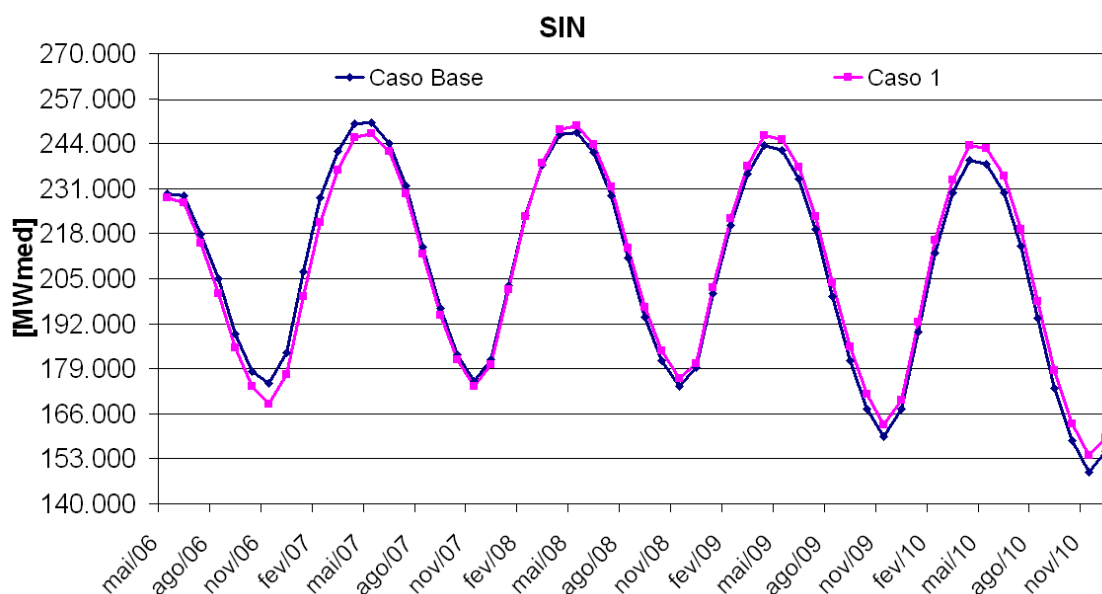


Figura 4.17: Energia armazenada ao final de cada mês - SIN - Caso 1 x Caso Base

Pode-se notar que apesar de possuir valores inferiores no início do período, o Caso 1 a partir de março de 2008 verifica valores superiores ao Caso Base até o final de 2011, sendo superior ao se observar o horizonte inteiro.

4.3.2.4 Risco de déficit

Do ponto de vista da operação do SIN, não é adequada a consideração de déficits de profundidade de até 1% da carga, pois os déficits com essa magnitude podem ser evitados através de procedimentos operativos envolvendo elevação de intercâmbios entre regiões e geração térmica adicional, conforme apresentado em [37].

Os riscos analisados (para déficits superiores a 1% da carga) apresentaram valores próximos para os dois casos em estudo apesar de levemente superiores no Caso 1, com exceção do subsistema Nordeste, onde os valores de risco foram 1% inferiores comparado ao caso Base, para os anos de 2008 e 2009.

Os dados podem ser visualizados na Figura 4.18, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, a seguir.

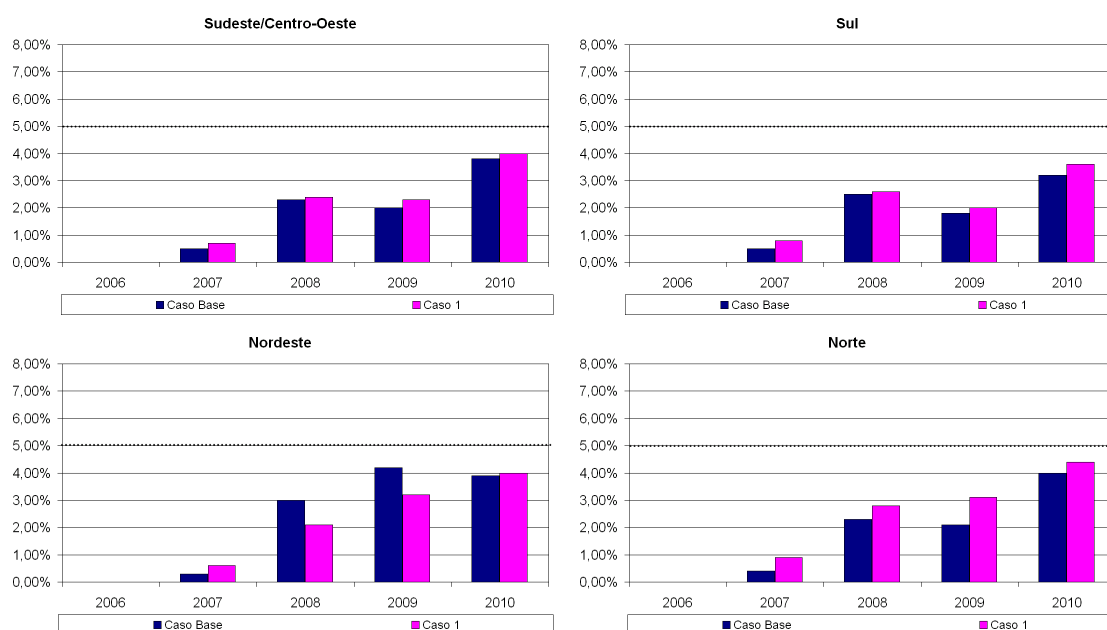


Figura 4.18: Risco de Déficit >1% da carga - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base

Ao observar os valores apresentados anteriormente, pode-se averiguar que houve diminuição dos riscos apenas para o subsistema Nordeste ao se analisar exclusivamente os anos de 2008 e 2009. De acordo com a Resolução nº 1 do Comitê Nacional de Política Energética – CNPE, de 17/11/2004, que estabeleceu o critério de garantia de suprimento de forma a dimensionar a oferta estrutural para o risco

de déficit anual máximo de 5%, pode-se considerar que o critério de segurança se mantém atendido após a aplicação da modelagem proposta

Nenhuma outra alteração significativa foi apresentada. Entretanto, a verificação pura dos valores apresentados para risco de déficit não permite tirar nenhuma conclusão sem antes observar outras métricas de interesse, como por exemplo o valor esperado da energia não suprida (EENS).

Os riscos para os novos subsistemas criados, Alto Tocantins, Alto São Francisco e Irapé são sempre 0 (zero), como esperado, a partir do momento que os subsistemas não apresentam mercado próprio.

4.3.2.5 Valor esperado da energia não suprida – EENS

O valor esperado para a energia não suprida apresenta dados coerentes com os de riscos de déficit apresentados anteriormente, verificando valores semelhantes para os dois casos, com exceção do subsistema Nordeste, onde se verifica valores inferiores nos últimos anos do estudo no Caso 1. As diferenças verificadas para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste são pequenas e provavelmente apenas consequência da alteração da política, resultante da diferença na modelagem. A Figura 4.19 apresenta, a seguir, as médias anuais para cada subsistema.

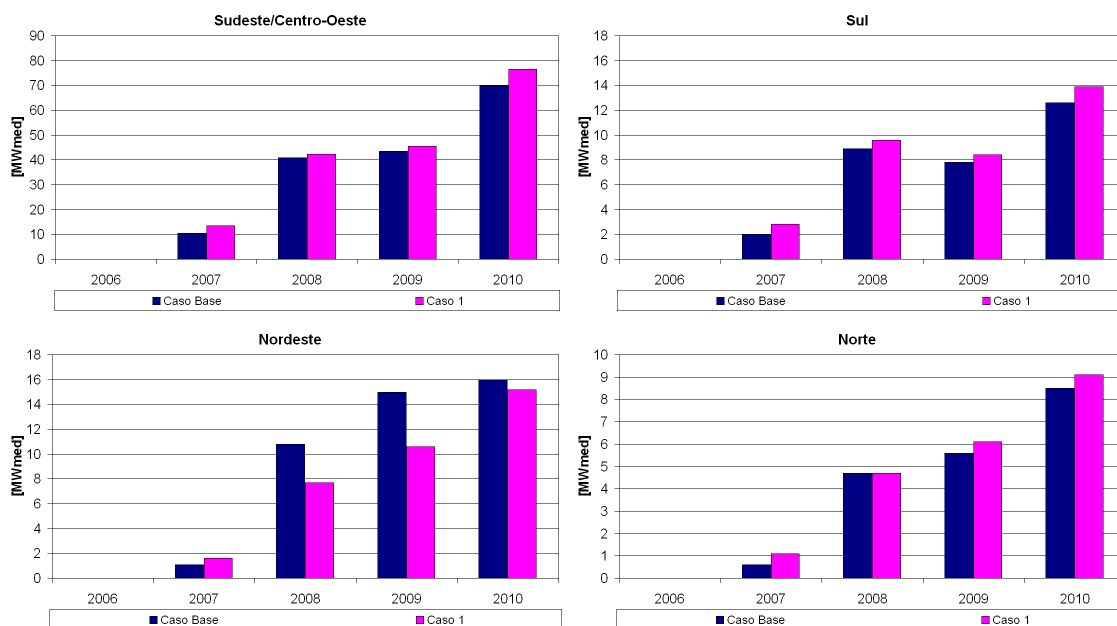


Figura 4.19: Valor esperado da energia não suprida - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base

Ao observar a Figura 4.19, pode-se notar que apesar de graficamente apresentar diferença significativa entre os casos, em termos dimensionais o Caso 1 apresenta diminuição inferior a 5 MWmed ao ano na EENS do subsistema Nordeste. Isto explica a redução do risco de déficit apresentado pelo subsistema no item anterior, mas provavelmente tem pouco impacto na operação do sistema por representar o atendimento adicional de uma pequena parcela da carga própria. Com relação ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, pode-se destacar o aumento mais significativo em 2010, de quase 7 MWmed.

Assim, conforme a Figura 4.20 a ser mostrada adiante, o impacto nos valores médios anuais de EENS para o SIN são mínimos, apesar da diferença mais significativa apresentada ser a redução no subsistema Nordeste. Isto ocorre porque os demais subsistemas apresentaram variação no sentido oposto, isto é, com valores de EENS superiores para o Caso 1 em relação ao Caso Base e, mesmo essas diferenças sendo pequenas, tiveram influência maior no EENS do SIN.

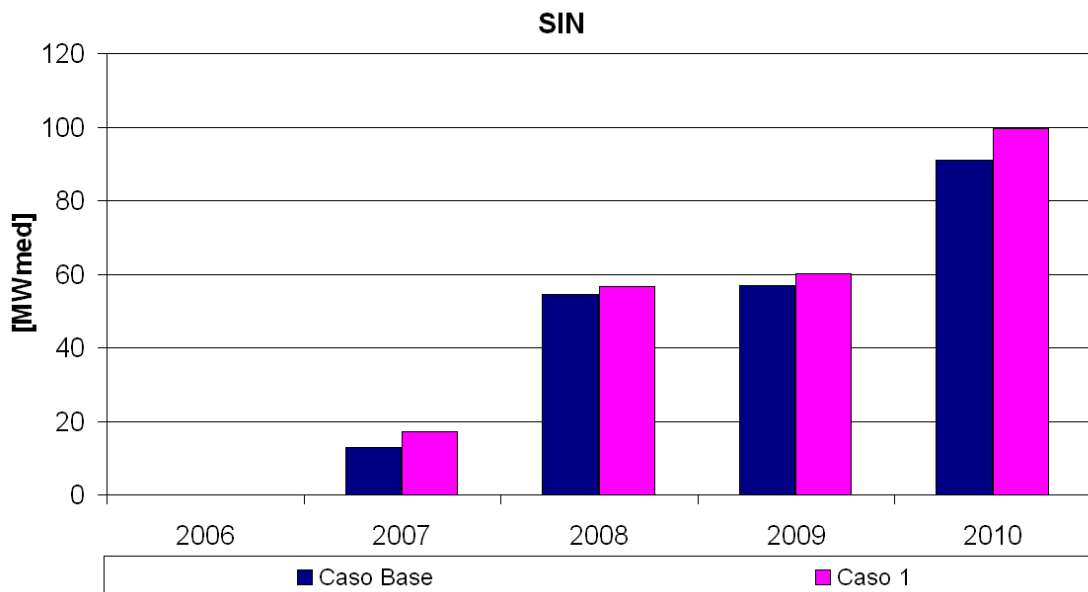


Figura 4.20: Valor esperado da energia não suprida - SIN - Caso 1 x Caso Base

Os subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco e Irapé, assim como para o risco de déficit, apresentaram EENS igual a 0 (zero) para todos os anos por não possuírem mercado próprio.

4.3.2.6 Custo total de operação – CTO

O valor esperado do custo total de operação apresenta um menor valor para o caso proposto, como mostrado na Tabela 4.7 ilustrada a seguir.

Tabela 4.7: Custo total de operação [milhões de R\$] - Diferenças Caso 1 - Caso Base

Casos	Valor esperado total	Desvio padrão
Caso 1	16.890,76	463,67
Caso Base	17.498,16	500,22
Diferença	-607,40	

A diferença de aproximadamente 600 milhões de reais a menos verificada no Caso 1, comparado ao valor esperado do CTO do Caso Base, é não significativa já que os valores podem ser considerados estatisticamente equivalentes quando considerados juntamente com os respectivos desvios. Esta conclusão está de acordo com os resultados até este momento avaliados, risco de déficit e EENS, que apresentaram poucas variações.

Outro raciocínio que pode ser feito é que, com a criação dos subsistemas Alto Tocantins e Alto São Francisco e a conseqüente alteração na operação das UHEs Serra da Mesa e Três Marias, o modelo utilizou uma política diferente da adotada no caso Base e essa se mostrou melhor, no que diz respeito ao CTO, função objetivo do modelo.

4.3.2.7 Custo marginal de operação – CMO

Os valores mensais de custo marginal de operação apresentam durante quase todo o horizonte valores próximos para os dois casos, com destaque para alterações pontuais, ano a ano. Para o ano de 2007, todos os subsistemas apresentaram uma elevação em torno de 20 R\$/MWh. No ano de 2008, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul mantiveram esta elevação apesar do Nordeste apresentar redução. E por último, nos anos de 2006 e 2009, o subsistema Nordeste manteve os custos marginais de operação inferiores ao caso Base. Isto pode ser visto na Figura 4.21, ilustrada a seguir.

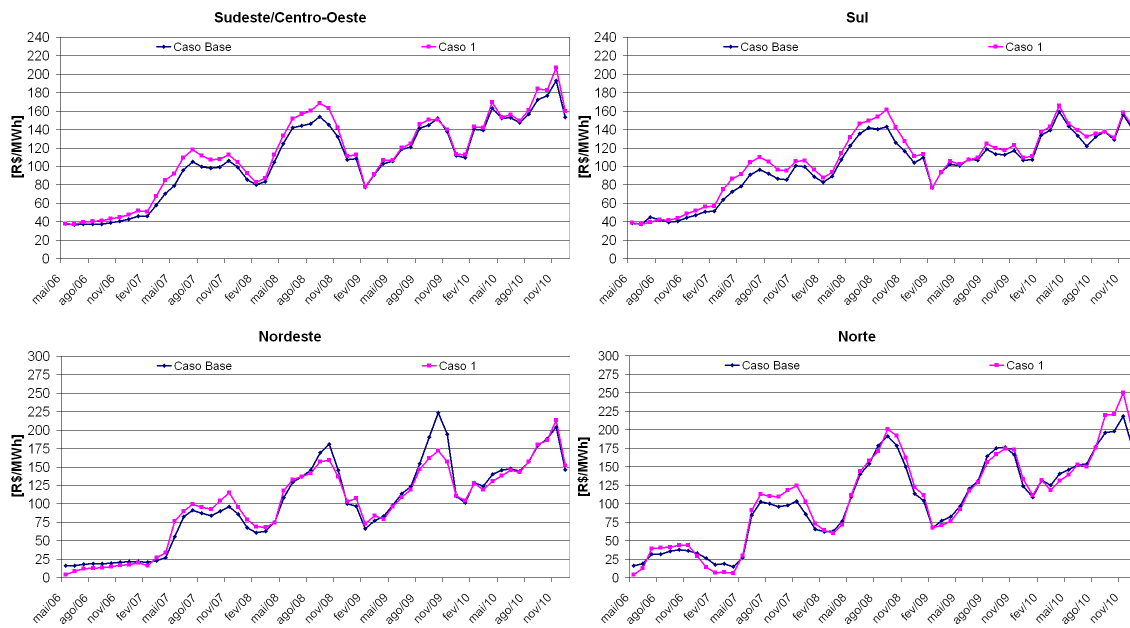


Figura 4.21: CMO médio mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base

O impacto da modelagem nos custos marginais de operação pode ser melhor visualizado aos analisá-los em termos médios anuais. Estes valores são apresentados na Figura 4.22, que segue.

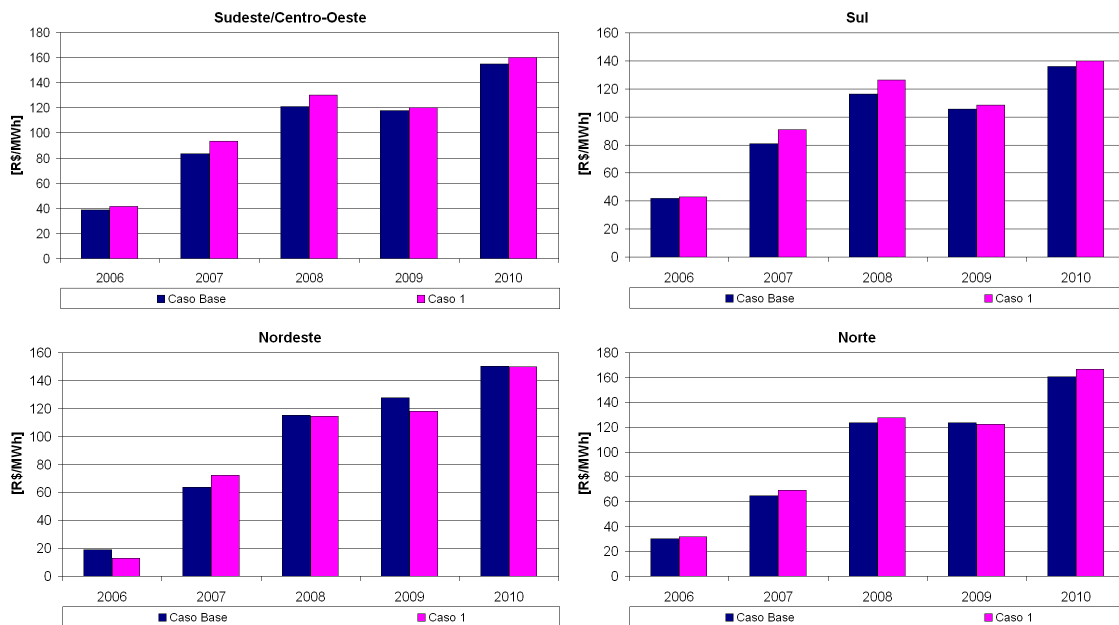


Figura 4.22: CMO médio anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base

Destacam-se os valores inferiores para o Caso 1 no subsistema Nordeste nos anos de 2006 e 2009, apesar do aumento deste em 2007. O subsistema Norte apresenta custos levemente superiores para todos os anos, exceto 2009. Os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, possuem valores de CMO aproximadamente 10 R\$/MWh superiores no Caso 1 nos anos de 2008 e 2009. Para os demais anos e subsistemas o Caso Base apresenta repetidamente custos minimamente inferiores.

Os subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco e Irapé apresentaram valores de CMOs anuais iguais aos do subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante todo o período. Isto ocorre porque os subsistemas estão conectados entre si por intercâmbios irrestritos.

4.3.2.8 Energia vertida

A energia vertida média é uma variável interessante de se avaliar já que o aumento de seus valores é esperado em consequência da separação de importantes (sub)basias em novos subsistemas, evitando assim que possíveis vertimentos fossem erroneamente armazenados nos demais reservatórios do subsistema a que pertence, nem sempre a jusante da usina ou mesmo na própria cascata. A evolução média mensal da energia vertida pode ser observada na Figura 4.23, ilustrada a seguir.

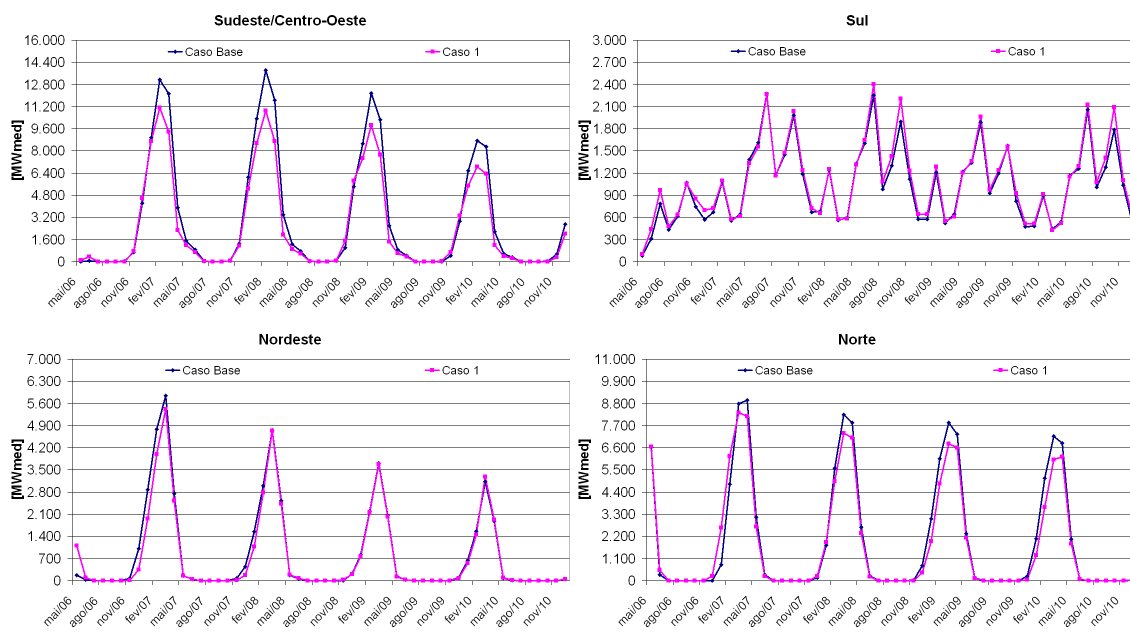


Figura 4.23: Energia vertida média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base

Para o subsistema Sul a modelagem hidráulica teve pouco impacto em termos de energia vertida para todo o horizonte, apesar de constantemente apresentar valores superiores para o Caso 1. No subsistema Norte houve diminuição de cerca de 1.000 MWmed nos valores máximos durante os períodos úmidos. Em concordância com o Norte, o Nordeste também apresentou diminuição no vertimento, sendo esta mais significativa durante o ano de 2007.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, mais afetado pela modelagem hidráulica proposta, houve grande diminuição da energia vertida. Entretanto, deve-se levar em consideração que em sua representação para este caso, o subsistema perdeu importantes usinas para os novos subsistemas, como as UHEs Serra da Mesa e Três Marias para os subsistemas Alto Tocantins e Alto São Francisco, respectivamente. O impacto conjunto desses subsistemas é melhor visualizado quando analisados anualmente, conforme as Figuras 4.24 e 4.25, a seguir.

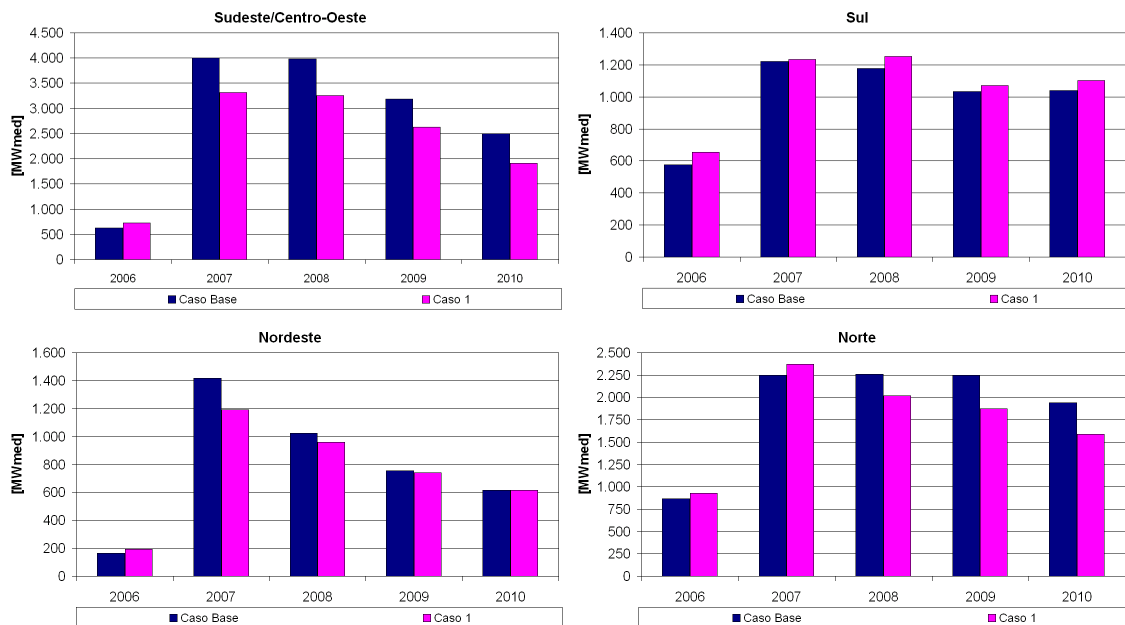


Figura 4.24: Energia vertida média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base

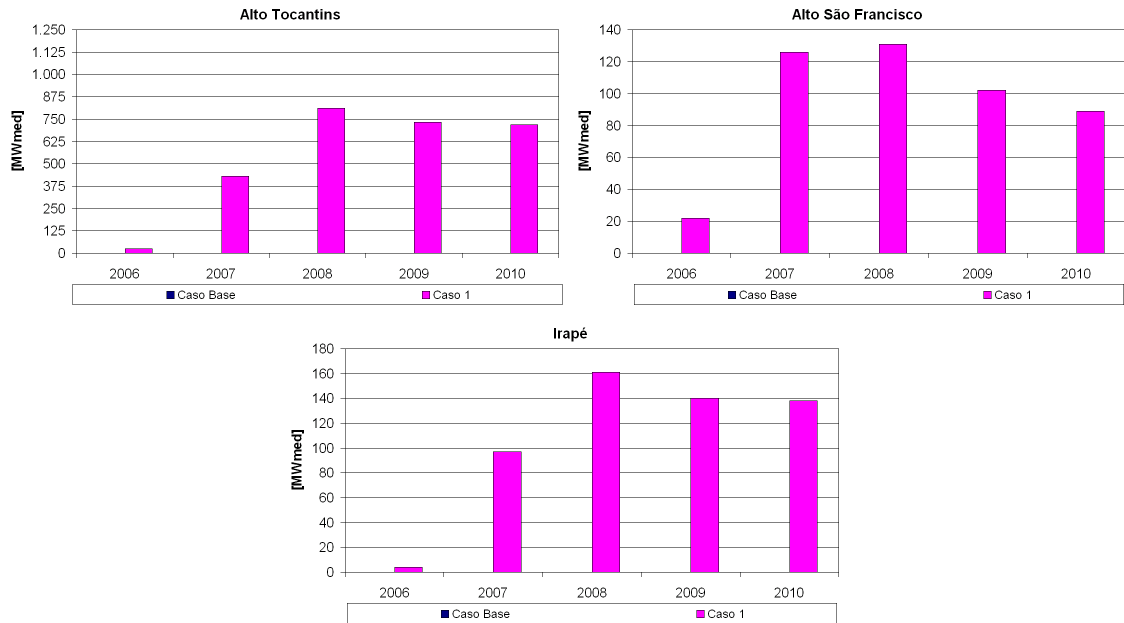


Figura 4.25: Energia vertida média anual - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco e Irapé - Caso 1 x Caso Base

Os resultados médios anuais do subsistemas Sul, Nordeste e Norte apenas confirmam as constatações realizadas anteriormente. No subsistema Nordeste a redução em 2007 chegou aos 200 MWmed, e no Norte este mesmo efeito chegou aos 400 MWmed em 2009 e 2010. Esta redução no Norte é contra-intuitiva, já que uma das conseqüências esperadas do estudo era exatamente um aumento da energia vertida na UHE Tucuruí que não mais poderia armazenar as águas do rio Araguaia na UHE Serra da Mesa. Este aspecto será discutido melhor mais adiante.

Como destacado com relação às energias vertidas médias mensais, a redução no subsistema Sudeste/Centro-Oeste é bastante significativa, da ordem de mais de 500 MWmed a partir de 2007. Se imaginarmos que os vertimentos nos subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco e Irapé são originados em usinas antes pertencentes ao Sudeste/Centro-Oeste (não somente), podemos - grosseiramente - somar todos esses valores médios anuais e ter uma estimativa do quanto a energia vertida do subsistema realmente foi afetada. Observando somente o subsistema Alto Tocantins já se tem uma idéia que os valores de energia vertida para o Caso 1 assumiriam valores maiores no Sudeste/Centro-Oeste do que no Caso Base.

Apesar disso, para o SIN a modelagem teve pouco impacto na energia vertida média anual. Destaca-se o aumento em cerca de 1% em todo horizonte, exceto em

2007 quando houve redução da mesma ordem e em 2006 quando já passado o período de estiagem todos os subsistemas verteram mais que no Caso Base. A Figura 4.26, a seguir, apresenta estes valores.

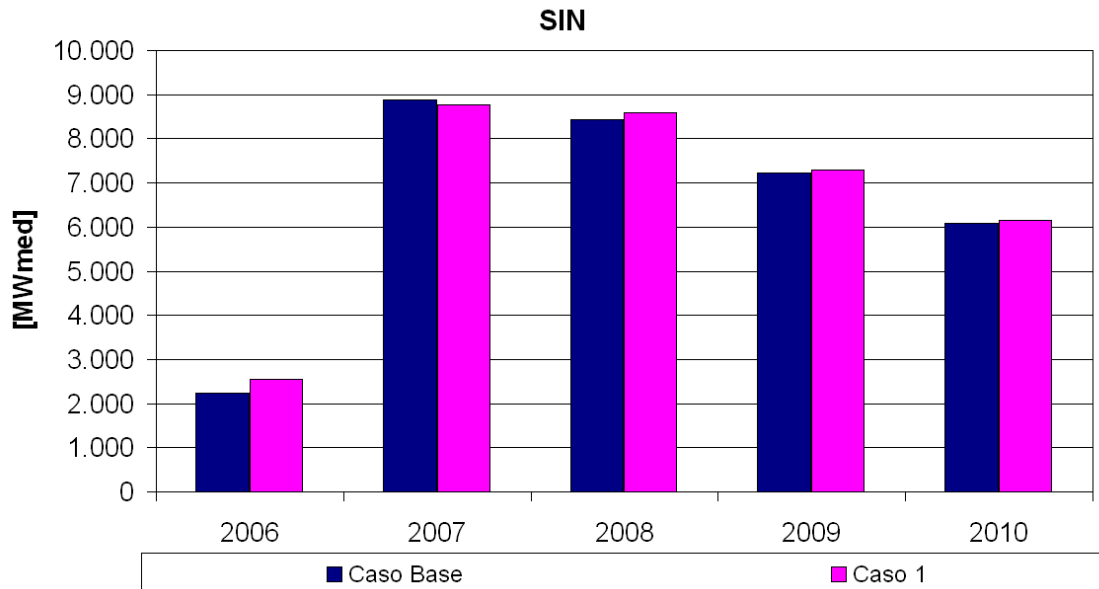


Figura 4.26: Energia vertida média anual - SIN - Caso 1 x Caso Base

4.3.2.9 Geração térmica

As Figuras 4.27 e 4.28, ilustradas a seguir, apresentam os montantes mensais de geração térmica despachadas pelos dois casos em estudo para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, além do montante total do SIN. Não foram apresentados gráficos para os demais subsistemas já que os mesmos não possuem parque térmico para despacho centralizado.

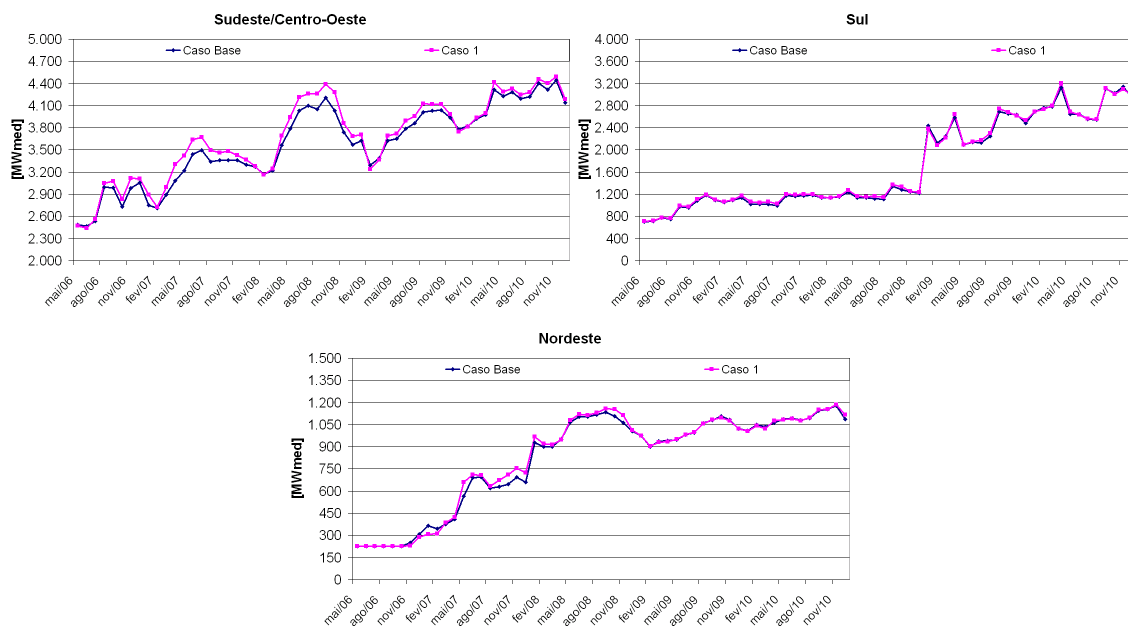


Figura 4.27: Geração térmica média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste - Caso 1 x Caso Base

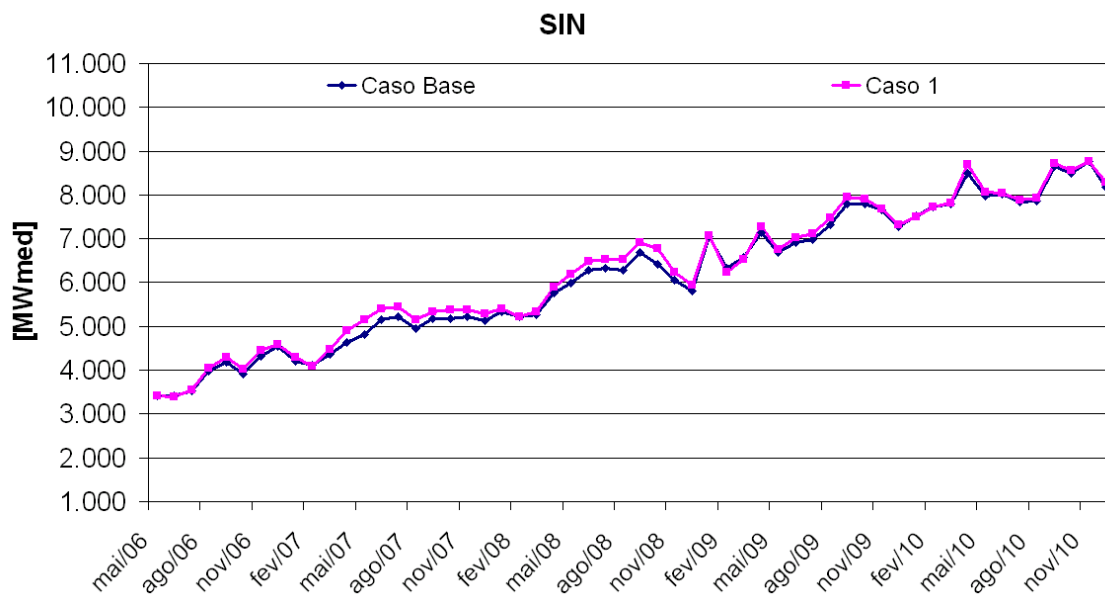


Figura 4.28: Geração térmica média mensal - SIN - Caso 1 x Caso Base

Conforme apresentado nas Figuras 4.27 e 4.28, anteriores, é notado um aumento na geração térmica média mensal nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (com maior destaque) e Nordeste, principalmente no período 2007-2008. Pode-se observar a influência desses valores também em termos do SIN, no mesmo período.

Estes valores, em termos anuais, são apresentados nas Figuras 4.29 e 4.30, que seguem.

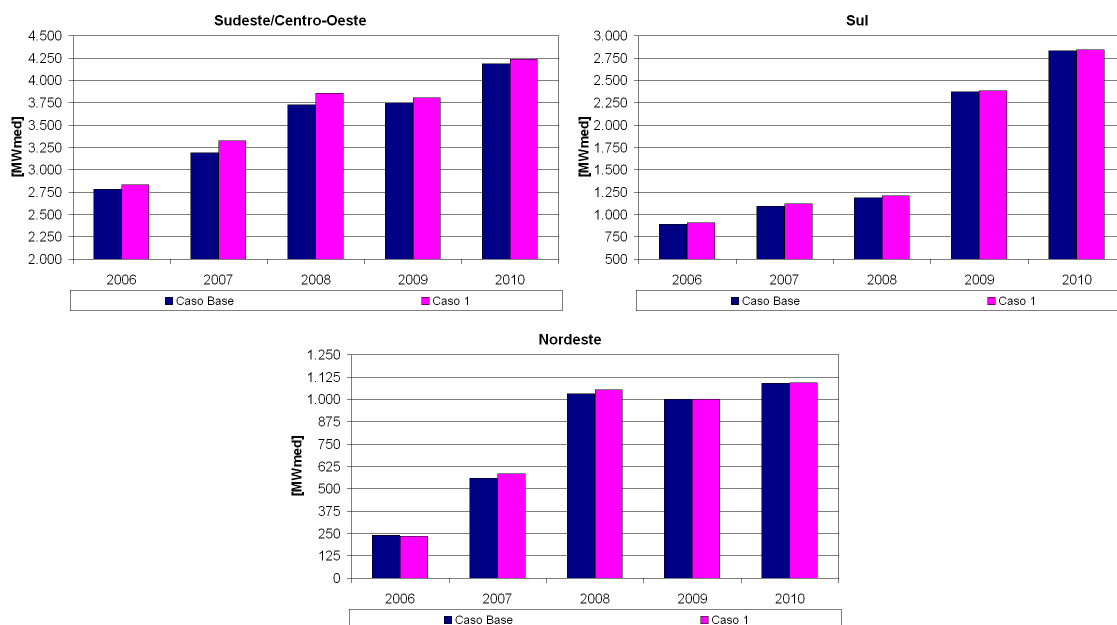


Figura 4.29: Geração térmica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste - Caso 1 x Caso Base

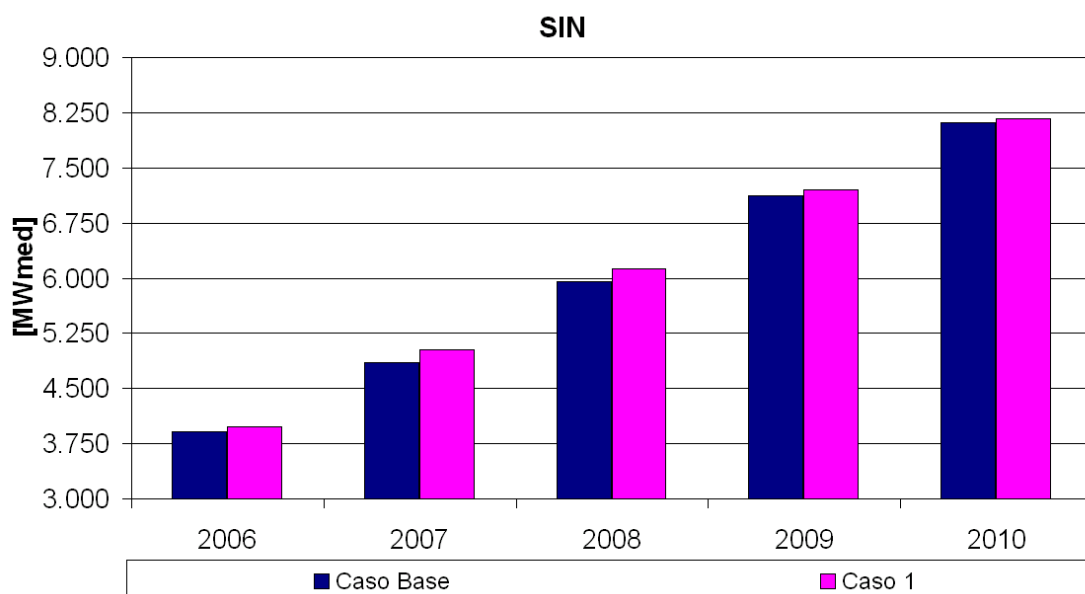


Figura 4.30: Geração térmica média anual - SIN - Caso 1 x Caso Base

Com relação aos montantes médios anuais de geração térmica, pode-se notar o impacto dos acréscimos de geração nos anos de 2007 e 2008 para os subsistemas

Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, na Figura 4.29. Para o Sudeste/Centro-Oeste estes valores giram em torno de 150 MWmed, enquanto que para o Nordeste são de aproximadamente 30 MWmed. Com isso, o aumento total para o SIN neste período é de 180 MWmed para os anos de 2007 e 2008, e 60 MWmed para os demais anos. Em termos percentuais isso representa um aumento aproximado de 4% (2007 e 2008) e 1% (para os demais anos).

Este resultado para os dois subsistemas era esperado, já que o Sudeste/Centro-Oeste teve uma grande diminuição de energia armazenável máxima, alterando sua política de armazenamentos, e este é o maior provedor de energia adicional transferida para a região Nordeste, impactando este em consequência, além da própria diminuição da energia armazenável da mesma.

4.3.2.10 Geração hidráulica

Outro aspecto fundamental da modelagem é a análise da geração hidráulica dos subsistemas. Através da Figura 4.31, ilustrada a seguir, pode-se observar a diminuição da geração para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante todo o horizonte, com valores entre 1.000 e 3.000 MWmed a menos no Caso 1 em relação ao Caso Base a partir de agosto/2006.

Para o subsistema Nordeste observa-se um aumento da geração hidráulica nos segundos semestres e uma diminuição nos primeiros (valores em torno de 100 MWmed), até o 2º semestre de 2008 e novamente no final de 2010.

No subsistema Norte, os valores se alteram significativamente apenas nos períodos secos da região, de agosto a dezembro, para os anos de 2006, 2007 e 2010. A geração hidráulica média mensal do subsistema Sul sofreu pequenas alterações ao longo do horizonte.

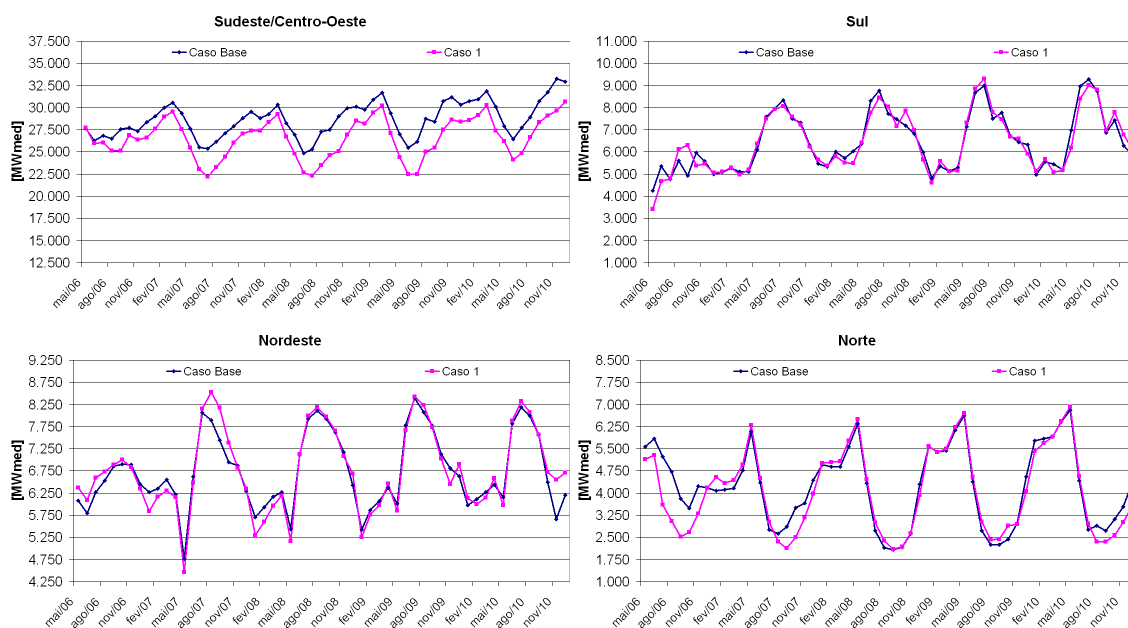


Figura 4.31: Geração hidráulica média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base

A diminuição da geração para o subsistema Sudeste é justificada pela retirada de algumas importantes UHEs antes pertencentes a este subsistema e, com a nova modelagem, alocadas em novos subsistemas. Dentre elas estão Três Marias, Serra da Mesa e Lajeado, citando apenas as maiores.

A diminuição da geração no subsistema Norte, basicamente proveniente da UHE Tucuruí, se deve ao não armazenamento dos vertimentos durante o período úmido da região das águas do rio Araguaia na UHE Serra da Mesa para posterior utilização na UHE Tucuruí, a jusante, durante o período de seca. Na modelagem proposta, essa água em excesso é vertida na UHE Tucuruí e, conseqüentemente, não armazenada para uso posterior.

Como complemento das avaliações acerca da geração hidráulica, os valores médios anuais para todos os subsistemas são apresentados nas Figuras 4.32 e 4.33, a seguir.

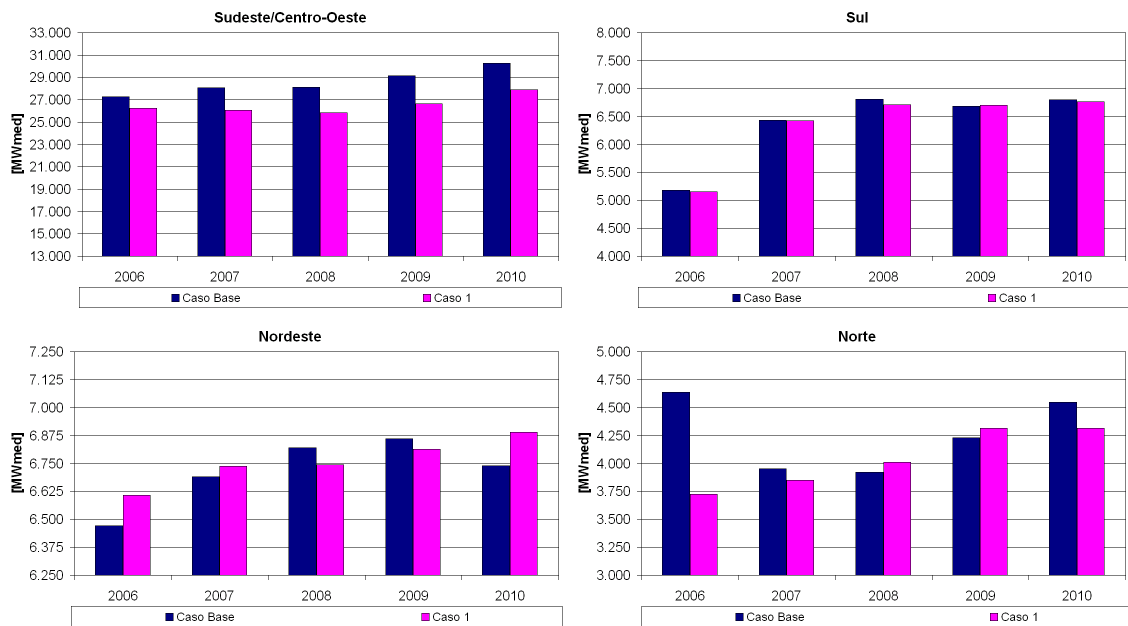


Figura 4.32: Geração hidráulica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 1 x Caso Base

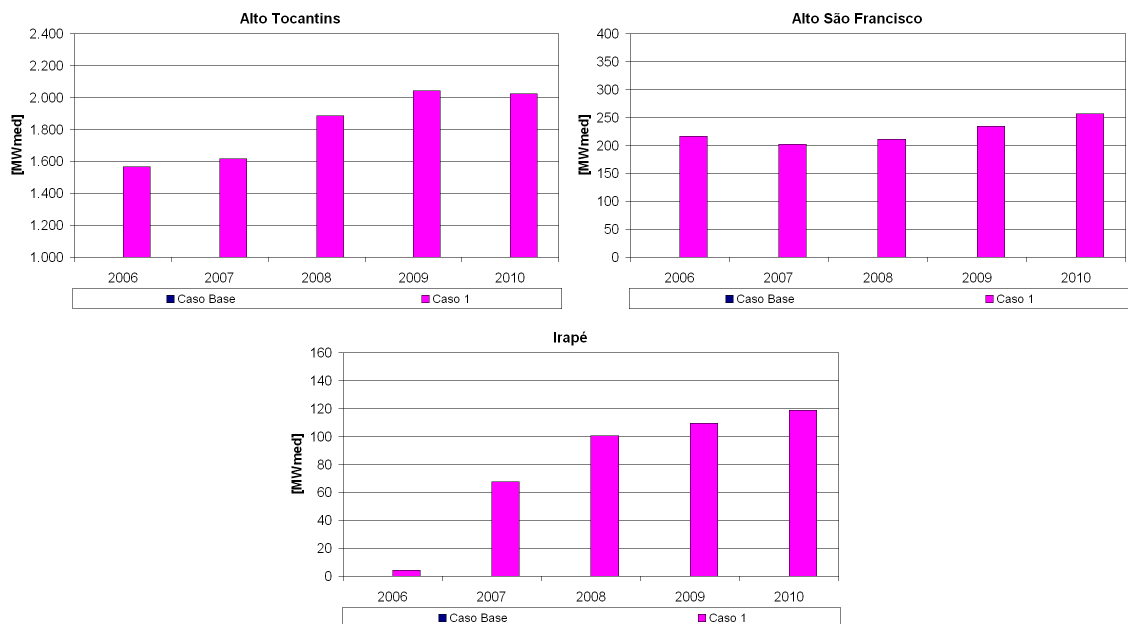


Figura 4.33: Geração hidráulica média anual - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco e Irapé - Caso 1 x Caso Base

Os montantes de geração variam entre 1.500 e 2.000 MWmed para o subsistema Alto Tocantins, 200 e 250 MWmed para o subsistema Alto São Francisco e entre 70 e 120 MWmed para o subsistema Irapé, a partir da entrada em operação

de todas as suas unidades geradoras em novembro/2006.

Vale observar que se somarmos os montantes gerados por estes subsistemas com os montantes do subsistema Sudeste/Centro-Oeste para o respectivo caso de estudo, notaremos que a diferença entre os casos de “valores entre 1.000 e 3.000 MWmed a menos no Caso 1 em relação ao Caso Base a partir de agosto/2006”, citado anteriormente, se reduz para no máximo 1.000 MWmed em termos mensais, e aproximadamente 100 MWmed em termos anuais.

Importante lembrar que essa é apenas uma comparação aproximada de valores, com o objetivo de se obter uma informação muito mais qualitativa do que quantitativa da redistribuição dos montantes de geração antes pertencentes ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste para os novos subsistemas adicionados.

O impacto dessas variações por subsistema na avaliação da geração hidráulica média anual para o SIN pode ser visualizado na Figura 4.34, que segue.

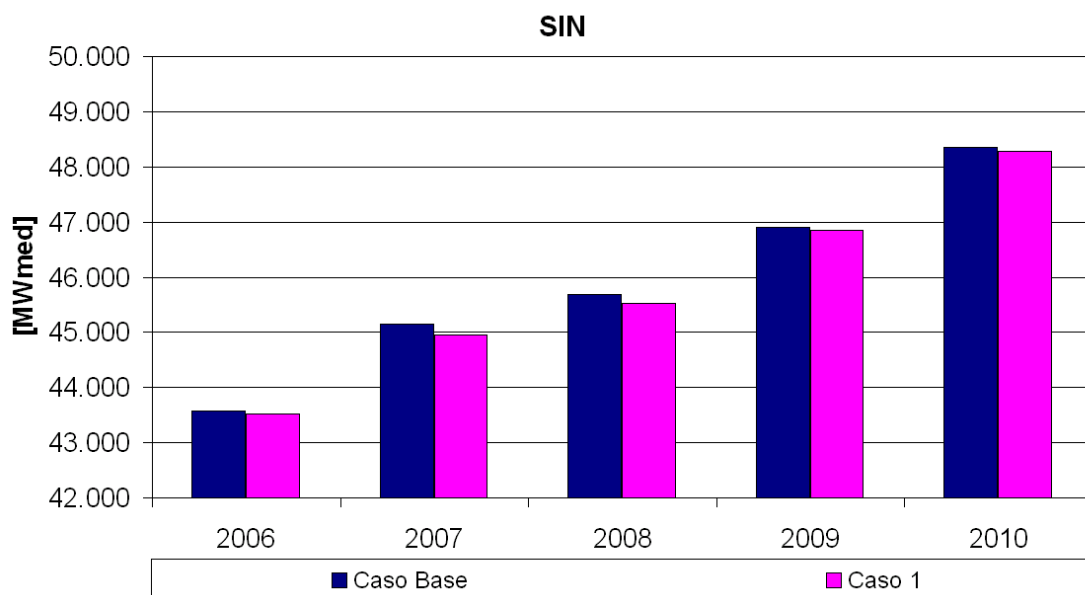


Figura 4.34: Geração hidráulica média anual - SIN - Caso 1 x Caso Base

Avaliando o SIN, observa-se uma redução na geração hidráulica média anual para todos os anos do horizonte para o Caso 1 em relação ao Caso Base, com montantes variando em torno de 100 MWmed por ano. Essa diminuição se justifica pelos motivos já citados anteriormente, mas é pouco significativa para o sistema já que representa uma diminuição de menos de 0,5% do total, anualmente.

4.3.3 Conclusão

Através dessa primeira modelagem, com objetivos puramente hidráulicos, verificou-se a eficácia do acoplamento hidráulico aplicado a subsistemas que possuem vínculo hidráulico entre suas usinas e que podem, ou não, apresentar vínculo elétrico entre eles. Como pode ser visto nos Itens 4.3.2.1, 4.3.2.2 e 4.3.2.3, a redistribuição das ENAs e a reformulação dos cálculos de energias armazenadas inicial, final e máximas, foram feitas conforme o esperado pelo modelo adotado.

Com relação aos resultados pode-se afirmar que como nesta representação os subsistemas criados não possuem mercado nem restrição de intercâmbio, era esperado que a modelagem tivesse pouco impacto no SIN como um todo, alterando apenas a operação dos reservatórios desses novos subsistemas e a propagação desse efeito para os demais reservatórios dos outros subsistemas.

O pequeno aumento nos CMOs dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul (de no máximo 18 R\$/MWh em termos mensais e inferior a 10 R\$/MWh em termos anuais), resultante do aumento do risco de déficit e da EENS, são conseqüências da alteração da modelagem hidráulica e da política de operação dos reservatórios, e pode-se considerar que tiveram efeito bastante ameno.

A diminuição da EENS no subsistema Nordeste, apresentando diferenças maiores que no subsistema Sudeste/Centro-Oeste principalmente quando se considera o mercado a ser atendido em cada subsistema, teve efeito acentuado na redução dos riscos de déficit por ter ocorrido exatamente nas séries mais críticas e, com isso, justifica a diminuição significativa dos CMOs deste subsistema de uma forma geral.

O subsistema Norte apresentou variações pouco significativas com relação a essas métricas, com pequeno destaque para o aumento dos riscos de déficits relacionados ao pequeno tamanho do mercado do subsistema em comparação aos demais, além do aumento da EENS para o mesmo, apesar de serem valores nominalmente de pequena ou nenhuma expressão.

De uma forma geral, a EENS, os riscos de déficit e os CMOs subiram do Caso 1 em relação ao Caso base, mesmo que em valores pequenos, para todo o SIN exceto para o subsistema Nordeste. Este era exatamente o resultado esperado partindo da premissa que a modelagem proposta acarretaria em um aumento dos vertimentos em virtude do não armazenamento indevido em decorrência da modelagem equivalente,

Item 4.3.2.8, e conseqüente diminuição da geração hidráulica nos reservatórios das cascatas envolvidas nas modelagens, Item 4.3.2.10, e o impacto dessas alterações nos subsistemas a que elas pertencem e nos demais.

Em decorrência disso, houve um aumento da geração térmica do sistema, Item 4.3.2.9, e com isso o aumento do custo total de operação do SIN contemplando todo o horizonte, Item 4.3.2.6. Vale destacar que essas diferenças levantadas foram em geral marginais e sem grande impacto na operação do sistema como um todo, podendo ser consideradas soluções estatisticamente equivalentes em termos de CTO, conforme afirmado anteriormente.

Com isso considera-se que o primeiro passo em direção à modelagem desejada foi realizado conforme esperado e novos passos nesse sentido serão dados de acordo com o aumento da complexidade da modelagem dos casos estudados adiante.

4.3.4 Análise complementar

Antes de prosseguir com o estudo é importante destacar um dos principais efeitos esperados com a utilização do acoplamento hidráulica na modelagem do SIN em uma modelagem equivalente de energia: o aumento da energia vertida.

Como já explicado anteriormente, a representação equivalente dos reservatórios das usinas pertencentes a um subsistema como um único armazenamento, que concentra toda a afluência, apresenta um inconveniente inerente à modelagem: a afluência de um rio que é aproveitada em uma usina pode ser armazenada em reservatórios que, fisicamente, estão a montante no rio. Como resultado disso, esse subsistema apresentaria valores para os vertimentos inferiores aos que seriam encontrados em uma simulação a usinas individualizadas.

Um dos mais destacados exemplos desse efeito ocorre no subsistema Norte. A afluência do rio Araguaia é aproveitada na UHE Tucuruí, como pode ser visto na Figura 4.4, apresentada anteriormente. Entretanto esta usina é modelada originalmente no mesmo subsistema que a UHE Serra da Mesa, de grande capacidade de armazenamento, mas localizada a montante do rio Araguaia. Em períodos de afluência mais favorável naquele rio, em vez do subsistema Norte verter, o que representaria o vertimento do excedente de água que não é aproveitado como energia turbinada ou armazenada na UHE Tucuruí, armazena esse montante em seu reser-

vatório equivalente que incorpora o reservatório da UHE Serra da Mesa.

Esse armazenamento resulta em uma operação indevida, na medida que corresponde a evitar vertimentos na UHE Tucuruí e possibilitar o aproveitamento deste excedente que foi armazenado na UHE Serra da Mesa posteriormente na própria UHE Tucuruí, durante um período menos favorável. Entretanto, é importante salientar que a energia que está sendo armazenada em Serra da Mesa é proveniente da afluência de um rio a jusante da usina, e por isso este armazenamento estaria inadequado de acordo com a topologia da cascata.

Isto traz como conseqüências o aumento da geração hidráulica na UHE Tucuruí, diminuição do vertimento e capacidade de regularização superior à existente no sistema real, melhorando as condições de atendimento.

Com a finalidade de comprovar a validade da modelagem proposta, este item se propõe a comparar resultados de energia vertida na região Norte para as modelagens do Caso Base e Caso 1. A fim de garantir que as séries de afluências fossem as mesmas para as duas modelagens, a avaliação foi efetuada com uma simulação final empregando séries históricas em vez de sintéticas, evitando que a configuração utilizada na modelagem interferisse na geração das séries sintéticas a serem utilizadas na simulação final. Com a utilização de séries históricas a modelagem irá respeitar a condição hidrológica do ano em questão, garantindo a igualdade nas condições para se efetuar a avaliação.

A partir dessas simulações foram selecionadas 3 séries consideradas de afluência abundante, de acordo com seus percentuais de energia natural afluyente, em relação à media das séries do histórico (também conhecida como média de longo termo – MLT), a serem avaliadas juntamente com os resultados médios das simulações para as duas modelagens. Não foram selecionadas séries desfavoráveis já que a variável a ser analisada é a energia vertida e em situações de menor energia afluyente o vertimento não ocorre em nenhuma modelagem.

A Tabela 4.8 a seguir, apresenta as séries escolhidas e suas afluências, em percentuais semestrais e anuais da MLT, para o ano de 2007. Para o Caso Base o subsistema apresentado é o Norte, enquanto que para o Caso 1 são apresentados os subsistemas Norte, Alto Tocantins e a soma dos dois. A soma é efetuada para representar a energia vertida das usinas que compõem a região Norte na modelagem

do Caso 1, em que estas usinas estão em dois subsistemas distintos.

Tabela 4.8: ENAs históricas[% MLT] - Ano 2007

Casos/Subsistemas	Série	1o sem.	2o sem.	2007
Caso Base - Norte	1943	168%	182%	171%
Caso 1 - Norte	1943	166%	185%	169%
Caso 1 - Alto Tocantins	1943	178%	162%	174%
Caso 1 - Norte + Alto Tocantins	1943	170%	173%	171%
Caso Base - Norte	1945	147%	190%	156%
Caso 1 - Norte	1945	131%	176%	140%
Caso 1 - Alto Tocantins	1945	233%	245%	237%
Caso 1 - Norte + Alto Tocantins	1945	169%	211%	178%
Caso Base - Norte	1980	154%	124%	148%
Caso 1 - Norte	1980	148%	116%	142%
Caso 1 - Alto Tocantins	1980	200%	148%	185%
Caso 1 - Norte + Alto Tocantins	1980	167%	132%	159%

Esta avaliação se baseia em estudar a energia vertida de cada modelagem para estes cenários escolhidos, séries apresentadas na Tabela 4.8, e compará-los entre si.

A Figura 4.35, a seguir, apresenta os valores de energia vertida média mensal para os subsistemas Norte, para o Caso Base, e Norte e Alto Tocantins somados, para o Caso 1, para as séries 1943, 1945 e 1980, além do valor médio das séries históricas.

Pode-se observar nos gráficos o comportamento esperado, com relação à energia vertida, para as séries analisadas. O somatório dos subsistemas Norte e Alto Tocantins na modelagem do Caso 1 verte durante o ano de 2007 mais que o subsistema Norte para o Caso Base.

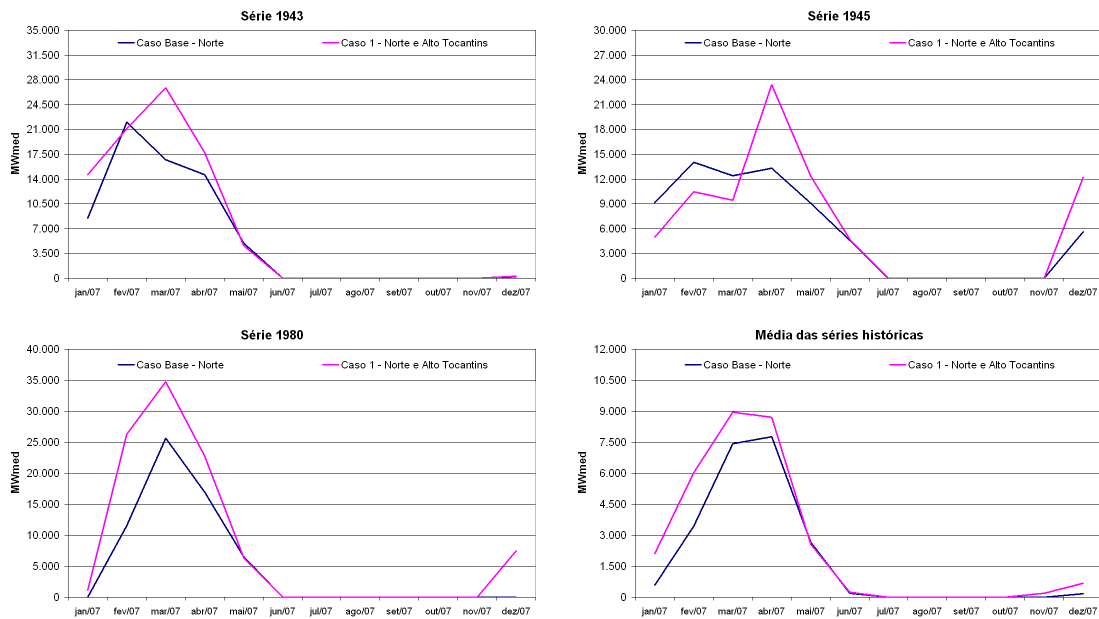


Figura 4.35: Energia vertida média mensal - Análise complementar

Esta conclusão pode ser estendida para todas as séries do histórico (ano de 2007), de acordo com a curva de permanência apresentada na Figura 4.36, a seguir.

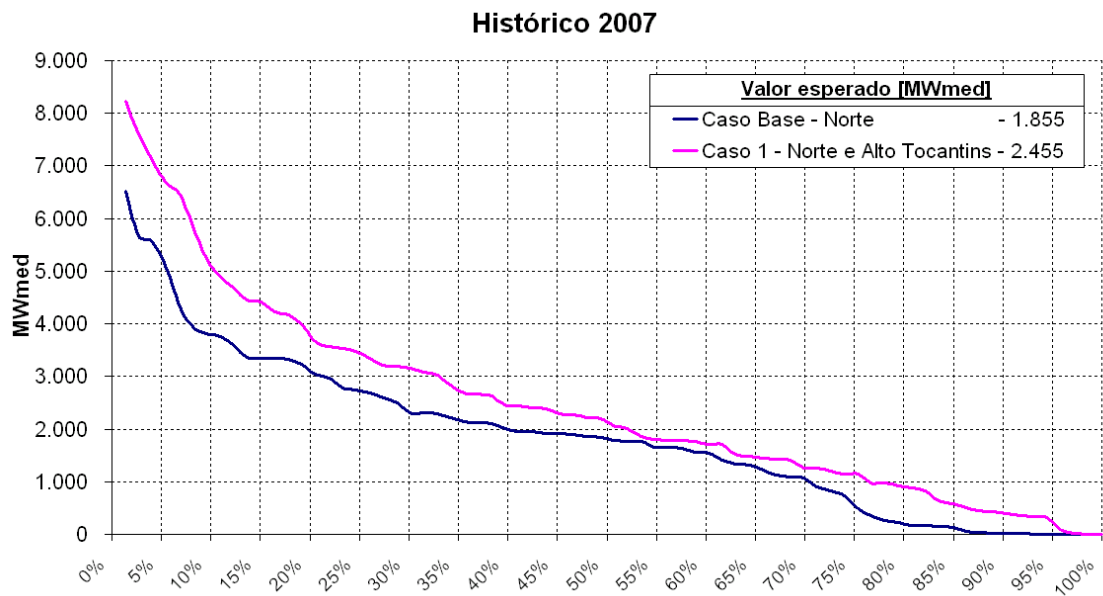


Figura 4.36: Curva de permanência da energia vertida média anual - Histórico - Caso 1 x Caso Base

Pode-se observar que os valores de energia vertida para o Caso 1 permanecem superiores aos referentes ao Caso Base, para todas as séries do histórico avaliadas,

quando dispostos em uma curva de permanência. Ainda na intenção de estender esta avaliação, a Figura 4.37, a seguir, apresenta os valores médios mensais e anuais para as energia vertidas para todo o horizonte de estudo, 5 (cinco) anos.

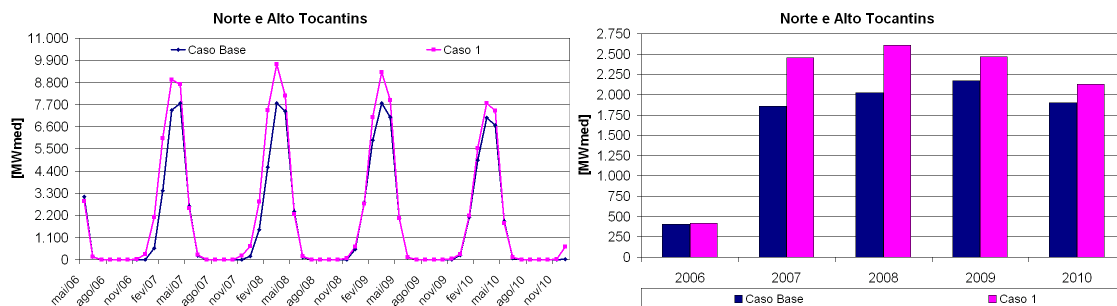


Figura 4.37: Energia vertida média mensal e anual - Histórico - Caso 1 x Caso Base

A Figura 4.38, a seguir, complementa o estudo demonstrando o aumento dos montantes vertidos nas usinas pertencentes à região Norte quando analisados os valores médios mensais e anuais verificados nas simulações com 2.000 séries para as modelagens avaliadas.

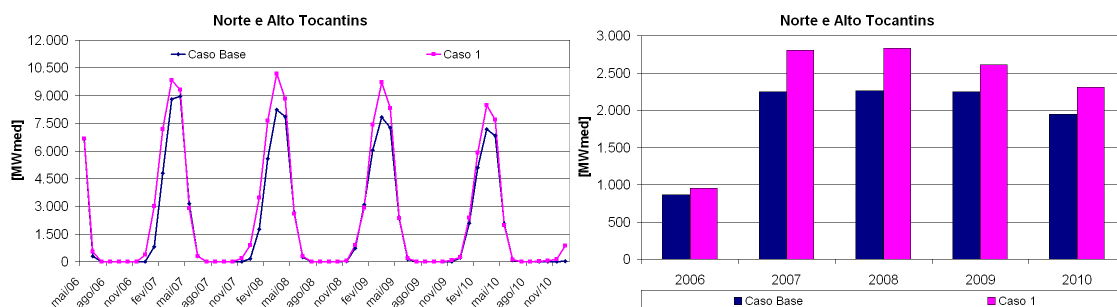


Figura 4.38: Energia vertida média mensal e anual - Análise complementar - Caso 1 x Caso Base

Pode-se observar nos gráficos que a energia vertida na região mantém-se cerca de 500 Mwmed/ano, superior à estimada na modelagem do Caso 1 a partir de 2007. O resultado comprova o efeito já esperado e corrobora a motivação fundamental da modelagem utilizada no Caso 1: representar de maneira mais realista a operação do SIN e o comportamento das afluentes, através da utilização da funcionalidade do acoplamento hidráulico e eliminação das usinas fictícias da configuração.

4.4 Caso 2 - Representação explícita de Itaipu

4.4.1 Introdução

Antes de avaliar o impacto da modelagem do intercâmbio e das cargas relativas aos novos subsistemas adicionados no caso anterior, Item 4.3, este item se destina a avaliar separadamente a representação explícita da UHE Itaipu a fim de não contaminar as avaliações a serem apresentadas no Item 4.5 devido às proporções dos valores de energia gerada e transferida pela usina e a importância da mesma para o planejamento e a operação do SIN como um todo.

A representação da UHE Itaipu como subsistema não tem motivação de acoplamento hidráulico como os demais casos de estudo, mas o objetivo de se obter uma modelagem mais realista com relação aos limites de intercâmbio que abrangem a usina e os subsistemas envolvidos, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Representada na modelagem atual como uma usina pertencente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a UHE Itaipu apresenta uma geração média anual que é abatida do limite de intercâmbio entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, para a determinação dos limites equivalentes.

Com a criação do subsistema Itaipu acoplado hidraulicamente ao restante da cascata do rio Paraná, o advento do nó de Ivaiporã representativo da interligação real entre a usina e a subestação de distribuição, e a modelagem do *link DC* (elo de corrente contínua) entre a usina e a área São Paulo, tem-se uma representação mais realista das condições de transferência de energia da usina e mais detalhada com relação aos limites de intercâmbio da região.

A Figura 4.39, a seguir, apresenta simplificada essas interligações referentes à representação em separado da UHE Itaipu.

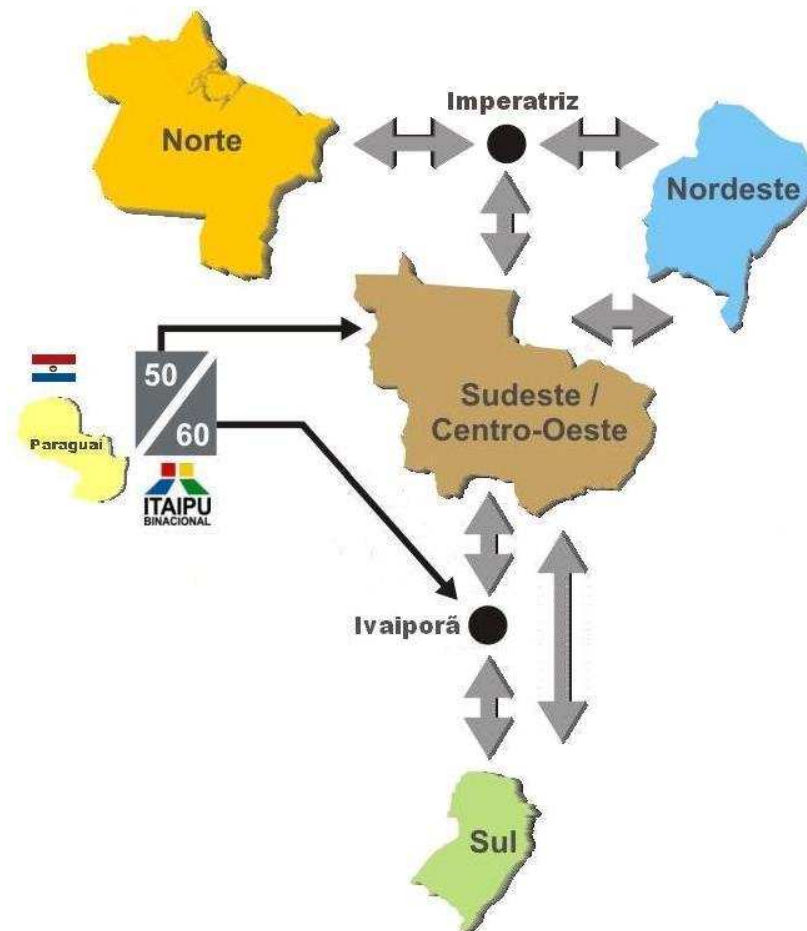


Figura 4.39: Modelagem de Itaipu

Outro aspecto de interesse é que esta modelagem também permite a representação explícita do consumo interno da UHE Itaipu (na forma de carga adicional do novo subsistema Itaipu) e a carga da ANDE (referente ao mercado paraguaio). Estas cargas são feitas prioritárias através da adoção de uma curva de déficit extremamente elevada para o subsistema, de forma a evitar cortes de carga no mesmo. Desta forma, as alterações relativas aos valores de carga adotados para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Itaipu são apresentadas na Tabela 4.9, a seguir.

Tabela 4.9: Mercado de energia [MWmed] - maio/2008 - Caso 2 x Caso 1

Subsistemas	Caso 2	Caso 1	Diferença
Sudeste/Centro-Oeste	29.957	30.374	-417
Itaipu + Carga adicional	386 + 31	-	417
Total	30.374	30.374	0

A representação final acrescentando o subsistema Itaipu à modelagem apresentada no Item 4.3 – a fim de melhor representar os intercâmbios envolvidos na região – segue conforme Figura 4.40, com os respectivos intercâmbios para o primeiro mês de estudo (maio/2008), em MWmed. Entre parênteses o valor utilizado como intercâmbio mínimo obrigatório, representativo da geração mínima da usina (funcionalidade não existente na versão oficial do modelo de otimização) e restrições elétricas nas linhas que interligam o parque gerador de 60 Hertz de Itaipu com a subestação de Ivaiporã.

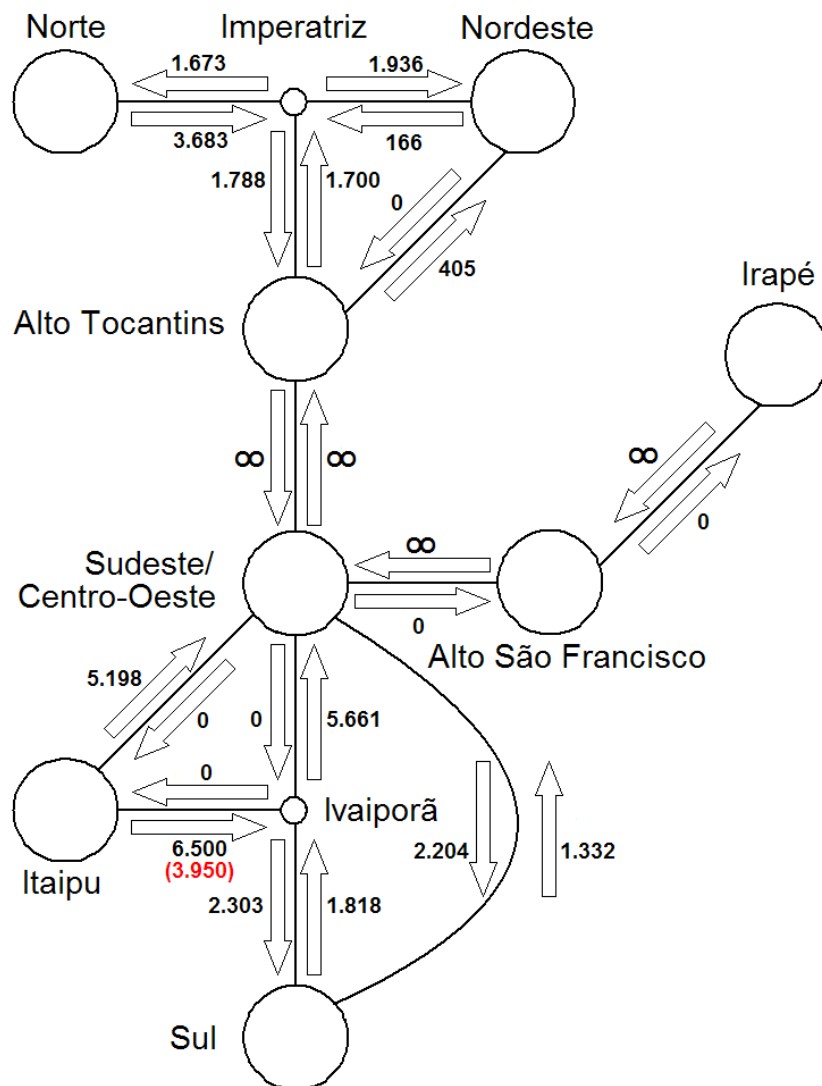


Figura 4.40: Diagrama esquemático com limites de intercâmbio [MWmed] - Caso 2

4.4.2 Resultados

Para a avaliação da representação da UHE Itaipu como subsistema foram acompanhadas algumas das variáveis analisadas no Item 4.3. As métricas avaliadas foram as seguintes:

- Energia natural afluyente – ENA;
- Energia armazenada final;
- Risco de déficit;
- Valor esperado da energia não suprida – EENS;
- Custo total de operação – CTO;
- Custo marginal de operação – CMO;
- Energia vertida;
- Geração térmica;
- Geração hidráulica.

As observações acerca de cada um dos itens relacionados anteriormente são apresentadas nos sub-itens que seguem, em valores médios das 2.000 séries da simulação final:

4.4.2.1 Energia natural afluyente – ENA

Assim como realizado no Caso 1, pretende-se verificar a correta divisão dos valores da ENA dos seis meses anteriores ao estudo de acordo com a adição do subsistema Itaipu. Os valores para o Caso 1 estão presentes no Item 4.3.2.1, Tabela 4.2, enquanto que para o Caso 2 seguem na Tabela 4.10, adiante.

Tabela 4.10: ENAs usadas como tendência [MWhês] - Caso 2

Subsistemas	nov/05	dez/05	jan/06	fev/06	mar/06	abr/06
Sudeste/Centro-Oeste	21.618	44.273	35.556	38.698	45.798	35.824
Sul	9.689	3.287	3.287	2.947	2.943	2.499
Nordeste	3.534	13.124	13.781	5.920	9.600	14.035
Norte	1.440	4.726	7.471	8.556	10.808	16.958
Alto Tocantins	903	3.126	1.839	1.902	3.101	3.142
Alto São Francisco	361	852	438	416	726	456
Irapé	93	222	35	14	86	83
Itaipu	4.860	4.469	3.603	4.140	4.366	4.685
SIN	42.498	74.078	66.010	62.593	77.428	77.682

Com a inclusão do subsistema Itaipu, apenas o subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentou alteração nos valores de ENAs passadas, como destacado na Tabela 4.11.

Tabela 4.11: ENAs [MWhês] - Diferenças Caso 2 - Caso 1

Subsistemas	nov/05	dez/05	jan/06	fev/06	mar/06	abr/06
Sudeste/Centro-Oeste	-4.860	-4.469	-3.603	-4.140	-4.366	-4.685
Itaipu	4.860	4.469	3.603	4.140	4.366	4.685
SIN	0	0	0	0	0	0

Conforme verificado, não houve alteração na ENA do SIN, apenas uma redistribuição dos valores de acordo com a adição do novo subsistema. Como o subsistema Itaipu é constituído apenas da usina de mesmo nome, antes pertencente ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste, seus montantes são exatamente os mesmos que foram abatidos do subsistema de origem.

4.4.2.2 Energia armazenada final

Como a UHE Itaipu é uma usina a fio d'água, isto é, não possui capacidade de regularização mensal de suas águas, sua representação em subsistema separado

não tem impacto na análise das energias armazenadas iniciais dos subsistemas. Entretanto esta representação diferenciada tem influência na operação do sistema e, portanto, impacta os níveis dos reservatórios equivalentes de cada subsistema, ao longo do horizonte.

Comparando a evolução da energia armazenada média para o SIN para o Caso 2, com o Caso 1, este apresenta valores superiores durante todo o horizonte (em média 1.500 MWmed) apesar de em termos percentuais isso implicar em um acréscimo anual inferior a 1%, podendo ser considerado pouco significativo.

4.4.2.3 Risco de déficit

Os riscos de déficits superiores a 1% da carga apresentaram valores levemente inferiores, não mais do que 1%, no Caso 2 para quase todos os anos e subsistemas. Entretanto, não é aconselhável tirar qualquer conclusão sobre essa redução neste momento, já que as diferenças apresentadas são pequenas e podem ser simples alteração do ponto de operação do sistema, para uma solução ótima estatisticamente equivalente.

Vale salientar que não foi verificado qualquer déficit para o subsistema Itaipu durante todo o horizonte, ratificando o correto funcionamento da adoção de elevados valores para os custos de déficit deste subsistema, neste aspecto.

4.4.2.4 Valor esperado da energia não suprida – EENS

Em concordância com o resultado apresentado para os riscos de déficit, os valores de EENS para o Caso 2 são inferiores aos verificados no Caso 1. As diferenças em termos de MWmed são em geral pequenas, em torno de 2 a 3 MWmed a menos por ano, exceto no subsistema Sudeste/Centro-Oeste onde a redução da EENS chega a 16 MWmed em 2011. Estas reduções têm pouco impacto no SIN, conforme observado na análise dos riscos de déficit no Item 4.4.2.3, anterior.

A diferença para o SIN, nos dois casos, pode ser verificada na Figura 4.41 a ser mostrada adiante. Essa diferença mantém valores de pequena ordem, mas representam uma redução de aproximadamente 20% da EENS média anual do SIN, em todos os anos.

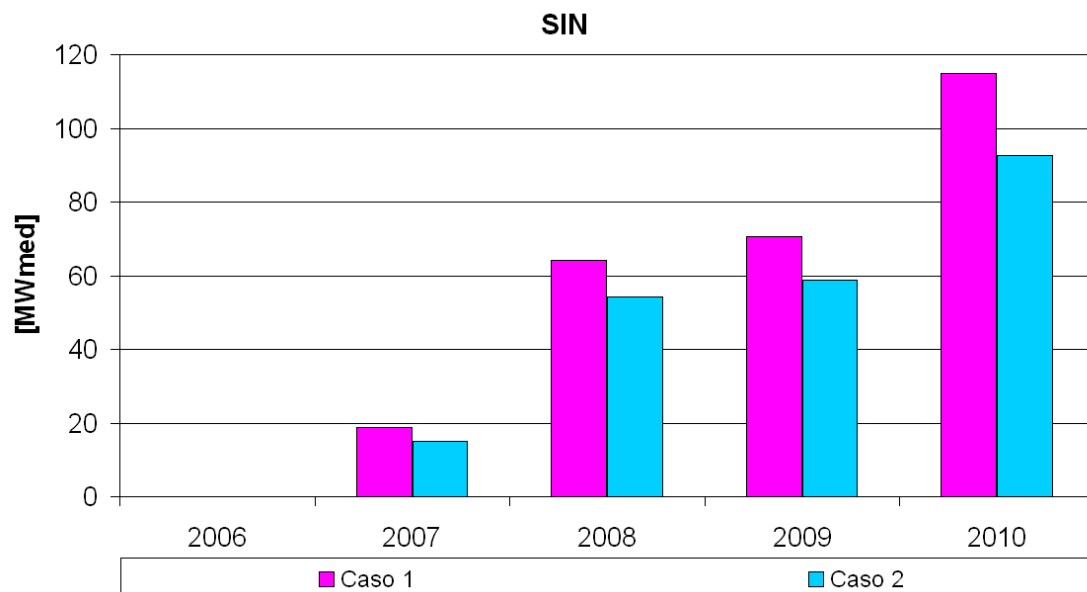


Figura 4.41: Valor esperado da energia não suprida - SIN - Caso 2 x Caso 1

4.4.2.5 Custo total de operação – CTO

Pode-se afirmar que a modelagem proposta não teve impacto no custo total de operação, como pode ser visto na Tabela 4.12 ilustrada a seguir.

Tabela 4.12: Custo total de operação [milhões de R\$] - Diferenças Caso 2 - Caso 1

Casos	Valor esperado total	Desvio padrão
Caso 2	16.702,79	465,43
Caso 1	16.890,76	463,67
Diferença	-187,97	

A diferença de aproximadamente 190 milhões de reais a menos verificada no Caso 2, comparada com o valor esperado do CTO do Caso 1, pode ser considerada não significativa já que os dois valores esperados apresentados podem ser considerados estatisticamente equivalentes quando levados em consideração juntamente com os respectivos desvios.

4.4.2.6 Custo marginal de operação – CMO

Os valores mensais de custo marginal de operação apresentam durante todo o horizonte valores próximos para os dois casos, com leve diminuição em todos os subsistemas principalmente para os dois últimos anos e elevação no Nordeste em 2006. Apesar disso, essas diferenças não chegam a assumir valores superiores a 10 R\$/MWh.

Um aspecto interessante de se ressaltar é em relação ao CMO do novo subsistema Itaipu criado. Apesar de não haver problema conhecido de “estrangulamento” dos intercâmbios entre os subsistemas envolvidos, isto é, os limites não são atingidos, mas pelo contrário são bem dimensionados, poderia-se imaginar inicialmente que os CMOs desse subsistema deveriam assumir valores iguais aos dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste ou Sul. Entretanto, conforme a Figura 4.42 apresentada a seguir, o subsistema Itaipu apresentou valores constantemente superiores aos dois subsistemas, avaliando os valores mensais e anuais, mesmo que com diferenças marginais.

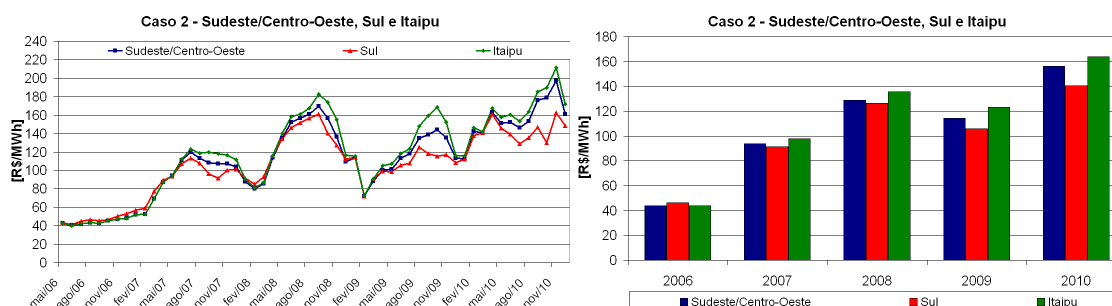


Figura 4.42: CMO médio mensal e anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Itaipu - Caso 2

É exatamente o comportamento exportador de energia do subsistema Itaipu, suprindo ora o Sudeste/Centro-Oeste ora o Sul de acordo com a necessidade decorrente da situação hidrológica de cada um deles, que explica essas diferenças encontradas entre os CMOs dos subsistemas. Para garantir esse suprimento constante de energia (além de restrições elétricas na linha) e representar a geração mínima da usina, modelou-se um intercâmbio mínimo entre o subsistema Itaipu e o nó de Ivaiporã, com uma penalidade vinculada ao não cumprimento dessa restrição.

Como o custo de déficit desse subsistema é mais alto que dos demais, para

garantir o suprimento do mercado paraguaio (ANDE), em situações mais críticas de energias afluentes a restrição de intercâmbio pode ser violada sem no entanto gerar déficit para o subsistema. Este fato ocorre para pouquíssimas séries hidrológicas, exatamente pelo correto dimensionamento dos limites de intercâmbios. Entretanto, quando isto ocorre seu CMO pode atingir valores bem superiores aos dos demais subsistemas, que possuem custo de déficit inferior. O resultado disso é que em média o seu CMO pode assumir valores superiores aos dos outros dois subsistemas.

Os resultados anuais apenas confirmam o observado anteriormente para os CMOs mensais, onde o Caso 2 apresentou um pequena redução em relação ao Caso 1 para todos os subsistemas principalmente a partir de 2009, exceto no Nordeste em 2006.

4.4.2.7 Energia vertida

É esperado que a energia vertida média não sofra grandes alterações em seus valores, exceto para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e os demais subsistemas interligados a eles, em conseqüência da separação da UHE Itaipu. A usina, uma das mais importantes da região Sudeste, é responsável por boa parte da energia vertida pelo subsistema Sudeste/Centro-Oeste na modelagem equivalente.

Assim como no caso de Serra da Mesa e Tucuruí, quando comparados os Casos Base e 1, é esperado que com a separação da UHE Itaipu de seu subsistema de origem a usina mantenha seu vertimento, diminuindo a energia vertida pelo subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Entretanto, por não contar mais com a enorme capacidade de turbinamento da usina, é provável que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste aumente seu vertimento nas demais usinas que o constituem.

A evolução média mensal e anual da energia vertida pode ser observada nas Figuras 4.43 e 4.44, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Itaipu, Alto Tocantins e Alto São Francisco, ilustradas a seguir.

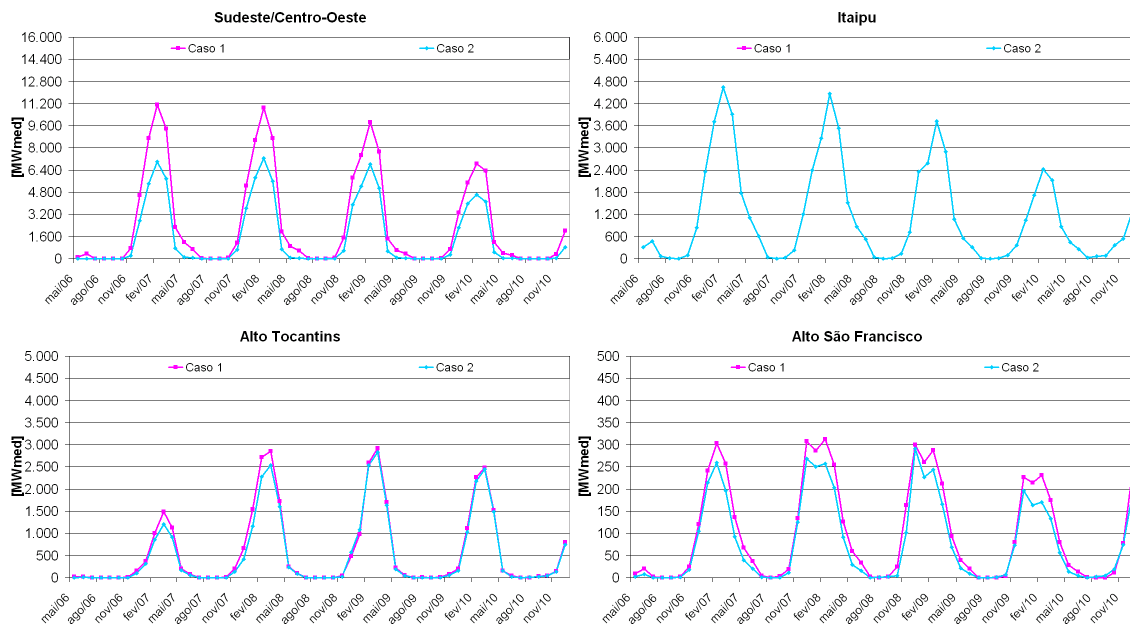


Figura 4.43: Energia vertida média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Itaipu, Alto Tocantins e Alto São Francisco - Caso 2 x Caso 1

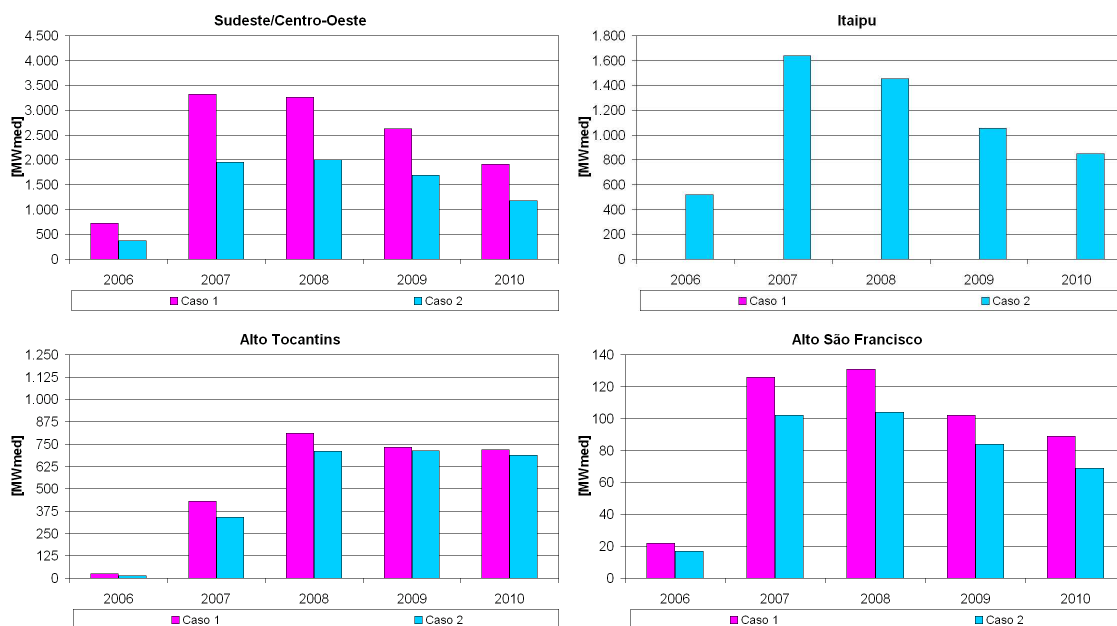


Figura 4.44: Energia vertida média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Itaipu, Alto Tocantins e Alto São Francisco - Caso 2 x Caso 1

Os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Alto Tocantins e Alto São Francisco, apresentaram alteração significativa no vertimento. Destaca-se a redução nos valores dos vertimentos nos subsistemas Alto Tocantins e Alto São Francisco, resultado de

uma maior geração hidráulica nesses subsistemas (assunto que será abordado no Item 4.4.2.9) em consequência do aumento do vertimento nas demais usinas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e conseqüente diminuição da geração hidráulica devido à remoção da UHE Itaipu do subsistema.

Como destacado nas figuras de médias mensais a redução no subsistema Sudeste/Centro-Oeste é bastante significativa, da ordem de mais de 1.000 MWmed desde o início do horizonte. Se considerarmos que os vertimentos na UHE Itaipu antes eram contabilizados no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e somarmos os valores médios anuais dos dois subsistemas, para o Caso 2, podemos ter uma estimativa do quanto a energia vertida do subsistema realmente foi afetada.

Com isso, pode-se observar que a redução da energia vertida no subsistema Sudeste/Centro-Oeste é inferior ao montante vertido em Itaipu. Portanto, conclui-se que o vertimento nas demais usinas que compõem o subsistema Sudeste/Centro-Oeste aumentou em relação ao Caso 1.

Na Figura 4.45, a seguir, pode-se observar o aumento na energia vertida do SIN, em acordo com o aumento do vertimento no conjunto Sudeste/Itaipu, citado anteriormente, apesar da diminuição em menor proporção dos montantes vertidos nos subsistemas Alto Tocantins e Alto São Francisco, conforme Figura 4.44.

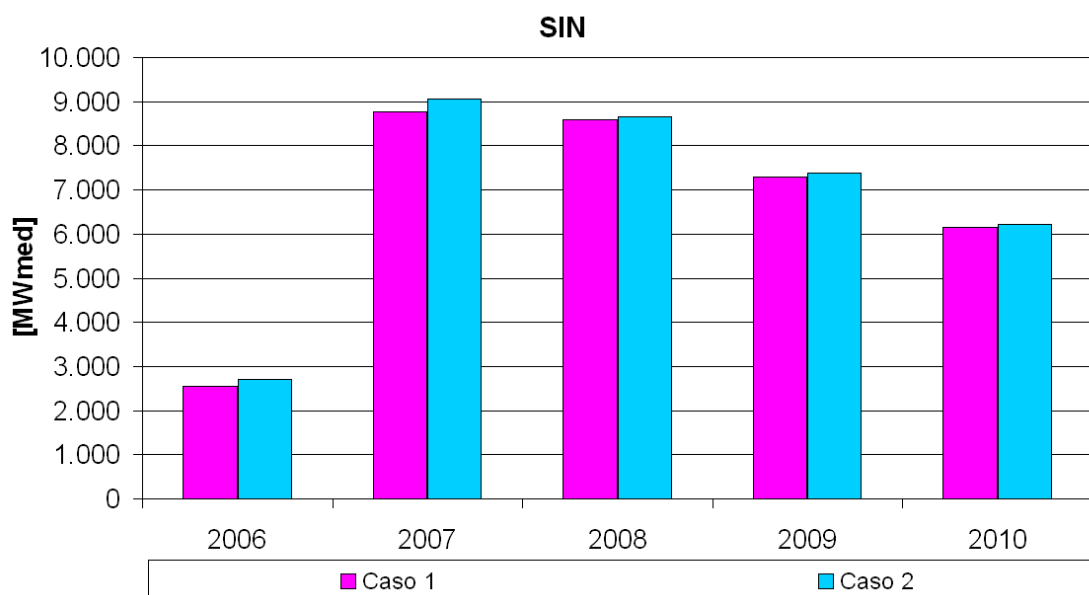


Figura 4.45: Energia vertida média anual - SIN - Caso 2 x Caso 1

Apesar do aumento verificado, os montantes divergentes são da ordem de 200

MWmed, um aumento de cerca de 6% da energia vertida total para o 2006, 3% para 2007 e 1% para os demais.

4.4.2.8 Geração térmica

A criação do subsistema Itaipu teve pouco impacto no despacho de geração térmica do SIN, conforme pode ser observado na Figura 4.46, ilustrada a seguir.

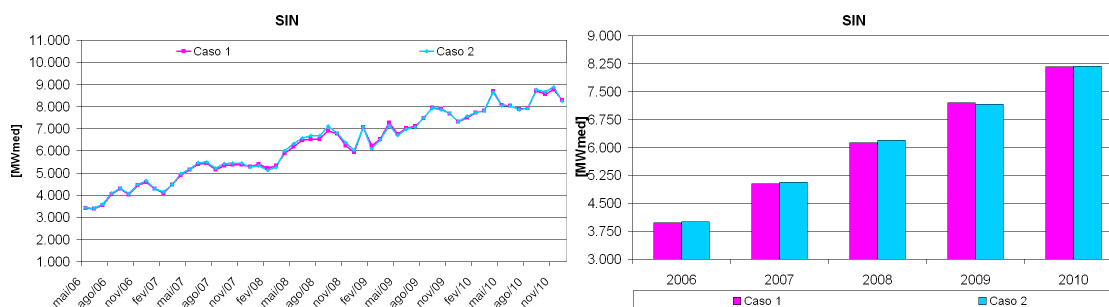


Figura 4.46: Geração térmica média mensal e anual - SIN - Caso 2 x Caso 1

O aumento verificado no SIN era esperado a partir do momento em que os montantes verificados de energia vertida nos subsistemas aumentaram em decorrência da retirada da UHE Itaipu do subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Destaca-se a pequena variação encontrada nos valores, com um aumento médio inferior a 50 MWmed durante todo o horizonte, concentrado principalmente no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Os montantes médios anuais de geração térmica apenas confirmam o observado anteriormente, com um aumento médio anual inferior a 100 MWmed para o SIN, cerca de 1% a mais para o Caso 2 em relação ao Caso 1.

4.4.2.9 Geração hidráulica

Complementando a análise deste caso, pode-se observar através das Figuras 4.47 e 4.48, ilustradas a seguir, a diminuição da geração hidráulica para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante todo o horizonte – aproximadamente 8.500 MWmed a menos no Caso 2 em relação ao Caso 1 com a retirada da UHE Itaipu. Para os demais subsistemas, destaque para as variações no Alto Tocantins e Alto São Francisco, que aumentaram sua geração hidráulica significativamente em todo o

horizonte, e para o Nordeste em que esse aumento também ocorreu, mas no final de 2007 e em 2010.

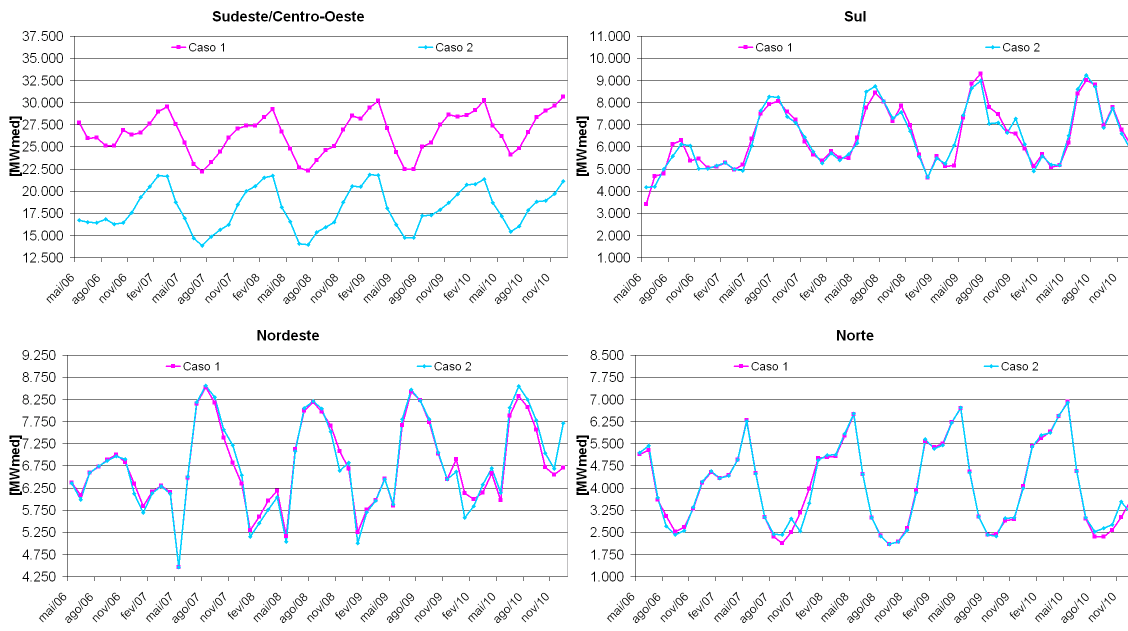


Figura 4.47: Geração hidráulica média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 2 x Caso 1

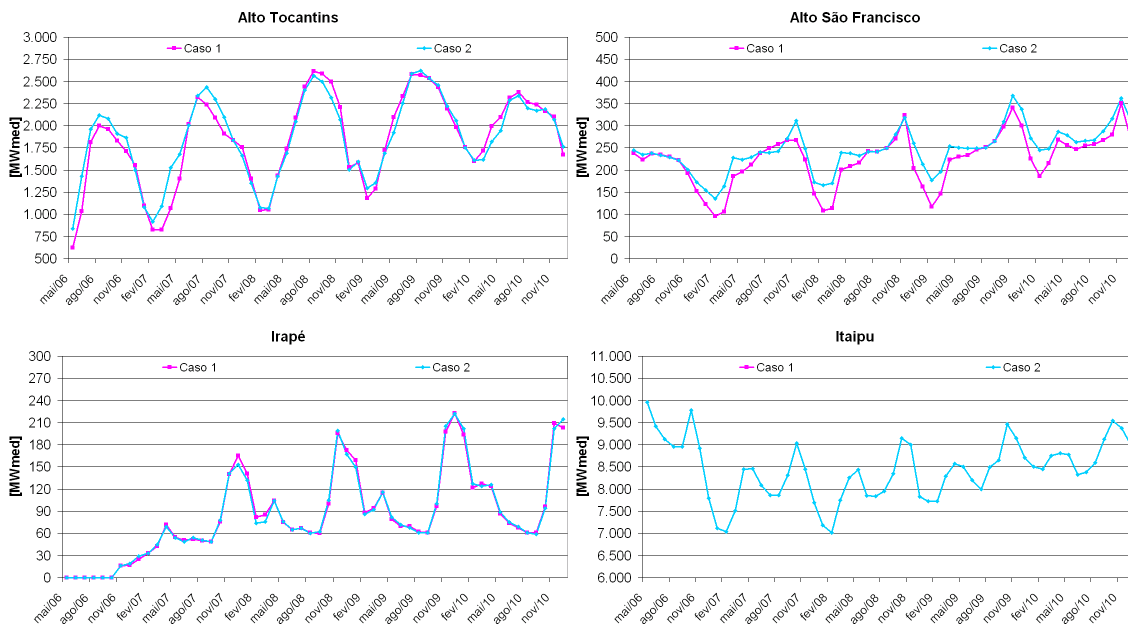


Figura 4.48: Geração hidráulica média mensal - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 2 x Caso 1

O aumento da geração hidráulica nos subsistemas citados anteriormente é

consequência da diminuição da geração para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, já que não há restrição de intercâmbio entre eles. Tal diminuição é justificada pela retirada da UHE Itaipu, apesar da geração média da usina, em geral, ser inferior ao montante que deixou de ser gerado no subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Com isso, pode-se concluir que a geração hidráulica nas demais usinas que compõem o subsistema aumentou, assim como verificado para a energia vertida deste caso. Os valores médios anuais ilustram essas conclusões mais claramente, nas Figuras 4.49 e 4.48 apresentadas a seguir.

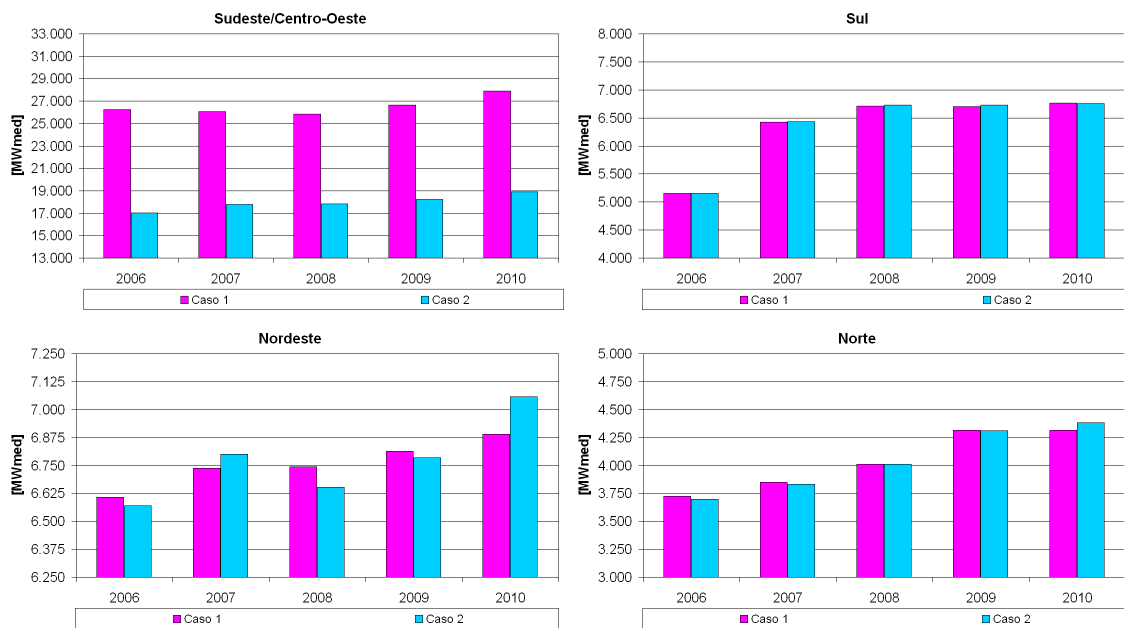


Figura 4.49: Geração hidráulica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 2 x Caso 1

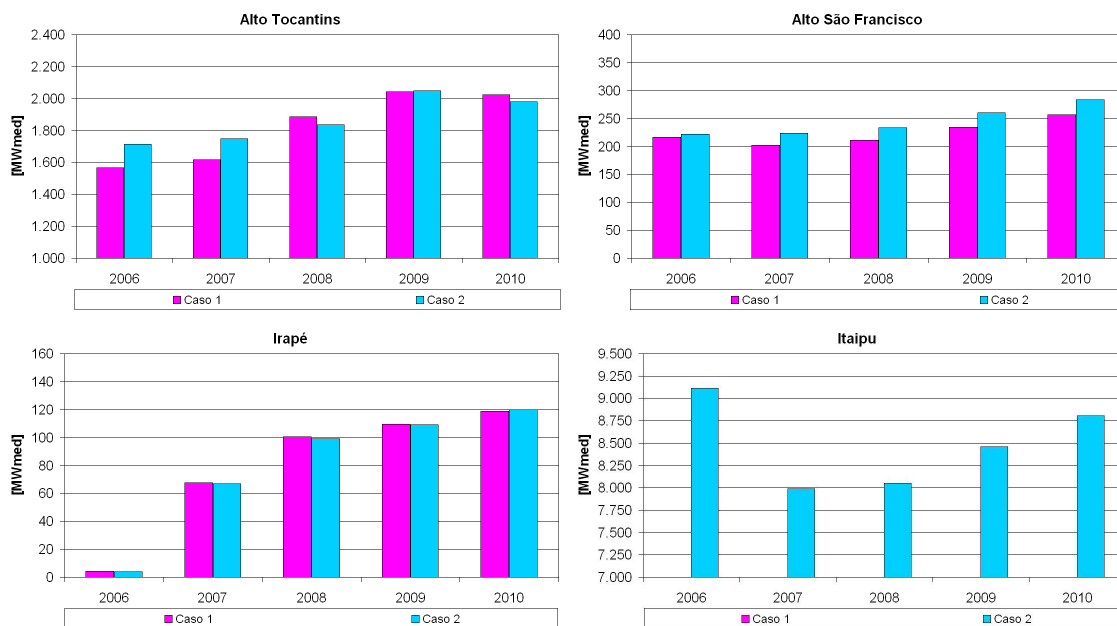


Figura 4.50: Geração hidráulica média anual - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 2 x Caso 1

O impacto das variações por subsistema na avaliação da geração hidráulica média anual para o SIN pode ser visualizado na Figura 4.51, que segue.

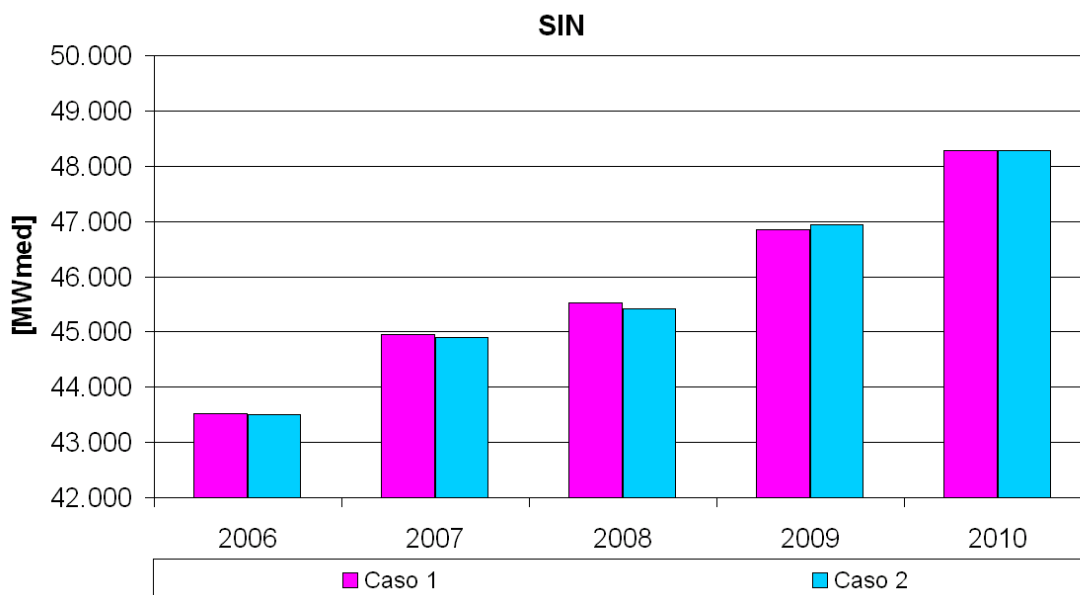


Figura 4.51: Geração hidráulica média anual - SIN - Caso 2 x Caso 1

Avaliando o SIN, observa-se que o impacto na geração hidráulica média anual é insignificante (bem inferior a 1% da geração total do SIN), para todos os anos do

horizonte. Apesar dos montantes por subsistema terem variado bastante, nota-se que o aumento da geração nos subsistemas Sul, Alto Tocantins e Alto São Francisco apenas compensaram a redução da geração no Sudeste/Centro-Oeste, além do montante gerado em Itaipu.

4.4.3 Conclusão

O Caso 2 apresentou apenas uma alteração na sua modelagem em relação ao Caso 1, apresentado no Item 4.3, que foi a representação da UHE Itaipu separada do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em um subsistema de mesmo nome, com mercado próprio (ANDE e consumo interno) e intercâmbios bem dimensionados. Esta modelagem tem por objetivo obter uma representação mais realista com relação aos limites de intercâmbio que abrangem a usina e os subsistemas envolvidos, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Ao se observar as variáveis analisadas para esta modelagem, nota-se que houve pouco impacto nos resultados finais para o SIN. O risco de déficit diminuiu menos de 1% de uma forma geral, o custo marginal de operação se elevou levemente em 2006 no Nordeste mas no decorrer do tempo, a partir do final de 2008, diminuiu em todos os subsistemas. A energia armazenada ao final de cada período aumentou cerca de 1.500 MWmed por ano para o SIN, aproximadamente 1% do total.

Em decorrência do aumento da energia vertida nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte (apesar da redução nos demais), principalmente nos dois primeiros anos do estudo, houve a necessidade do aumento do despacho térmico (cerca de 1% maior ao ano) e uma manutenção da geração hidráulica do SIN.

Com isso pode-se concluir que a representação em separado da UHE Itaipu com a modelagem correta dos intercâmbios envolvidos não teve, em média, impacto significativo na política operativa do SIN, apenas encontrando um ponto de operação diferente, mas estatisticamente semelhante de acordo com a função objetivo do modelo, como pode-se comprovar ao observar o custo total de operação dos dois casos.

4.4.4 Análise complementar

Observando a conclusão apresentada anteriormente, o leitor pode questionar o porquê de se adotar uma modelagem mais detalhada para um problema, conforme proposto no presente item, se a representação mais simplificada possui resultados equivalentes.

Este raciocínio estaria correto, não fosse a característica específica do problema. Era esperado que na média dos 2.000 cenários hidrológicos os casos apresentassem resultados semelhantes, já que a modelagem equivalente atualmente adotada para os intercâmbios foi devidamente estudada no passado e chegou-se à essa representação exatamente observando-se análises médias. Além disso, tem que se levar em consideração que o caso analisado é razoavelmente comportado, o PEN 2006.

Para comprovar a validade da modelagem proposta, basta analisar algumas séries de comportamento específico, isto é, séries que possuam características que imponham à usina Itaipu uma operação diferente da geração média utilizada na modelagem dos intercâmbios originais. Normalmente, utiliza-se uma geração típica do conjunto de máquinas de 60 Hertz de aproximadamente 4.600 MWmed, variando um pouco de acordo com a duração de cada patamar. Ao utilizar esta geração média, limita-se a capacidade de exportação ou importação do subsistema Sul para o Sudeste/Centro-Oeste na diferença entre esse valor e a capacidade máxima da interligação.

Esta “folga” é bem dimensionada para quando a geração de Itaipu gira em torno desse valor, mas pode apresentar perda de coerência com a realidade operativa quando esta for bem inferior ou superior. Para demonstrar isso, basta analisar para o Caso 2 o comportamento do subsistema Itaipu com relação a sua geração hidráulica e os intercâmbios envolvidos, para diferentes séries hidrológicas.

Na Tabela 4.13 a seguir, são apresentados os valores de energia natural afluente de algumas séries para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Itaipu, em percentuais das médias das 2.000 séries para o ano de 2007, a fim de apresentar as grandes diferenças hidrológicas que existem e justificar a escolha das séries para analisar o comportamento da geração da UHE Itaipu.

Tabela 4.13: ENAs [% Média] - Caso 2 - Ano 2007

Subsistemas/séries	1o sem/07	2o sem/07	Ano 2007
SE/CO - série 392	59%	69%	63%
SUL - série 392	158%	215%	191%
ITAIPU - série 392	182%	218%	198%
SE/CO - série 959	150%	125%	142%
SUL - série 959	129%	36%	76%
ITAIPU - série 959	72%	31%	54%
SE/CO - série 1570	46%	76%	57%
SUL - série 1570	94%	151%	126%
ITAIPU - série 1570	31%	34%	32%
SE/CO - série 1984	137%	146%	140%
SUL - série 1984	59%	67%	63%
ITAIPU - série 1984	173%	168%	171%

Conforme a Tabela 4.13, anterior, cada série escolhida representa uma situação adversa em 2007 para alguns dos subsistemas envolvidos separadamente ou em conjunto. A série 392 é ruim apenas para o subsistema Sudeste/Centro Oeste, apesar de extremamente favorável para o Sul e Itaipu. Em contraposição, a série 959 tem a situação exatamente oposta, com estes subsistemas em situação bastante desfavorável e o Sudeste/Centro-Oeste com a série bastante úmida. A série 1570 é uma série favorável apenas para o subsistema Sul, e seca para os demais, enquanto a série 1984 apresenta a situação inversa.

A partir da escolha das séries a serem avaliadas, pode-se estudar a geração hidráulica de cada subsistema para estes cenários escolhidos e compará-los com os valores médios das 2.000 séries hidrológicas. A Figura 4.52, a seguir, apresenta os valores de geração hidráulica média mensal para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Itaipu para as séries 392, 959, 1570 e 1984, além do valor médio das 2.000 séries.

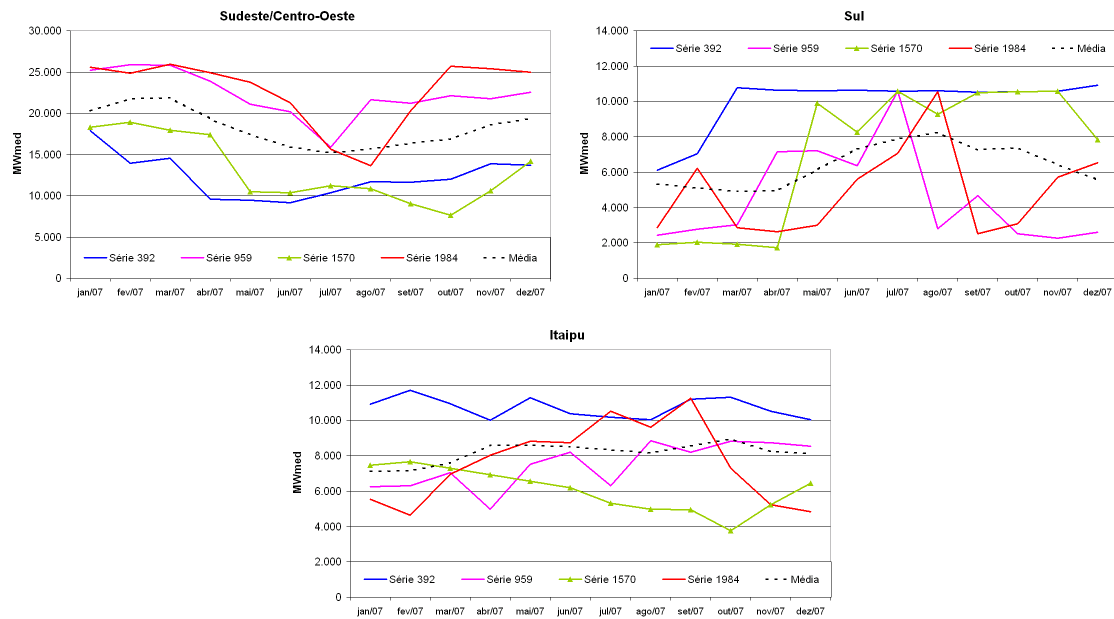


Figura 4.52: Geração hidráulica média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Itaipu - cenários hidrológicos extremos

Pode-se observar nos gráficos o comportamento esperado, com relação à geração hidráulica, para cada série. O subsistema Sudeste/Centro-Oeste gera pelo menos 20% a mais durante o primeiro semestre de 2007 nas séries 959 e 1984, em compensação tem sua geração reduzida a níveis mensais 40% inferiores a média nas séries 392 e 1570. O subsistema Sul gera bem mais que o dobro da média na série 392 e mais que 40% em boa parte da série 1570, e muito menos (entre 50 e 60% a menos) nas séries 959 e 1984.

Para o subsistema Itaipu, cuja única fonte de geração é a UHE Itaipu, apresenta geração superior em 20% durante quase todo o ano de 2007 para as séries 392 e 1984 (atingindo mais de 50% de elevação na geração média do primeiro trimestre deste ano na série 392). As séries 959 e 1570 apresentam gerações inferiores à média, mas principalmente na série 1570 pode-se verificar a geração hidráulica quase 40% inferior durante todo o segundo semestre do ano.

Na Figura 4.53, apresentada adiante, pode-se observar estas diferenças nas gerações hidráulicas dos subsistemas para cada cenário hidrológico em termos anuais.

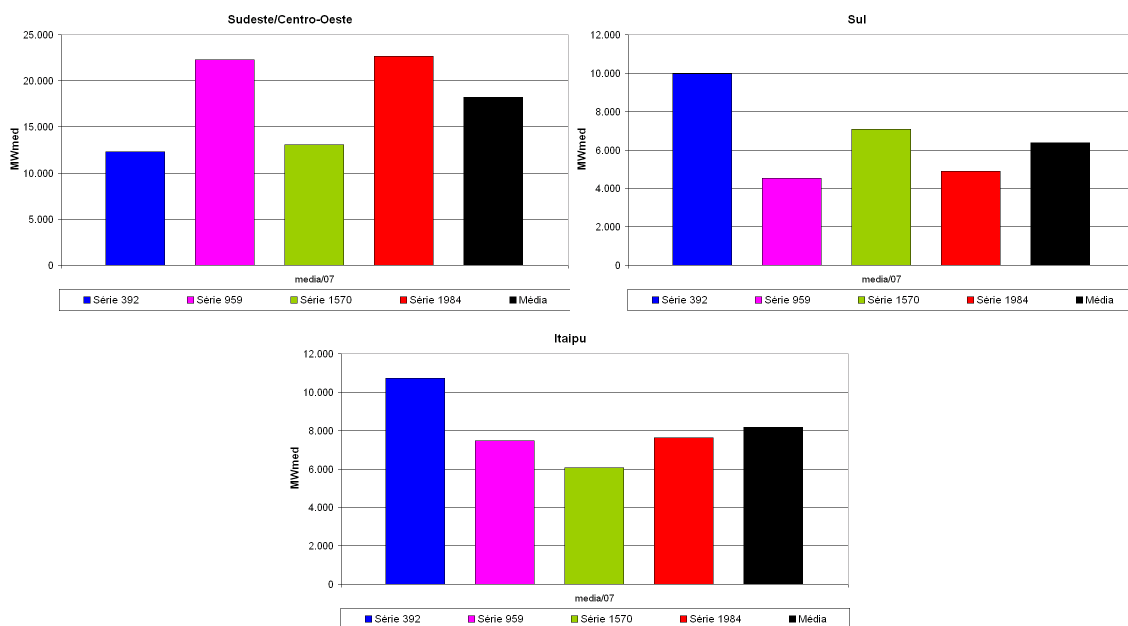


Figura 4.53: Geração hidráulica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Itaipu - cenários hidrológicos extremos

Através das médias anuais conclui-se o mesmo que para as médias mensais, apenas alterando as diferenças percentuais apresentadas, atenuando as variações mensais mais bruscas. O subsistema Sudeste/Centro-Oeste possui geração média anual para 2007 mais de 20% superior à média nas séries 959 e 1984, e aproximadamente 30% inferior nas séries 392 e 1570. Na série 392, o subsistema Sul gera em média mais que 50% além da média, enquanto que para as séries 959 e 1984 esse percentual gira em torno de 30% a menos que a média.

Para o subsistema Itaipu, apesar das séries 959 e 1984 terem verificado geração hidráulica próxima da média das 2.000 séries para o ano, as outras séries apresentam diferenças em torno de 30% para mais e menos nas séries 392 e 1570, respectivamente. Através de um breve exercício, podemos verificar o quão boa é escolha da geração média para o parque de geração de 60 Hertz de Itaipu utilizada na determinação dos limites de intercâmbio utilizados na região para a modelagem equivalente atualmente utilizada.

A partir da energia média gerada por Itaipu, estimou-se que 55% dessa energia teria sido gerada nas máquinas de 60 Hertz da usina e, por conseqüência, transferidas diretamente para a subestação de Ivaiporã. Calculando 55% de 8.000 MWmed temos 4.400 MWmed como uma aproximação do montante gerado pelas máquinas de 60

Hertz da usina, valor esse bem próximo dos 4.600 MWmed utilizados na modelagem dos intercâmbios.

Continuando o exercício, podemos calcular então qual seria a geração dessas máquinas para as séries 392, muito úmida, e 1570, muito seca. Para a série 392, 55% de aproximadamente 10.600 é algo em torno de 5.800 MWmed, mais de 1.400 além da geração média. Já para a série 1570, 55% de 6.000 é aproximadamente 3.300 MWmed, mais de 1.000 MWmed abaixo da média.

Com o auxílio desses cálculos podemos imaginar que o limite de intercâmbio calculado através da utilização de uma geração média para o parque gerador de 60 Hertz de Itaipu estaria mal dimensionado para essas duas séries de geração hidráulica atípica para a usina.

Desta forma, a partir deste conjunto de séries, é possível avaliar os fluxos dos intercâmbios entre os subsistemas e verificar se, caso se adotasse para estas séries a representação destes limites conforme o Caso 1, os mesmos estariam ou não bem dimensionados não apenas para valores médios, mas também para estas situações extremas.

A Figura 4.54, a seguir, ilustra os intercâmbios do subsistema Itaipu para o Sudeste/Centro-Oeste (geração do parque gerador de 50 Hertz da usina, através do *link DC*) e para o nó de Ivaiporã (geração relativa às máquinas de 60 Hertz).

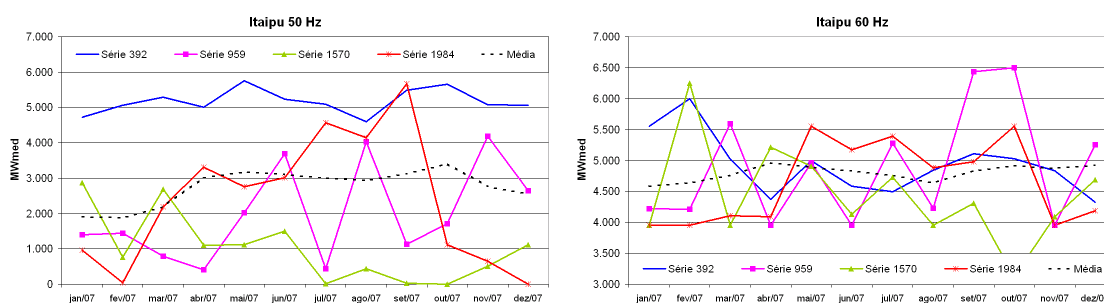


Figura 4.54: Intercâmbios de exportação relativos ao subsistema Itaipu - Geração a 50 Hz -> Sudeste/Centro-Oeste e Geração a 60 Hz -> Ivaiporã

Pode-se observar nos gráficos que a geração direta para o Sudeste/Centro-Oeste varia muito mais do que no sentido Ivaiporã. Isto é consequência da restrição de intercâmbio mínimo existente neste sentido, no valor de 3.950 MWmed e com uma penalidade de não atendimento alta – 4.500 R\$/MWmed. Com isso, situações

hidrológicas desfavoráveis para o subsistema Itaipu, séries 959 e 1570 por exemplo, diminuam significativamente os montantes transferidos pelo *link DC*, sem no entanto ter os mesmos efeitos no sentido Ivaiporã.

4.5 Caso 3 - Consideração de limites de intercâmbios e cargas próprias

Para complementar o estudo realizado até o momento com relação à análise de uma modelagem baseada na divisão em subsistemas de algumas (sub)basins importantes do SIN, neste item é proposta uma representação adicional ao apresentado no Caso 2, Item 4.4, onde foram definidos limites de intercâmbio e carga própria para o subsistema Itaipu.

Neste item é proposta a extensão desta representação para os demais subsistemas criados, definindo limites de intercâmbio e cargas próprias para estes subsistemas. O detalhamento com relação à modelagem específica adotada para estes subsistemas é realizado nos itens seguintes.

4.5.1 Definição de mercado

Com relação à carga própria a ser definida para os novos subsistemas, decidiu-se não associar carga alguma ao subsistema Irapé, por este estar representando uma única barra onde não há carga, apenas a injeção de potência decorrente da própria UHE Irapé.

No caso do subsistema Alto São Francisco, que geo-eletricamente representa a região Norte do estado de Minas Gerais, comparou-se alguns valores típicos de carga da região com o montante total do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e estimou-se uma relação percentual entre os dois.

Assim, adotou-se como carga média e geração de pequenas usinas (a serem abatidas diretamente da carga, por não serem despachadas centralizadamente) para este subsistema 2,00% do montante total do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Algo semelhante foi realizado para o subsistema Alto Tocantins, onde utilizou-se grandezas relacionadas ao estado de Tocantins, principalmente através de sua distribuidora Celtins. De acordo com estes valores, foi estimada a proporção de 4,00%

da carga média do subsistema Norte como sendo vinculada a este subsistema.

Todo o montante relativo à geração de pequenas usinas da região Norte se encontra localizado no estado de Tocantins, declarados pela empresa Grupo Rede, portanto adotou-se estes valores como pertencentes ao subsistema Alto Tocantins em vez do subsistema Norte.

Por último, a versão do modelo NEWAVE adotada também permite a representação explícita do consumo interno da UHE Itaipu (em um arquivo separado, na forma de carga adicional) e a carga da ANDE (Administración Nacional de Electricidad), referente ao mercado paraguaio, valores estes fornecidos pela Eletrobrás para o Plano Energético Anual - PEN 2006.

Estas cargas são feitas prioritárias através da adoção de uma curva de déficit extremamente elevada para o subsistema Itaipu de forma a evitar cortes de carga no mesmo.

Vale lembrar que na determinação de uma carga e/ou uma geração de pequenas usinas para um dos novos subsistemas, este mesmo valor é subtraído do subsistema de origem, ao qual este subsistema pertencia. Portanto, nos casos avaliados, há uma diminuição da carga média e da geração de pequenas usinas dos subsistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste, sem no entanto haver alteração dos montantes totais para o SIN, conforme apresentado nas Tabelas 4.14 e 4.15, a seguir.

Tabela 4.14: Mercado de energia [MWmed] - maio/2008 - Caso 3 x Caso 2

Subsistemas	Caso 3	Caso 2	Diferença
Sudeste/Centro-Oeste	29.358	29.957	-599
Norte	3.255	3.321	-66
Alto Tocantins	66	0	66
Alto São Francisco	599	0	599
Total	33.278	33.278	0

Tabela 4.15: Geração de pequenas usinas [MWmed] - maio/2008 - Caso 3 x Caso 2

Subsistemas	Caso 3	Caso 2	Diferença
Sudeste/Centro-Oeste	955	974	-19
Norte	0	42	-42
Alto Tocantins	42	0	42
Alto São Francisco	19	0	19
Total	1.106	1.106	0

4.5.2 Definição de limites de intercâmbios

Nos casos das interligações entre os subsistemas Irapé, Alto São Francisco e Sudeste/Centro-Oeste adotou-se um único critério. Ao analisar o mapa da rede básica apresentado na Figura 4.3, apresentada na modelagem do Caso 1, Item 4.3.1, pode-se notar que as interligações entre estes subsistemas é realizada através de linhas de transmissão de 230 kV. Um valor aproximado de capacidade de fluxo nessas linhas é o de 1.000 MVA, o que adotando um fator de capacidade de 75%, por exemplo, equivaleria a 750 MWmed.

Como o subsistema Irapé é genuinamente exportador, conforme comentado no Item 3.2, adotou-se esse valor (750 MWmed) como sendo o limite de intercâmbio no sentido Irapé - Alto São Francisco para todo o horizonte e 0 (zero) para o sentido contrário. Apesar de existirem dois barramentos com linhas de transmissão chegando ao barramento de Três Marias, barras de São Gotardo 2 e Neves 1 4.3, isto não implica que o mesmo pode transferir o dobro de energia que o subsistema Irapé através da linha de transmissão que interliga os subsistemas Alto São Francisco e Sudeste/Centro-Oeste.

O valor aproximado de capacidade para a linha é mantido devido a restrições operativas da mesma, sendo utilizado como limite de intercâmbio no sentido Sudeste/Centro-Oeste o mesmo valor utilizado para Irapé.

Entretanto, como esta região é tipicamente importadora de energia, o mesmo valor não foi adotado no sentido contrário. Arbitrariamente definiu-se o valor de 250 MWmed como um valor aproximado, mas coerente, para os fins a que se destinam

esta modelagem.

De forma a melhor evidenciar as linhas referentes à interligação Norte-Sul do SIN, adotou-se como limite de intercâmbio entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Alto Tocantins, e entre Alto Tocantins e o nó de Imperatriz os valores já utilizados nos casos anteriores (mesmos que no Caso Base) na própria interligação Sudeste/Centro-Oeste e Imperatriz.

Há uma única diferença nos valores, já que não existe necessidade da subtração da geração típica da hidrelétrica de Lajeado no limite do trecho Alto Tocantins-Imperatriz, já que a mesma está representada explicitamente dentro do próprio subsistema Alto Tocantins.

O diagrama apresentado na Figura 4.55, a seguir, explicita para o primeiro mês de estudo (maio/2008) os intercâmbios, em MWmed, que se relacionam com os novos subsistemas, já apresentados no Item 4.4 e na Figura 4.40, atualizados conforme premissas apresentadas neste item.

Entre parênteses o valor utilizado como intercâmbio mínimo obrigatório, representativo da geração mínima da usina (funcionalidade não existente na versão em uso do modelo de otimização) e restrições elétricas nas linhas que interligam o parque gerador de 60 Hertz de Itaipu com a subestação de Ivaiporã.

do mesmo para o setor na avaliação da modelagem proposta.

4.5.3 Resultados

Assim como nos casos avaliados anteriormente, um grupo de métricas foi definido para análise da representação proposta.

- Energia armazenada inicial e final;
- Risco de déficit;
- Valor esperado da energia não suprida – EENS;
- Custo total de operação – CTO;
- Custo marginal de operação – CMO;
- Energia vertida;
- Geração térmica;
- Geração hidráulica.

Os resultados listados são apresentados individualmente nos próximos sub-ítemos que seguem, em valores médios das 2.000 séries da simulação final, em comparação com a modelagem apresentada anteriormente no Caso 2.

4.5.3.1 Energia armazenada - Inicial e final

Como esta modelagem não apresenta nenhuma alteração em relação à representação hidráulica das usinas, não há motivo para verificar os valores de energia armazenada inicial já que estes serão os mesmos a partir do momento que dependem apenas da configuração inicial, e esta não sofreu alteração.

Entretanto como houve alteração nas restrições de intercâmbio e redistribuição da carga dos subsistemas, a operação visando o ótimo energético pode se alterar e com isso a energia armazenada no final dos períodos em consequência.

Pode-se destacar que houve pouca alteração na operação dos reservatórios equivalentes do SIN, sendo os valores mensais para o Caso 3 superiores aos do Caso 2, exceto nos períodos de abril a novembro de 2010. Apesar disso, em nenhum mês essa variação chegou a 1%, e muito menos do que isso em termos anuais.

4.5.3.2 Risco de déficit

Os riscos analisados (para déficits superiores a 1% da carga) são apresentados graficamente na Figura 4.56, a seguir.

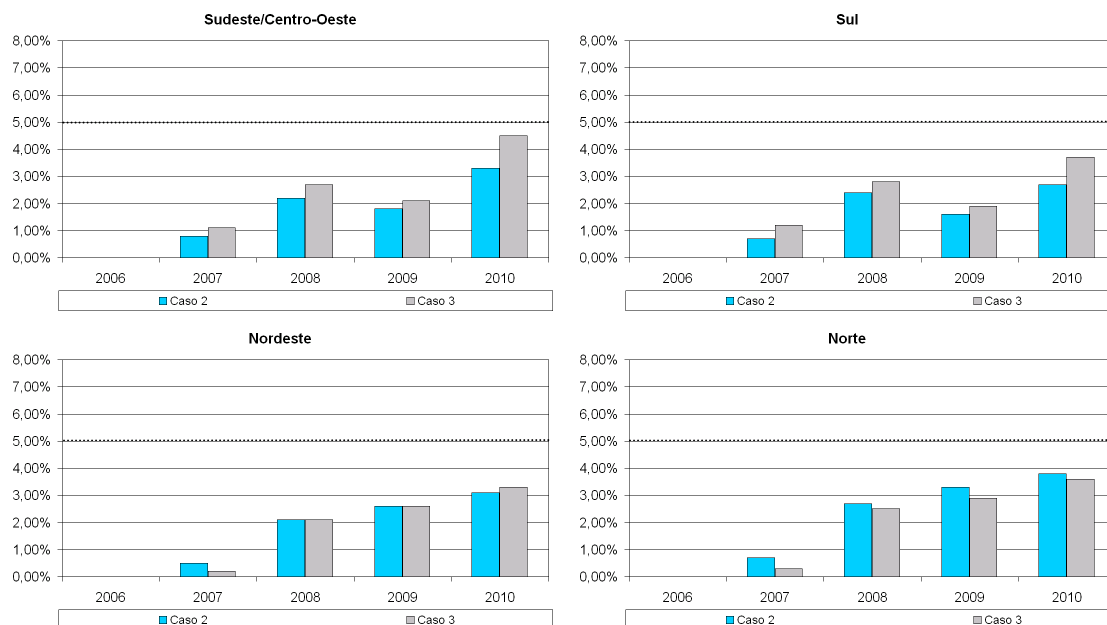


Figura 4.56: Risco de Déficit $>1\%$ da carga - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2

Pode-se observar que houve pequena diminuição dos riscos para o subsistema Norte em todos os anos. A elevação constatada nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul é mais significativa, chegando a mais de 1% em 2010, enquanto as alterações para o subsistema Nordeste são irrelevantes.

Os subsistemas Irapé e Itaipu permaneceram com risco de déficit igual a 0 (zero) em todos os anos, já que o primeiro continua sem apresentar mercado próprio e o segundo possui um custo de déficit elevado para que apenas ocorra exportação de energia para os demais subsistemas quando seu mercado próprio (neste caso a carga da ANDE) estiver atendido.

Os riscos para os subsistemas Alto Tocantins e Alto São Francisco deixaram de ser 0 (zero) com a definição de uma carga própria para ambos. O subsistema Alto Tocantins apresentou riscos próximos ao da região Norte/Nordeste, apesar de inferiores, e o subsistema Alto São Francisco teve números iguais aos do Sudeste/Centro-Oeste. A Figura 4.56, a seguir, ilustra estes valores.

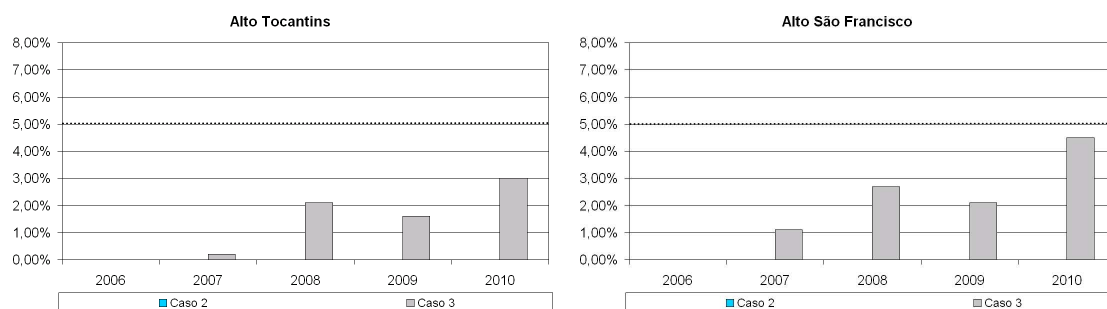


Figura 4.57: Risco de Déficit >1% da carga - subsistemas Alto Tocantins e Alto São Francisco - Caso 3 x Caso 2

4.5.3.3 Valor esperado da energia não suprida – EENS

Como observado na avaliação dos riscos de déficit, a EENS dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul apresentou elevação, o subsistema Nordeste apresentou alteração irrelevante, enquanto que no subsistema Norte houve redução, para o Caso 3 em comparação ao Caso 2. Através da Figura 4.58, apresentada a seguir, pode-se observar a dimensão da variação das médias anuais para cada subsistema.

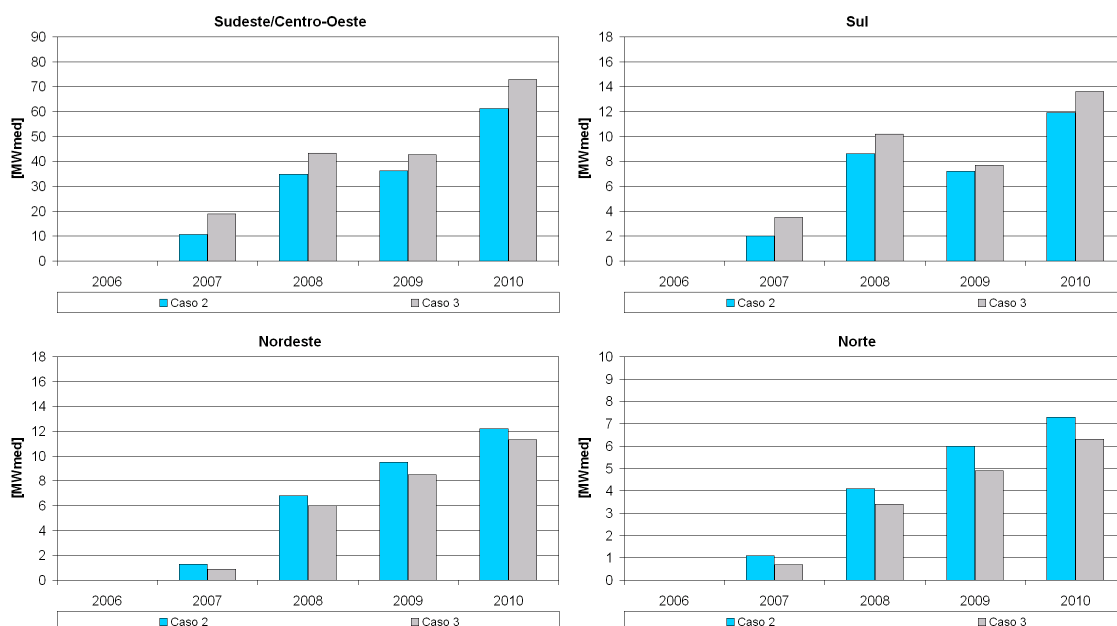


Figura 4.58: Valor esperado da energia não suprida - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2

Pode-se notar que, pela Figura 4.58, o aumento da EENS nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul não foi compensada pela redução no subsistema Norte.

A pequena redução nos valores da EENS para o subsistema Nordeste em 2010 aparenta ser pouco intuitiva, se comparada ao aumento marginal do risco de déficit no subsistema para o mesmo ano. Contudo, essas variações pouco significativas podem ser vistas como resultado de uma política diferente, consequência de um maior número de séries com menor déficit em relação à política anterior.

Antes de analisar o impacto dessa elevação no SIN, vale lembrar que os subsistemas Alto Tocantins e Alto São Francisco possuem carga nesta modelagem e, portanto, também apresentaram riscos de déficit, como visto anteriormente, e conseqüentemente apresentam EENS. Entretanto, os montantes de EENS relativos aos dois subsistemas são pequenos, superiores a 1 MWmed apenas para o subsistema Alto São Francisco em 2010.

Assim, conforme a Figura 4.59 apresenta adiante, o aumento da EENS no SIN se deve principalmente à elevação observada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Esta elevação, reflexo da diminuição do recebimento de energia proveniente do subsistema Norte por parte do Sudeste/Centro-Oeste, se mantém em torno de 8,0 MWmed em todos os anos, alcançando quase 12,0 MWmed em 2010.

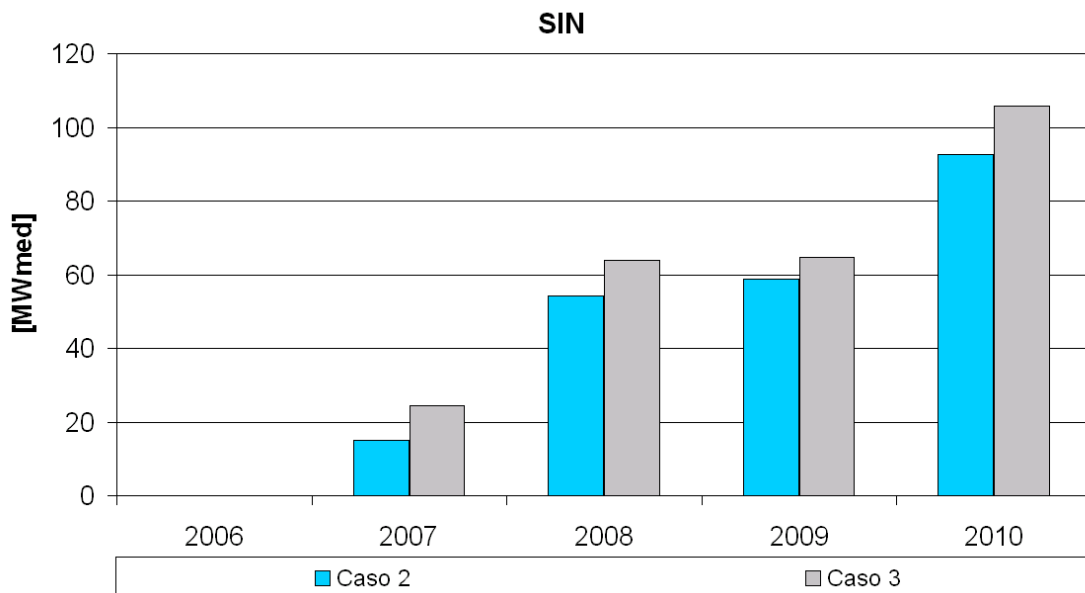


Figura 4.59: Valor esperado da energia não suprida - SIN - Caso 3 x Caso 2

Os subsistemas Irapé e Itaipu, assim como para o risco de déficit, apresentam EENS igual a 0 (zero) para todos os anos de estudo.

4.5.3.4 Custo total de operação – CTO

O valor esperado do custo total de operação apresenta um maior valor para o caso proposto, como mostrado na Tabela 4.16 ilustrada a seguir.

Tabela 4.16: Custo total de operação [milhões de R\$] - Diferenças Caso 3 - Caso 2

Casos	Valor esperado total	Desvio padrão
Caso 3	17.655,18	522,22
Caso 2	16.702,79	465,43
Diferença	952,39	

O aumento de quase 1 bilhão de reais verificado no Caso 3 em comparação ao Caso 2 é significativo, mas explicado pelo aumento da EENS principalmente no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e em consequência no SIN. Esta elevação no CTO pode indicar uma restrição no intercâmbio entre os subsistemas, principalmente entre Sudeste/Centro-Oeste e Alto Tocantins, na interligação Norte-Sul.

Pode-se especular isso devido ao aumento dos riscos para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, além da redução desses valores para o subsistema Norte. Apesar disso, nada se pode concluir sem antes avaliar os demais resultados a serem apresentados.

4.5.3.5 Custo marginal de operação – CMO

Como pode-se observar nas Figuras 4.60 e 4.61, ilustradas a seguir, o CMO dos subsistemas Nordeste, Norte e Alto Tocantins apresentaram uma diminuição para o Caso 3 em relação ao Caso 2, enquanto os demais subsistemas tiveram elevação de seus valores, principalmente a partir de 2007.

Apesar das reduções terem sido significativas, chegando a 22 R\$/MWh para o Nordeste, 28 R\$/MWh para o Norte e mais de 60 R\$/MWh no Alto Tocantins, o aumento em torno de 15 R\$/MWh para os demais subsistemas, chegando até a mais de 30 R\$/MWh para o subsistema Itaipu corrobora a especulação sobre os limites de intercâmbio terem sido ativos na interligação Norte-Sul para muitas séries.

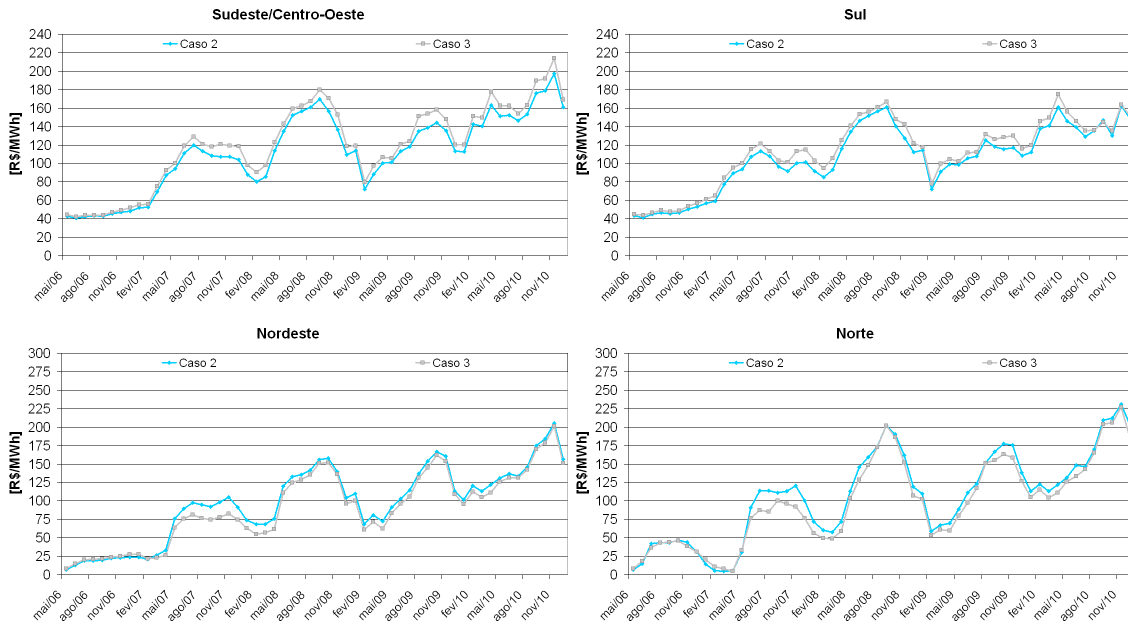


Figura 4.60: CMO médio mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2

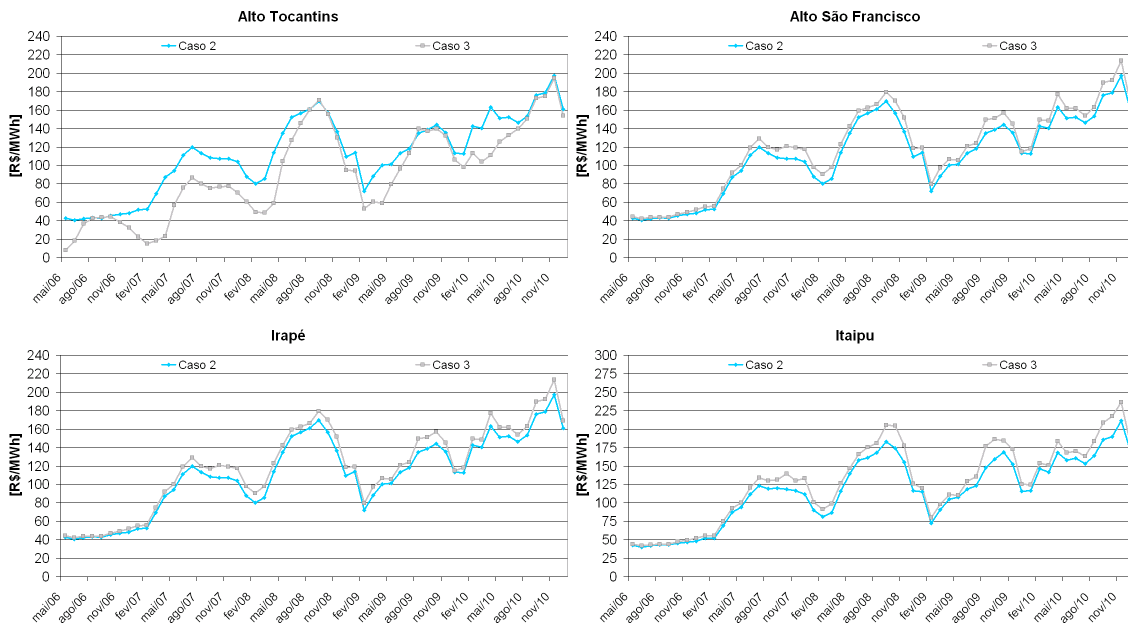


Figura 4.61: CMO médio mensal - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 3 x Caso 2

A avaliação em termos anuais pode ser realizada através dos valores apresentados nas Figuras 4.62 e 4.63, que seguem.

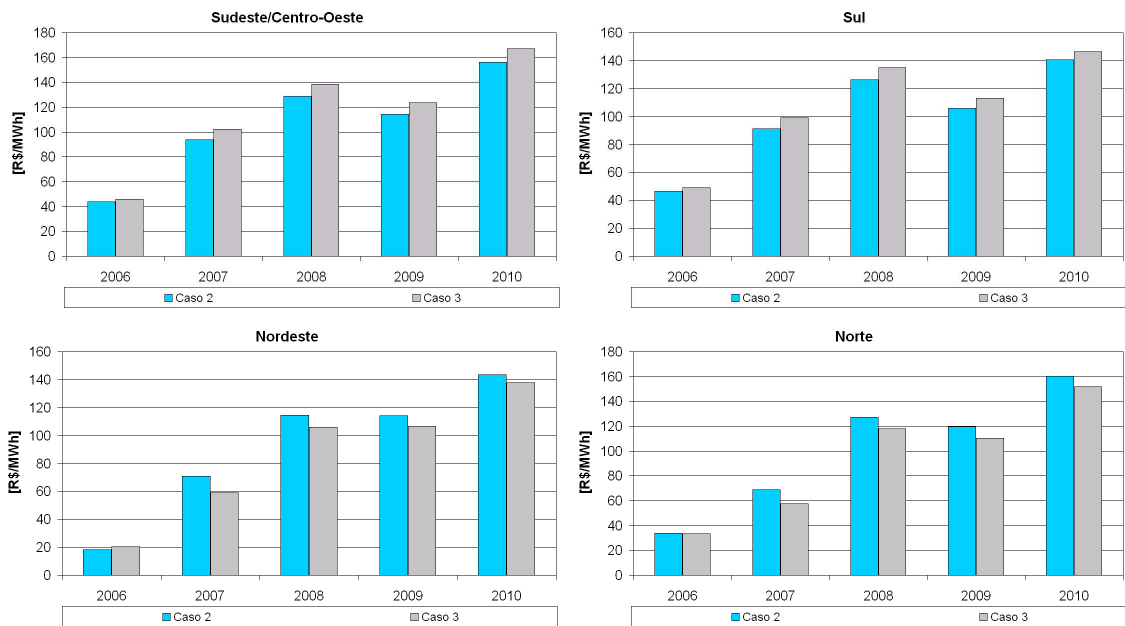


Figura 4.62: CMO médio anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2

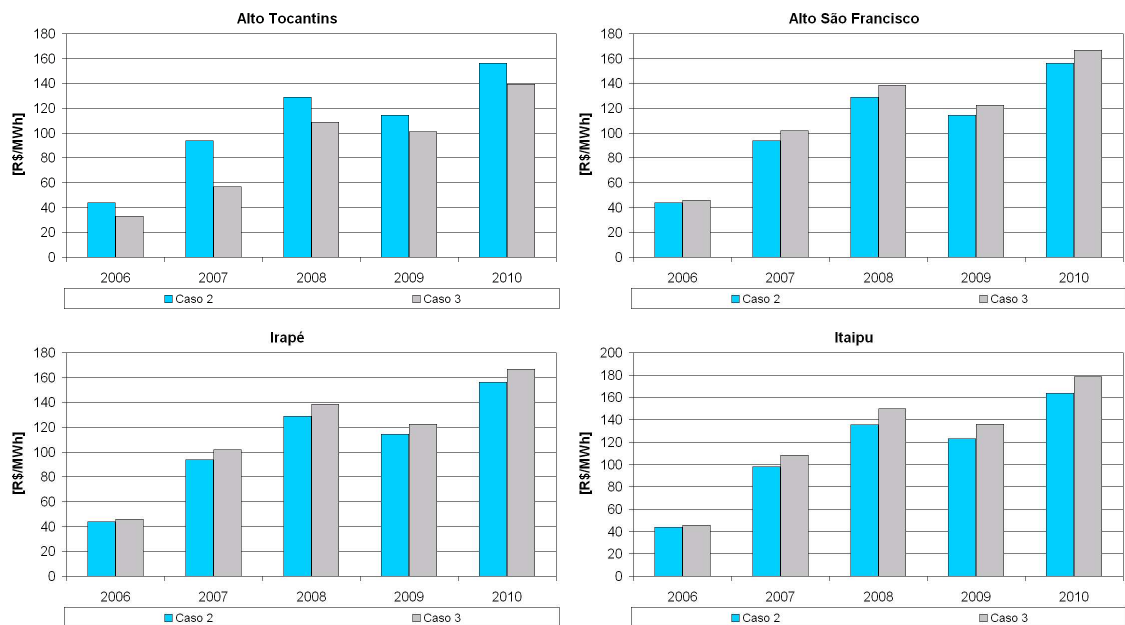


Figura 4.63: CMO médio anual - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 3 x Caso 2

As médias anuais apenas confirmam o apontado anteriormente para os valores médios mensais: alguns subsistemas com elevação e outros com redução, em geral em torno de 10 R\$/MW por ano. Destaca-se o subsistema Alto Tocantins que teve

as maiores variações, com redução de até 37 R\$/MW em 2007.

Isto ocorre porque no Caso 2 o limite de intercâmbio entre o Alto Tocantins e o Sudeste/Centro-Oeste era feito irrestrito, fazendo com que seu CMO acompanhasse o deste, em geral mais alto que os demais. No Caso 3, a adoção de novos limites fez com que o subsistema Alto Tocantins atingisse o limite de intercâmbio com o subsistema Sudeste/Centro-Oeste em algumas séries, o que não ocorreu (ou ocorreu menos vezes) em relação ao nó de Imperatriz.

Por isso, o CMO do subsistema Alto Tocantins descolou dos níveis apresentados pelo Sudeste/Centro-Oeste e se aproximou mais dos níveis das regiões ao norte do país, subsistemas Norte e Nordeste.

4.5.3.6 Energia vertida

Com o “estrangulamento” na interligação Norte-Sul, é esperado que a energia vertida do sistema aumente, principalmente nos subsistemas onde ocorreu diminuição do CMO. Como estes subsistemas não conseguem exportar o excedente de energia em seu período úmido, acabam por verter a água em excesso.

Os demais subsistemas, por não receberem esta parcela de energia proveniente dos subsistemas exportadores, aumentam o aproveitamento de seus recursos gerando mais nas usinas hidrelétricas e vertendo menos.

O comportamento mensal da energia vertida pode ser observada na Figura 4.64, ilustrada a seguir.

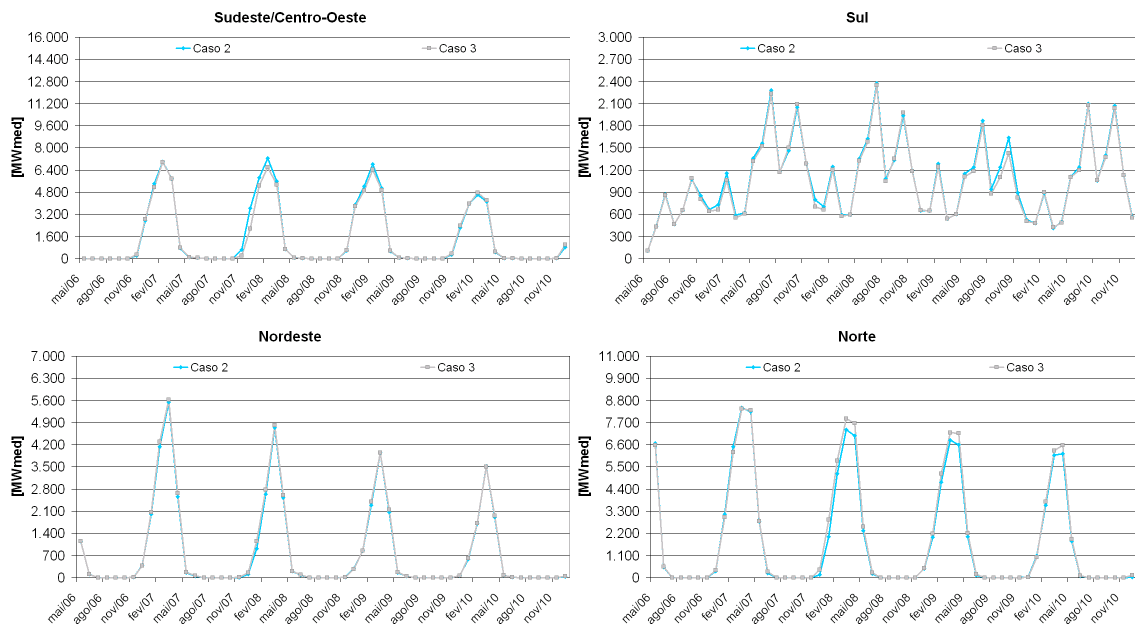


Figura 4.64: Energia vertida média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2

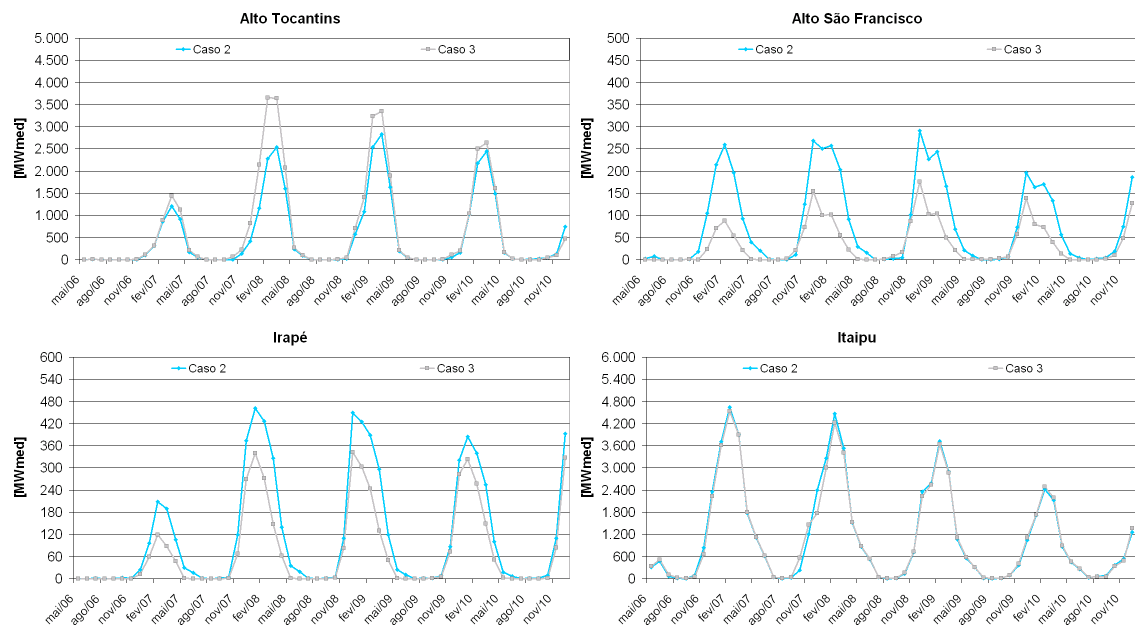


Figura 4.65: Energia vertida média mensal - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 3 x Caso 2

Como pode ser observado, o aumento no vertimento ocorreu significativamente nos subsistemas Norte e Alto Tocantins, principalmente pela presença das UHES Tucuruí e Serra da Mesa. Já a diminuição, ocorreu nos subsistemas Sudeste/

Centro-Oeste, Alto São Francisco e Irapé, mas em menor dimensão. Os montantes anuais podem ser analisados conforme as Figuras 4.66 e 4.67, a seguir.

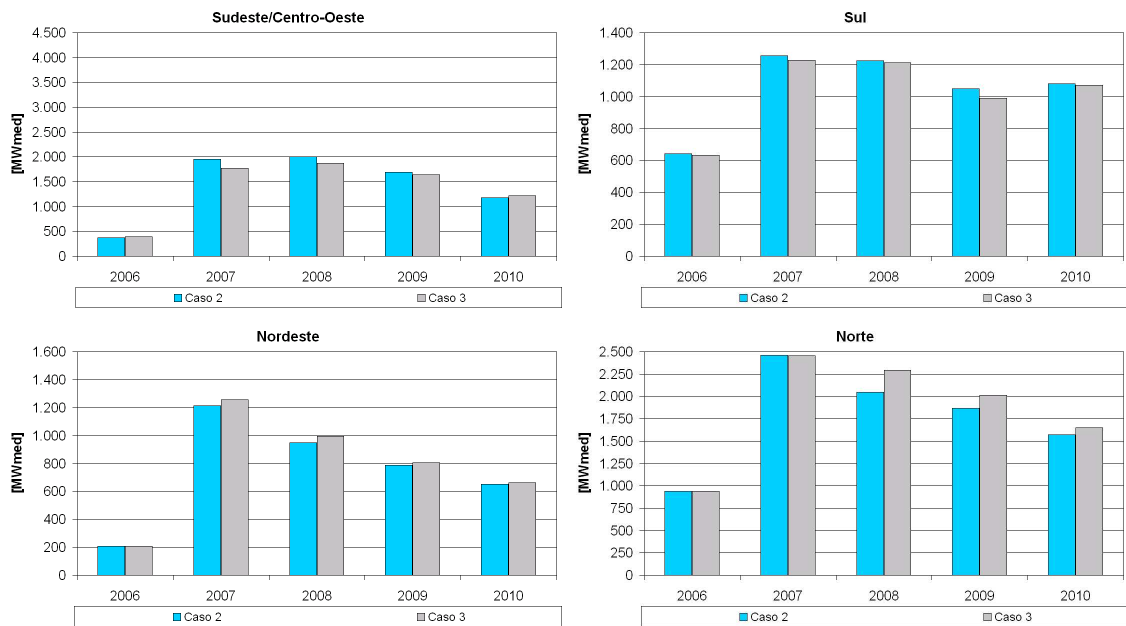


Figura 4.66: Energia vertida média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2

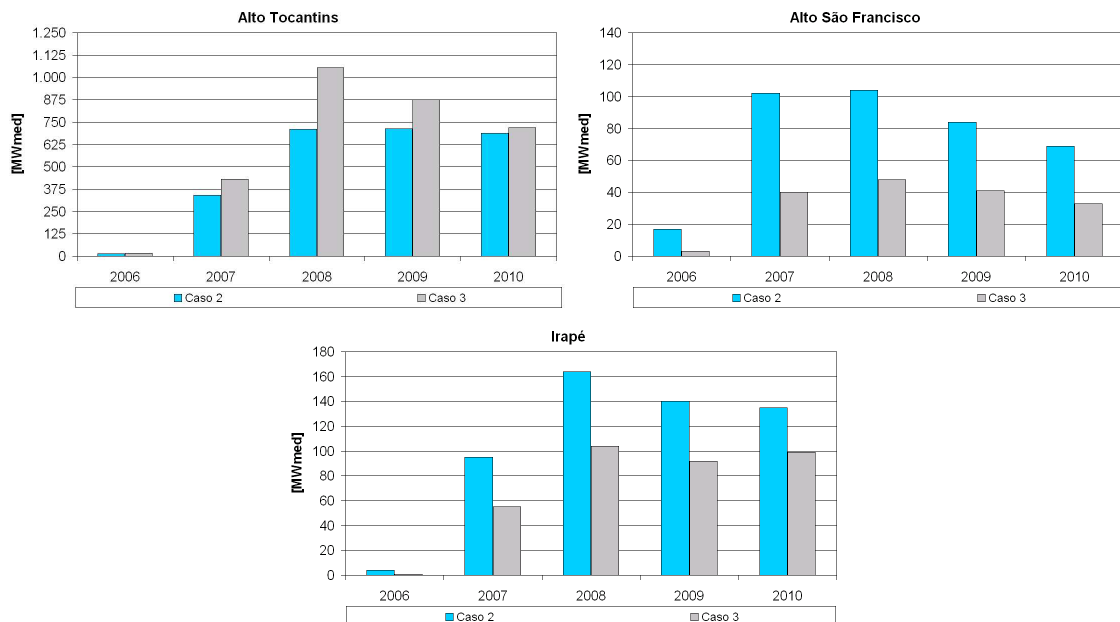


Figura 4.67: Energia vertida média anual - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco e Irapé - Caso 3 x Caso 2

Pode-se destacar as principais diferenças estando localizadas nos subsistemas

Sudeste/Centro-Oeste em 2007 e 2008, mais de 100 MWmed vertido a mais em cada ano, Norte e Alto Tocantins em 2008 (valores próximos a 250 e 350 MWmed, respectivamente) e 2009 (valores em torno de 150 MWmed), além dos subsistemas Alto São Francisco e Irapé que mantêm um vertimento médio a partir de 2007 de cerca de 40 MWmed inferior no Caso 3 em relação ao Caso 2.

Com isso, esta modelagem levou o SIN a um aumento de sua energia vertida média anual para todos os anos, exceto 2007. Destaca-se o aumento em cerca de 1% em todo o horizonte, exceto nos dois primeiros anos quando houve redução da mesma ordem e em 2008 quando houve um aumento ainda maior, de cerca de 4%. A Figura 4.68, a seguir, apresenta estes valores.

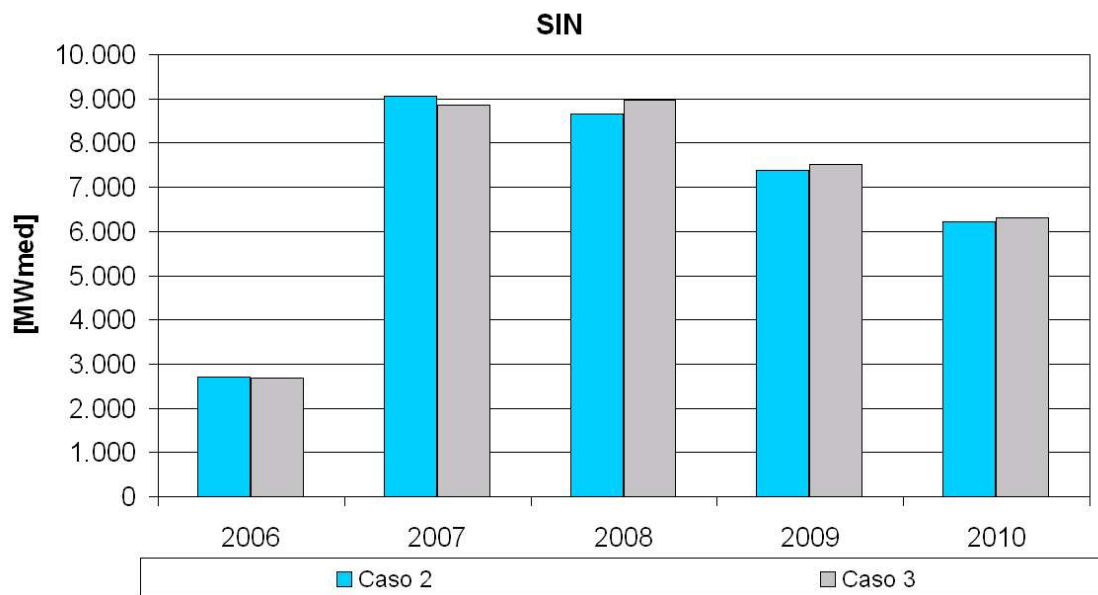


Figura 4.68: Energia vertida média anual - SIN - Caso 3 x Caso 2

4.5.3.7 Geração térmica

Os montantes mensais de geração térmica despachados pelos dois casos em estudo para os subsistemas que possuem capacidade instalada durante o horizonte – Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste – além do montante total para o SIN, são apresentados nas Figuras 4.69 e 4.70 ilustradas a seguir.

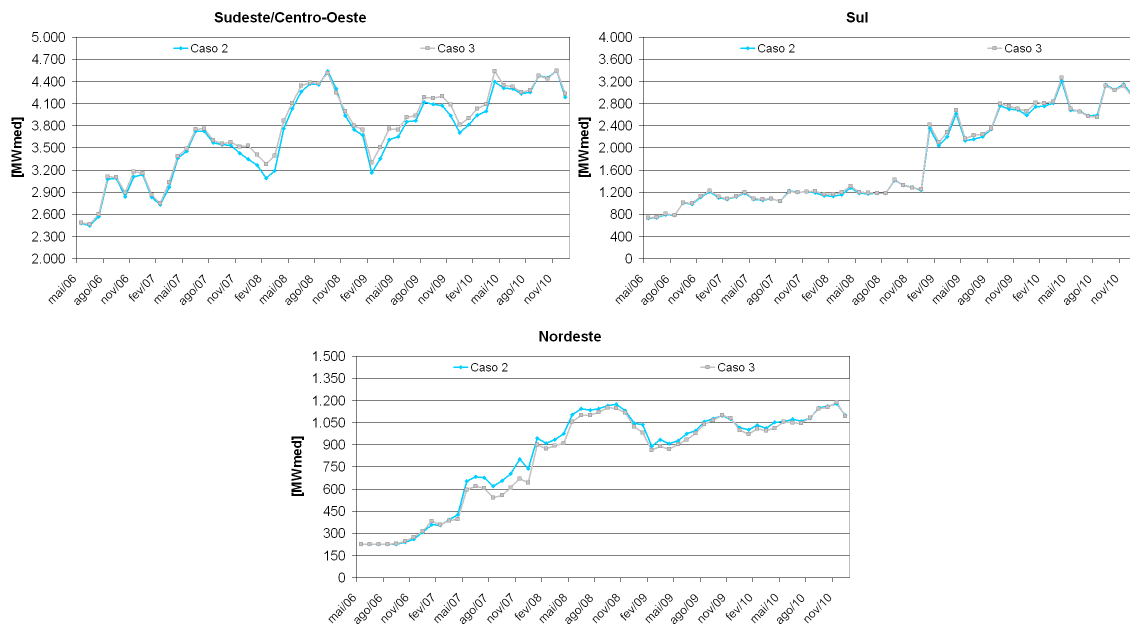


Figura 4.69: Geração térmica média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste - Caso 3 x Caso 2

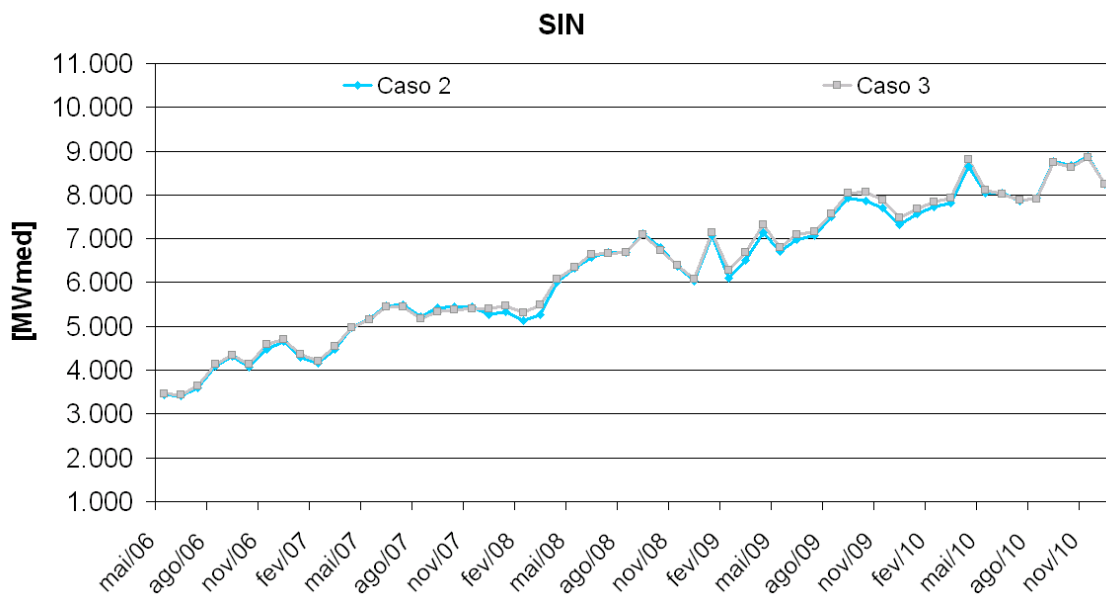


Figura 4.70: Geração térmica média mensal - SIN - Caso 3 x Caso 2

Em concordância com os resultados avaliados até o momento, o aumento da geração térmica média mensal nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (com maior destaque) e Sul era esperado, em acordo com a diminuição da mesma no subsistema Nordeste.

Pode-se observar na Figura 4.70 que o SIN acompanha a tendência do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e, de forma geral, apresenta valores de geração térmica média mensal superiores para o Caso 3, quando comparados aos valores encontrados para o Caso 2.

Em termos anuais, estes valores giram em torno de 60 MW_{med} de despacho térmico a mais para o Sudeste/Centro-Oeste (chegando a 70 em 2008 e 100 em 2009), em torno de 20 MW_{med} para o Sul (chegando quase a 50 MW_{med} em 2009) enquanto que para o Nordeste há uma diminuição de aproximadamente 25 MW_{med} (chegando quase a 60 MW_{med} em 2007) em sua geração térmica.

Com isso, em termos percentuais, o aumento no SIN é inferior a 2% para todo o horizonte, com aumento aproximado de 1% em 2006 e 2008, 2% em 2009 e inferiores a 1% para os demais anos. Estes valores, em termos anuais, são apresentados nas Figuras 4.71 e 4.72, que seguem.

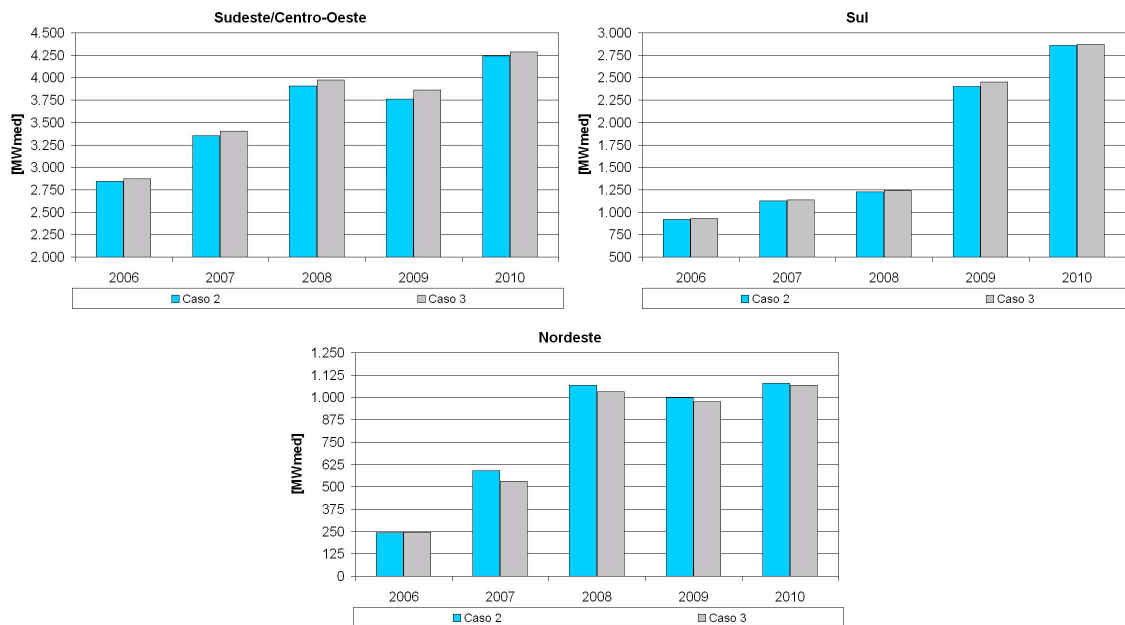


Figura 4.71: Geração térmica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste - Caso 3 x Caso 2

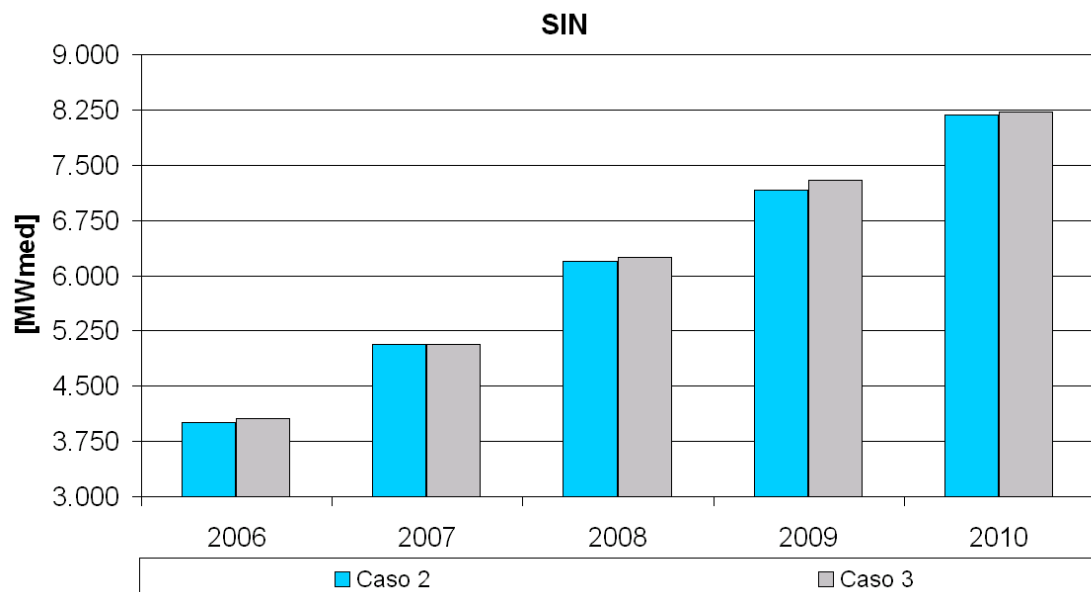


Figura 4.72: Geração térmica média anual - SIN - Caso 3 x Caso 2

4.5.3.8 Geração hidráulica

Seguindo o mesmo padrão das métricas anteriores, a geração hidráulica média dos subsistemas Nordeste, Norte e Alto Tocantins diminuiu significativamente, principalmente em 2007, 2009 e 2010 (exceto Alto Tocantins). Enquanto isso, a geração dos demais subsistemas aumentou, principalmente nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu.

Através das Figuras 4.73 e 4.74, ilustradas a seguir, pode-se observar o comportamento mensal da geração hidráulica em todos os subsistemas.

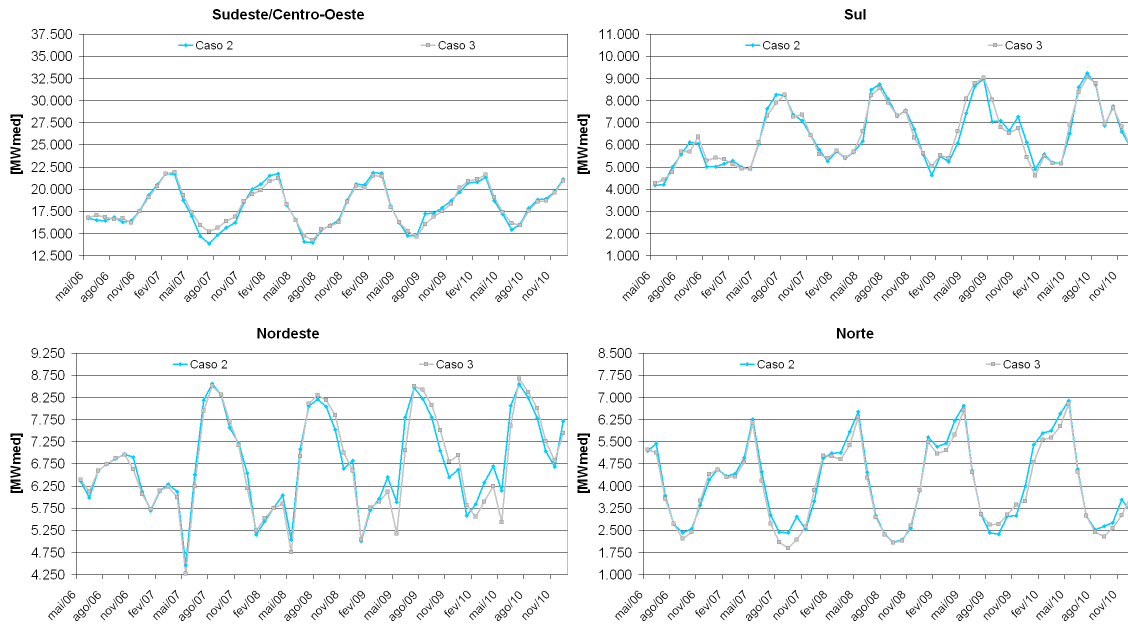


Figura 4.73: Geração hidráulica média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2

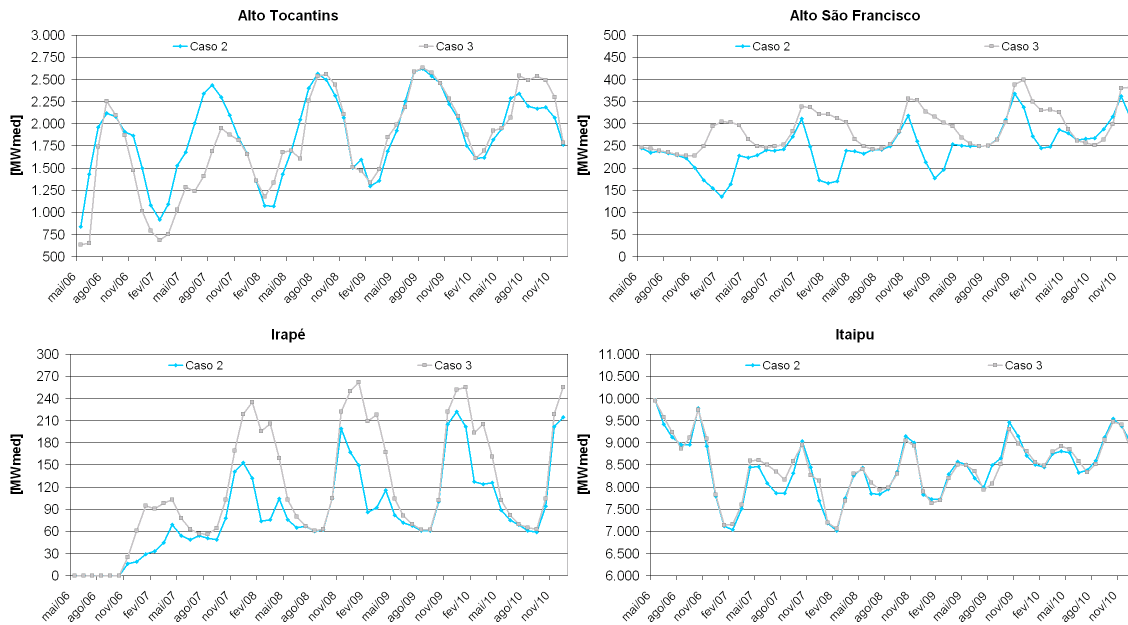


Figura 4.74: Geração hidráulica média mensal - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 3 x Caso 2

Como complemento, nas Figuras 4.75 e 4.76, apresentadas a seguir, estão os montantes anuais para cada subsistema.

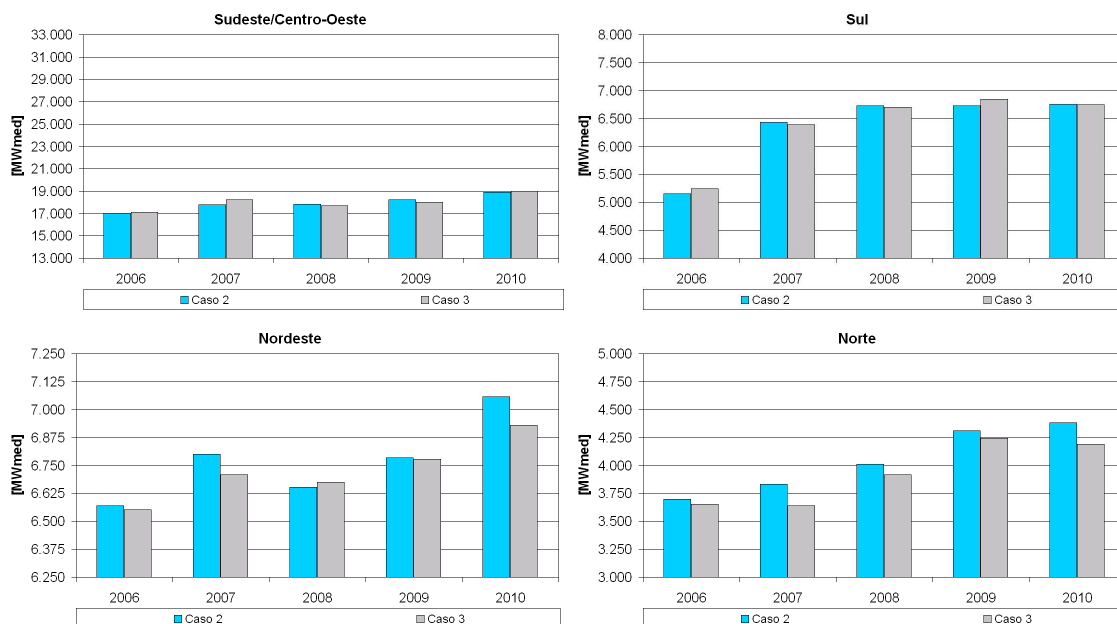


Figura 4.75: Geração hidráulica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso 2

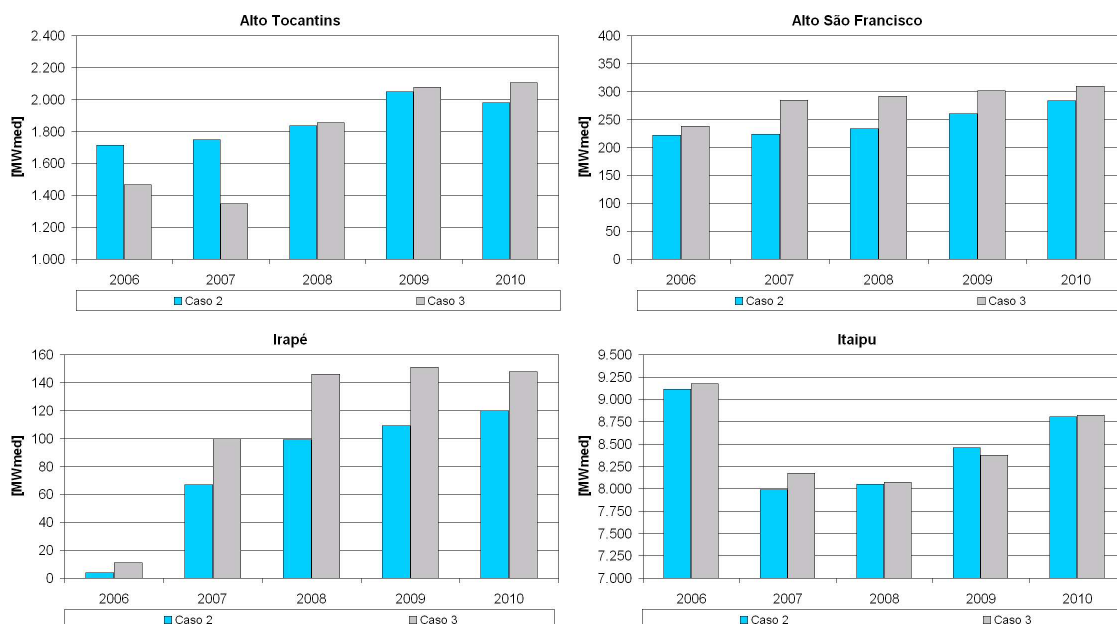


Figura 4.76: Geração hidráulica média anual - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 3 x Caso 2

Através dos gráficos apresentados nas Figuras 4.75 e 4.76, anteriores, pode-se levantar as diferenças em termos de montantes anuais que foram mais significativas, para todos os subsistemas. Destacam-se as reduções na geração hidráulica dos

subsistemas Nordeste e Norte da ordem de 100 MW_{med} nos anos de 2007 e 2010.

Outro dado de interesse é o aumento de significativos 400 MW_{med} na geração do subsistema Sudeste/Centro-Oeste em 2007, em contraposição à diminuição, de mesma grandeza e no mesmo ano, no subsistema Alto Tocantins (que também apresenta redução de 200 MW_{med} em 2006).

O impacto dessas variações por subsistema na avaliação da geração hidráulica média anual para o SIN pode ser visualizado na Figura 4.77, a ser apresentada a seguir. Avaliando o SIN, observa-se uma redução na geração hidráulica média anual para todos os anos do horizonte em relação ao Caso 2, com montantes variando em torno de aproximadamente 140 MW_{med} em 2009, e valores inferiores a esse para os demais anos. Essa diminuição é pouco significativa para o sistema já que representa uma redução inferior a 0,5% anualmente.

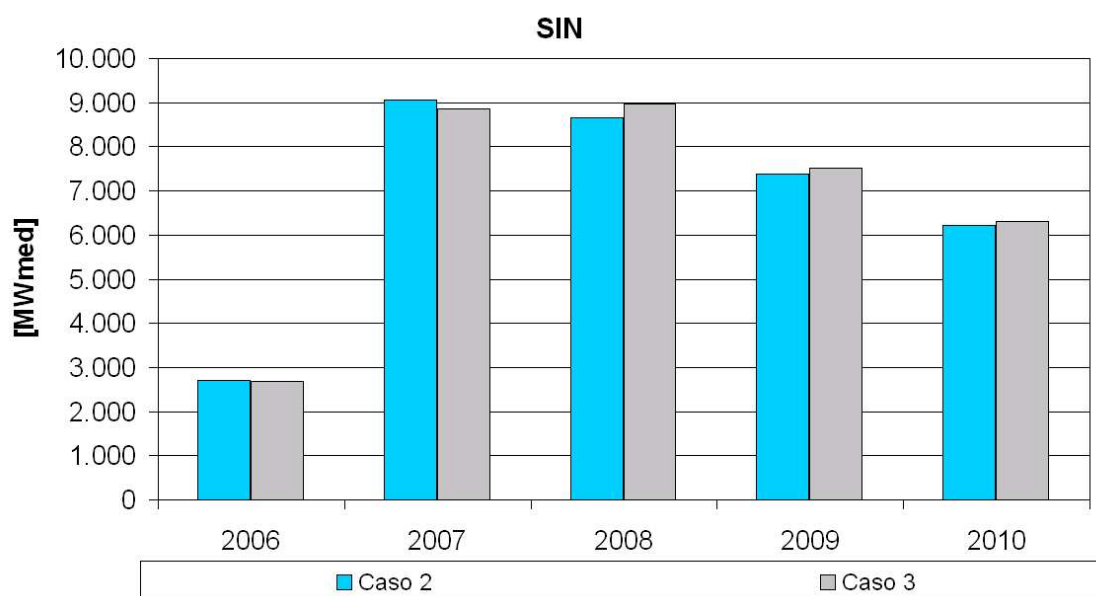


Figura 4.77: Geração hidráulica média anual - SIN - Caso 3 x Caso 2

4.5.4 Conclusão

Neste item, foi proposta uma representação mais detalhada do SIN, em termos elétricos, ao se definir cargas e limites de intercâmbios para subsistemas antes considerados importantes apenas pela representatividade de suas (sub)basins hidrográficas, no aspecto do acoplamento hidráulica destes (Item 4.4). Este caso aproveita a oportunidade para tratar estes novos subsistemas como novas áreas elétricas e in-

investigar se isso teria algum impacto na operação do SIN, trazendo algum possível ganho importante.

Pode-se destacar a coerência das avaliações apresentadas com relação a todas variáveis analisadas, resultado da separação ocorrida entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Alto Tocantins em consequência da utilização dos limites de intercâmbio restritivos adotados para essa interligação.

O risco de déficit diminuiu menos de 0,5% para o subsistema Norte, e aumentou cerca de 1% para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, sem apresentar variação significativa para o subsistema Nordeste. Interessante observar que apesar dos subsistemas Irapé e Itaipu permanecerem sem déficit (seja por não possuir carga própria ou por ter seu mercado interno feito prioritário), os subsistemas Alto Tocantins e Alto São Francisco que antes também não apresentavam déficit agora têm um risco associado ao não atendimento de seus mercados, definidos para esta modelagem.

Os valores de risco para o subsistema Alto Tocantins se assemelham aos dos subsistemas Norte e Nordeste, enquanto que os do subsistema Alto São Francisco se aproximam aos do Sudeste/Centro-Oeste.

Os resultados em termos de EENS estão de acordo com os de risco de déficit, apresentando um impacto final para o SIN significativo de cerca de 15% a mais de EENS de 2008 em diante (em 2007 este aumento é próximo de 60%). Para esta modelagem, o valor esperado da energia não suprida para o SIN em 2010 é próximo de 100 MWmed.

Os CMOs dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu apresentaram um aumento em média de 9 R\$/MWh, valores semelhantes aos encontrados na diminuição dos CMOs dos subsistemas Norte e Nordeste. No subsistema Alto Tocantins esta elevação foi ainda maior, alcançando em média quase ao dobro deste valor (20 R\$/MWh).

A modelagem teve pouco impacto na energia armazenada do SIN, que aumentou em relação ao Caso 2 para todos os anos, exceto 2010, mas em valores inferiores a 1% do total. Como consequência do estrangulamento do intercâmbio na troca de energia entre os subsistemas através da interligação Norte-Sul, houve aumento do vertimento nos subsistemas Norte, Nordeste e Alto Tocantins – impactando inclusive

na redução da geração hidráulica destes subsistemas e na diminuição do despacho térmica da região Nordeste.

Os excedentes da região Norte foram redistribuídos entre os subsistemas que a compõem, em vez de serem exportados para as regiões mais ao sul do país e auxiliar na otimização dos armazenamentos e dos despachos de geração térmica destes subsistemas.

Em contrapartida, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu tiveram uma redução nos vertimentos, um aumento na geração hidráulica (exceto para o Sudeste/Centro-Oeste e Itaipu em 2008 e 2009) além do aumento da geração térmica por parte de Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Todos estes aspectos levados em consideração simultaneamente tiveram reflexo no SIN, aumentando seu vertimento em cerca de 1% para todos os anos (exceto 2006 e 2007 quando a média da energia vertida diminuiu e em 2008 quando ela aumentou 4%), a geração hidráulica diminuiu menos de 0,5% e a térmica aumentou cerca de 1% em média (em 2009 este acréscimo chega a quase 2%, mas tem seu impacto diluído pelos baixos aumentos em 2007 e 2010, quase insignificantes). Como resultado disso, a energia armazenada do SIN reduziu apenas em 2010, tendo verificado valores superiores para os demais anos do horizonte (mesmo que inferiores a 1% do total).

Com isso, o custo total de operação dos dois casos saiu da região de intersecção dos intervalos de confiança dos valores esperados dos mesmos, constituindo duas soluções estatisticamente diferentes e, neste caso, com valor superior em quase 1 bilhão de reais para o Caso 3, devido à restrição de intercâmbio que se mostrou ativa entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Alto Tocantins.

Importante salientar que os valores adotados nesta modelagem para carga e limites de intercâmbio nos novos subsistemas, propostos inicialmente nos Itens 4.5.1 e 4.5.2, são resultado de simples aproximações – seja por dimensionamento estimado de mercado ou capacidade de linhas principais – sem qualquer compromisso de fidelidade com os valores reais.

Portanto, deve-se estar consciente que estes resultados são meramente ilustrativos e complementares à modelagem hidráulicamente mais adequada apresentada no Item 4.3 e, posteriormente, incrementada com a real representação dos intercâm-

bios que envolvem a usina Itaipu e os subsistemas que dela recebem energia, Item 4.4.

4.6 Avaliação Final

Como parte do objetivo principal deste estudo, este item se propõe a comparar os resultados apresentados para a modelagem final proposta (Caso 3, item 4.5) com os encontrados para a modelagem vigente (Caso Base, item 4.2).

Esta análise servirá de subsídio para a avaliação da modelagem proposta, do impacto na operação do sistema, além da conceituação e classificação da mesma em comparação com a modelagem atualmente utilizada.

4.6.1 Resultados

Assim como para todos os casos avaliados anteriormente, segue o grupo de métricas definido para análise da representação proposta, em valores médios das 2.000 séries da simulação final.

- Energia armazenada inicial e final;
- Risco de déficit;
- Valor esperado da energia não suprida – EENS;
- Custo total de operação – CTO;
- Custo marginal de operação – CMO;
- Energia vertida;
- Geração térmica;
- Geração hidráulica.

4.6.1.1 Energia armazenada – Inicial e final

A avaliação da energia armazenada inicial para estas duas modelagens já foi realizada nos sub-itens anteriores, portanto este tópico não será revisitado. Com

relação à evolução comparativa da energia armazenada média ao final de cada mês do horizonte para o SIN, esta é apresentada na Figura 4.78, a seguir.

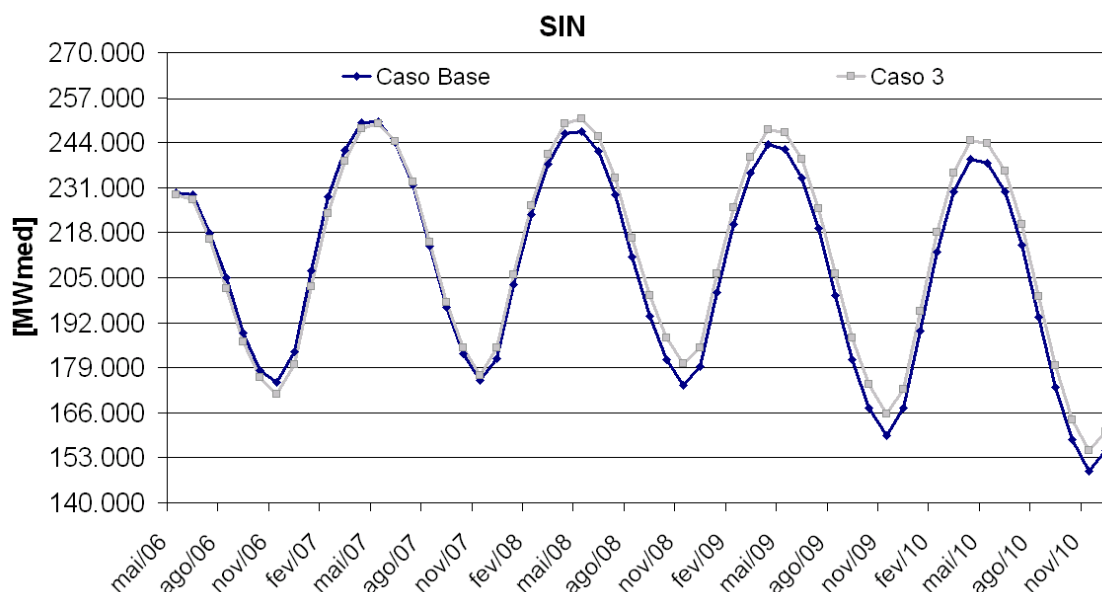


Figura 4.78: Energia armazenada média final - SIN - Caso 3 x Caso Base

Pode-se observar na Figura 4.78 que houve ganho significativo a partir de 2008 com relação à energia armazenada para a modelagem proposta. A variação chegou a 4% nos meses mais úmidos dos anos, e atingiu valores superiores a 2% em termos médios anuais.

4.6.1.2 Risco de déficit

Para o Caso 3, verifica-se elevação nos valores de riscos (para déficits superiores a 1% da carga) nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, e redução principalmente no subsistema Nordeste.

A elevação observada nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul é inferior a 1% em todos os anos, enquanto que as alterações para o subsistema Nordeste são mais significativas, com reduções maiores a partir de 2008. Pode-se observar que houve pequena diminuição dos riscos para o subsistema Norte em 2007 e 2010, e elevação em 2008 e 2009.

A Figura 4.79, a seguir, apresenta graficamente as diferenças para estes subsistemas.

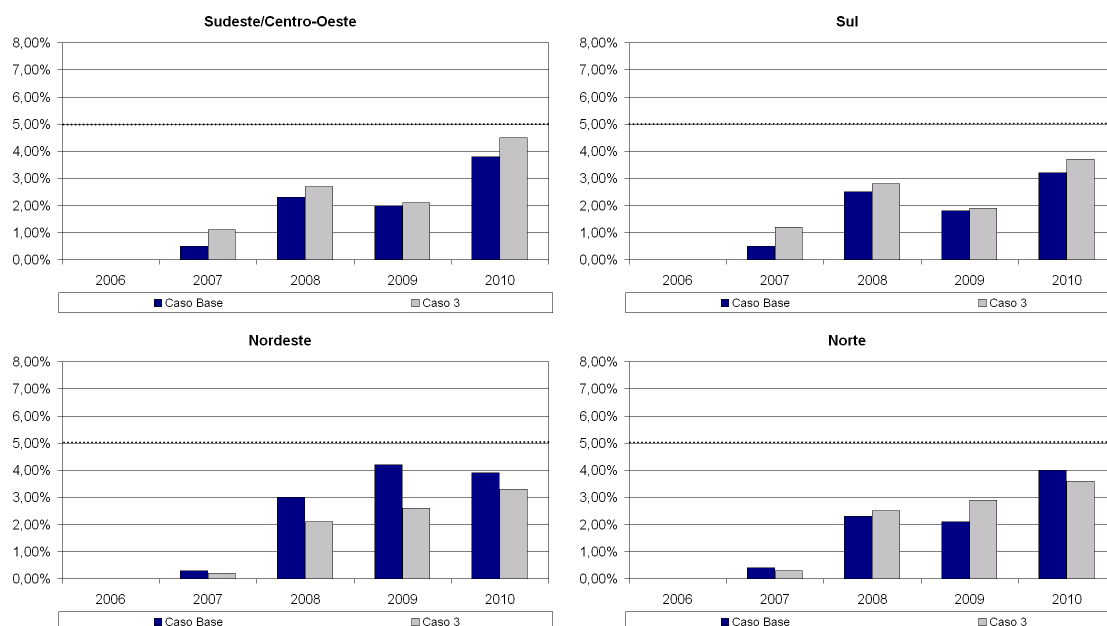


Figura 4.79: Risco de Déficit >1% da carga - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso Base

4.6.1.3 Valor esperado da energia não suprida – EENS

Em concordância com a avaliação dos riscos de déficit, a EENS dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul apresentou elevação, os subsistemas Nordeste e Norte apresentaram redução, para o Caso 3 em comparação ao Caso Base.

O aumento da EENS nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul em 2008 e 2010 foi compensada pela redução nos subsistemas Nordeste e Norte. Entretanto a elevação em 2007 e a redução em 2009, para estes subsistemas, tiveram impactos diretos na EENS do SIN, que acompanhou esta tendência.

Os montantes de EENS relativos aos subsistemas Alto Tocantins e Alto São Francisco não têm influência na avaliação do SIN, pois são valores superiores a 1 MWmed apenas para o subsistema Alto São Francisco em 2010, para o Caso 3.

A Figura 4.80, a seguir, apresenta as médias anuais dos subsistemas comuns aos dois casos.

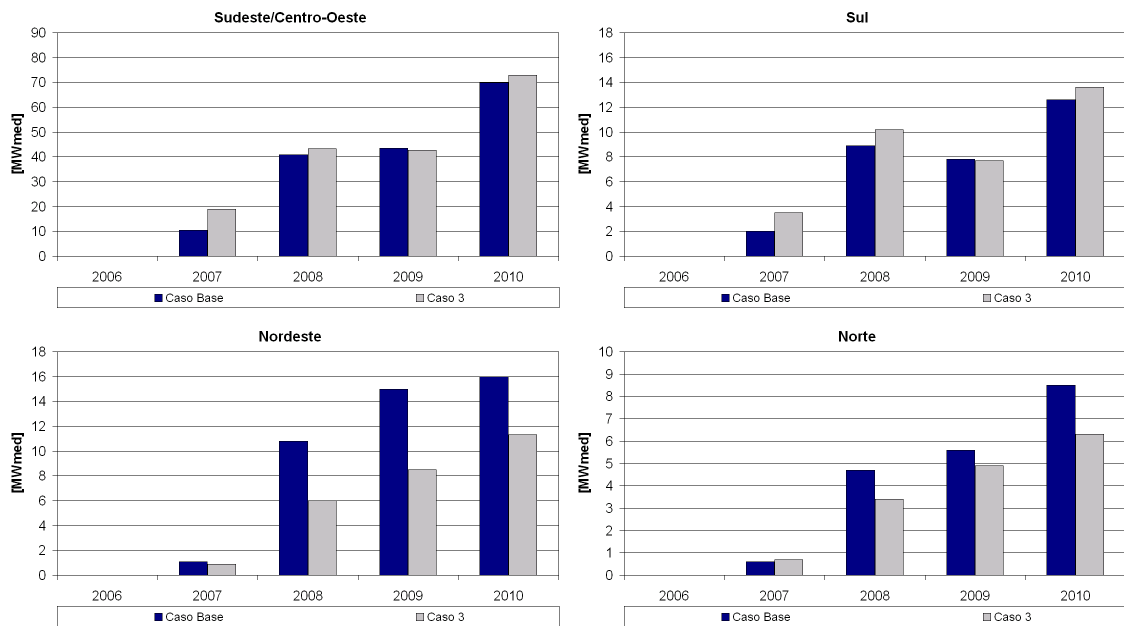


Figura 4.80: Valor esperado da energia não suprida - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso Base

Portanto, conforme a Figura 4.81 apresenta adiante, o aumento da EENS no SIN em 2007 e a redução em 2009 são devidas principalmente aos comportamentos dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, respectivamente.

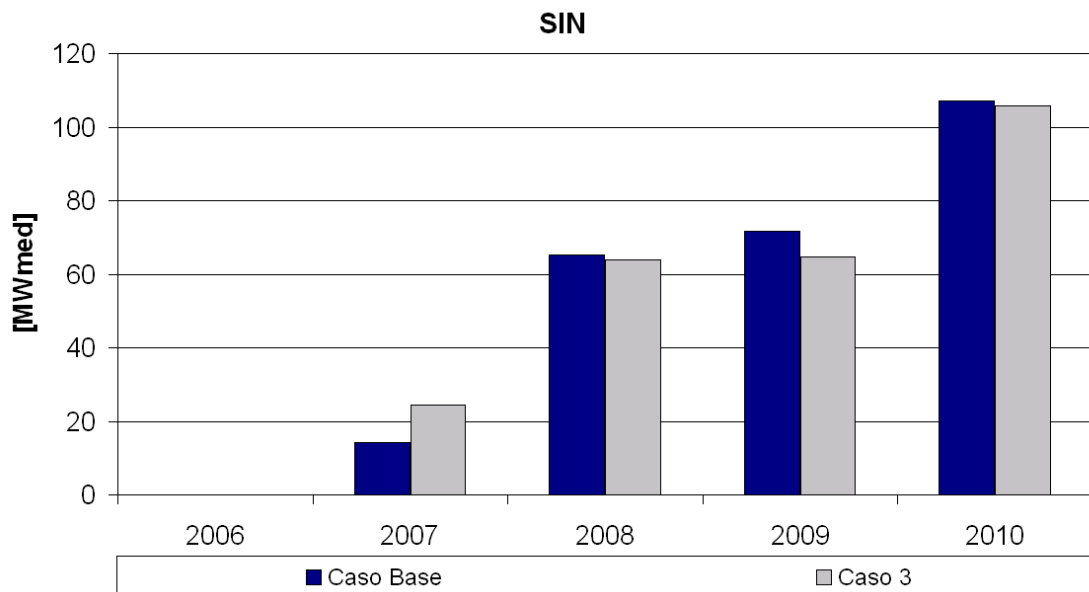


Figura 4.81: Valor esperado da energia não suprida - SIN - Caso 3 x Caso Base

4.6.1.4 Custo total de operação – CTO

O valor esperado do custo total de operação, para os dois casos, apresenta valores semelhantes, como mostrado na Tabela 4.17 ilustrada a seguir.

Tabela 4.17: Custo total de operação [milhões de R\$] - Diferenças Caso 3 - Caso Base

Casos	Valor esperado total	Desvio padrão
Caso 3	17.655,18	522,22
Caso Base	17.498,16	500,22
Diferença	157,02	

Pelo observado nos casos avaliados neste estudo, pode-se especular que os efeitos das modelagens aplicadas em cada caso se anularam ao serem observados todos de uma vez. Com a criação dos subsistemas Alto Tocantins e Alto São Francisco e a conseqüente alteração na operação das UHEs Serra da Mesa e Três Marias, o modelo utilizou uma política diferente da adotada no caso Base e essa se mostrou melhor, no que diz respeito ao CTO. Entretanto, o aumento mais significativo da EENS no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, e em conseqüência no SIN, devido à restrição no intercâmbio entre os subsistemas, principalmente entre Sudeste/Centro-Oeste e Alto Tocantins (interligação Norte-Sul), teve efeito contrário no CTO equilibrando os valores finais.

A diferença de aproximadamente 150 milhões de reais a mais verificada no Caso 3, em comparação com o Caso Base, pode ser considerada não significativa já que os dois valores esperados apresentados podem ser considerados estatisticamente equivalentes quando levados em consideração juntamente com os respectivos desvios.

4.6.1.5 Custo marginal de operação – CMO

Como pode-se observar nas Figuras 4.82 e 4.83, ilustradas a seguir, o CMO dos subsistemas Nordeste e Norte apresentaram uma diminuição para o Caso 3 em relação ao Caso Base, enquanto os demais subsistemas tiveram elevação de seus valores, principalmente a partir de 2007.

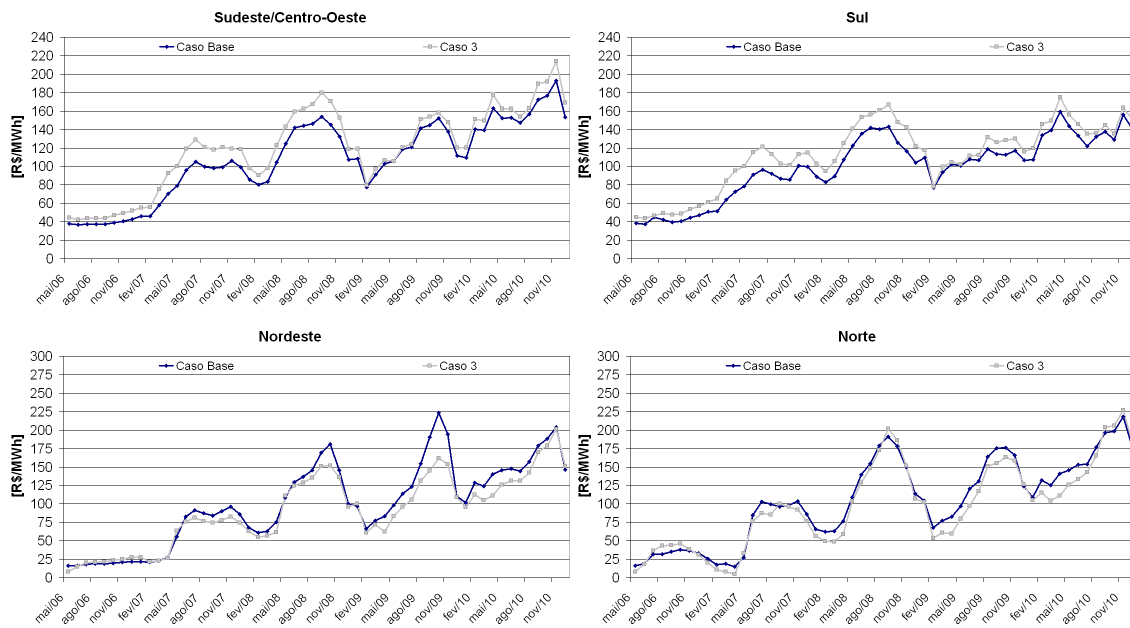


Figura 4.82: CMO médio mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso Base

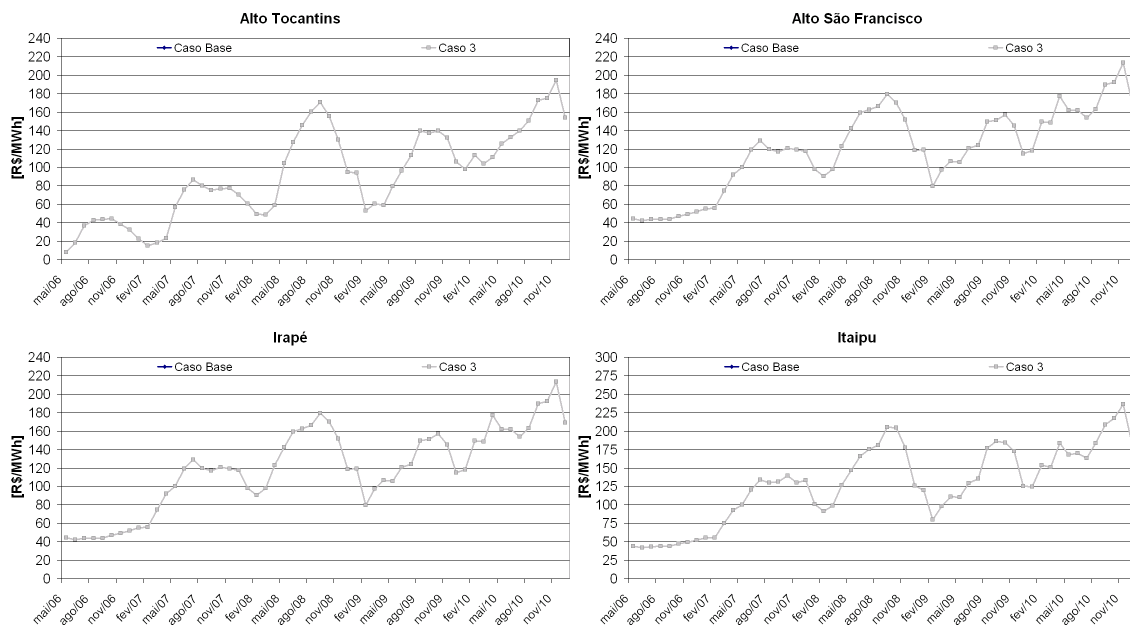


Figura 4.83: CMO médio mensal - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 3 x Caso Base

Apesar das reduções terem sido significativas a partir de 2007 (chegando a 60 R\$/MWh para o Nordeste e 30 R\$/MWh para o Norte), o aumento médio em torno de 12 R\$/MWh para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul (chegando a

25 R\$/MWh em ambos) confirma a o "estrangulamento" dos limites de intercâmbio na interligação Norte-Sul.

A avaliação em termos anuais pode ser realizada através dos valores apresentados nas Figuras 4.84 e 4.85, que seguem.

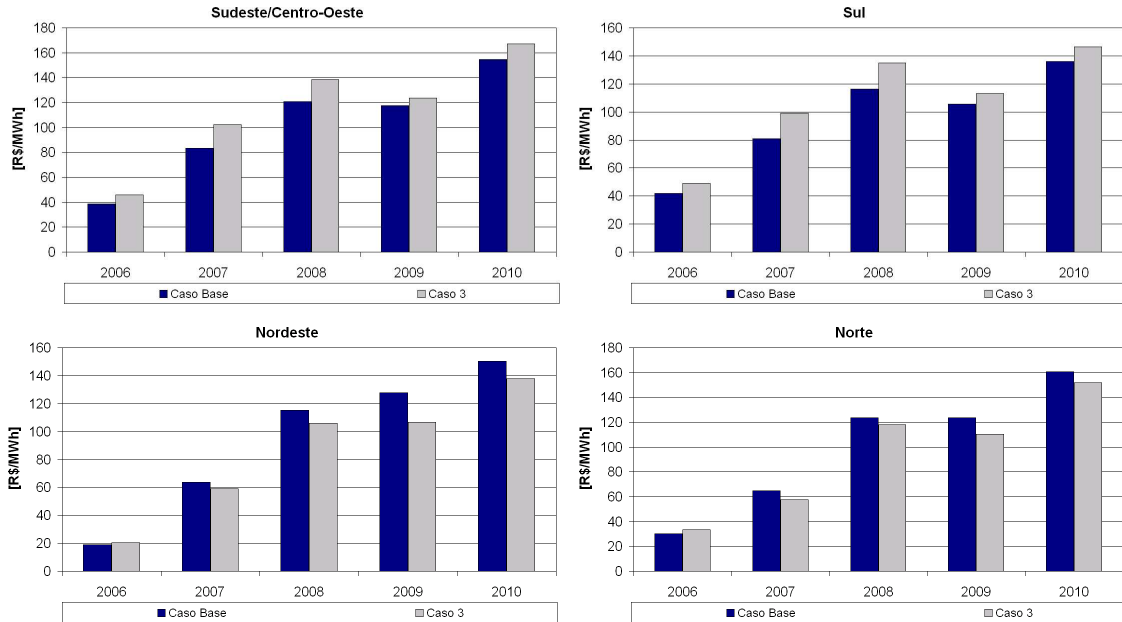


Figura 4.84: CMO médio anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso Base

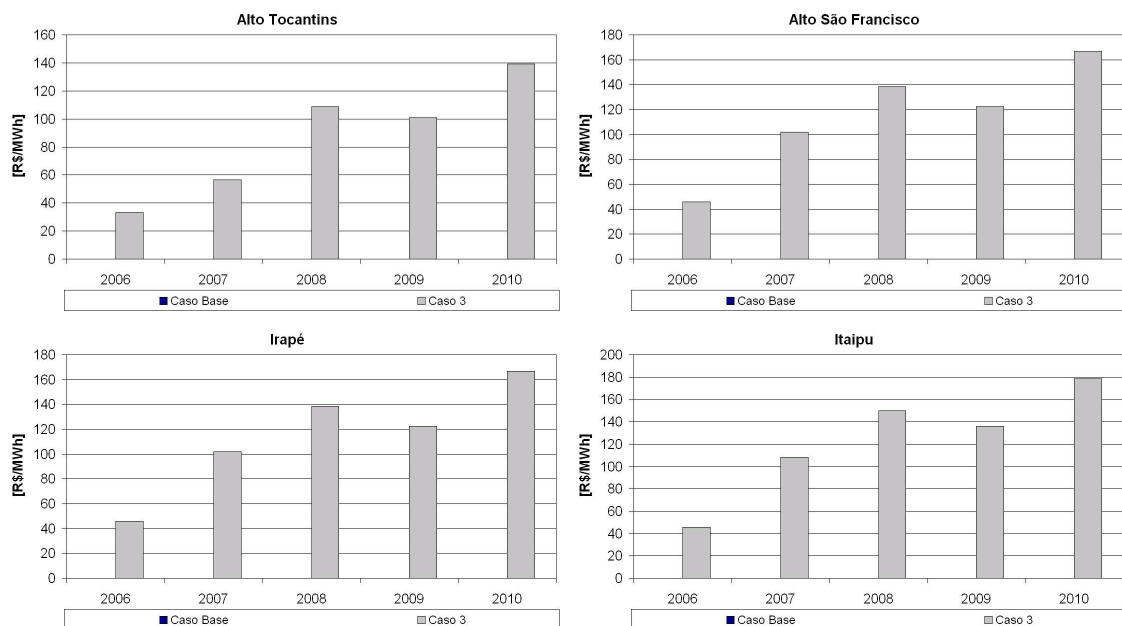


Figura 4.85: CMO médio anual - subsistemas Alto Tocantins, Alto São Francisco, Irapé e Itaipu - Caso 3 x Caso Base

Com relação às médias anuais, destaque para o subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul que em 2007 e 2008 apresentam elevação média de 18 R\$/MW e para o Nordeste em 2008, com redução média de 20 R\$/MW.

4.6.1.6 Energia vertida

A soma dos efeitos separação das (sub)basins do Alto Tocantins e Alto São Francisco, representação individualizada da UHE Itaipu e o “estrangulamento” na interligação Norte-Sul, é esperado que a energia vertida do sistema como um todo aumente.

O aumento verificado no vertimento é pouco significativo nos subsistemas Sul, Nordeste e Norte (apesar deste último apresentar elevação de aproximadamente 10% em 2007 e posterior redução de mesma grandeza em 2009 e 2010). A grande redução nos valores de vertimento para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste é consequência da retirada das usinas pertencentes aos novos subsistemas Alto São Francisco, Alto Tocantins e Itaipu, antes pertencentes a esse subsistema (não somente).

Entretanto com a criação dos novos subsistemas, os subsistemas de origem apresentaram um aumento no montante vertido por não possuírem mais os grandes reservatórios de acumulação e a grande capacidade de turbinamento das usinas, que anteriormente evitavam o vertimentos nos períodos de cheia. Este resultado era esperado em usinas como Tucuruí, Serra da Mesa e Itaipu e tem impacto imediato nos vertimentos de subsistemas como Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Apesar destes não contabilizarem mais com os vertimentos relativos a essas usinas, a energia vertida nas demais usinas que os compõem tende a aumentar.

Desta forma, esta modelagem levou o SIN a um aumento de sua energia vertida média anual para todos os anos, exceto 2007. Destaca-se o aumento superior a 4% entre 2008 e 2010 e em 2006 quando houve um aumento ainda maior, de cerca de 20%. A Figura 4.86, a seguir, apresenta estes valores.

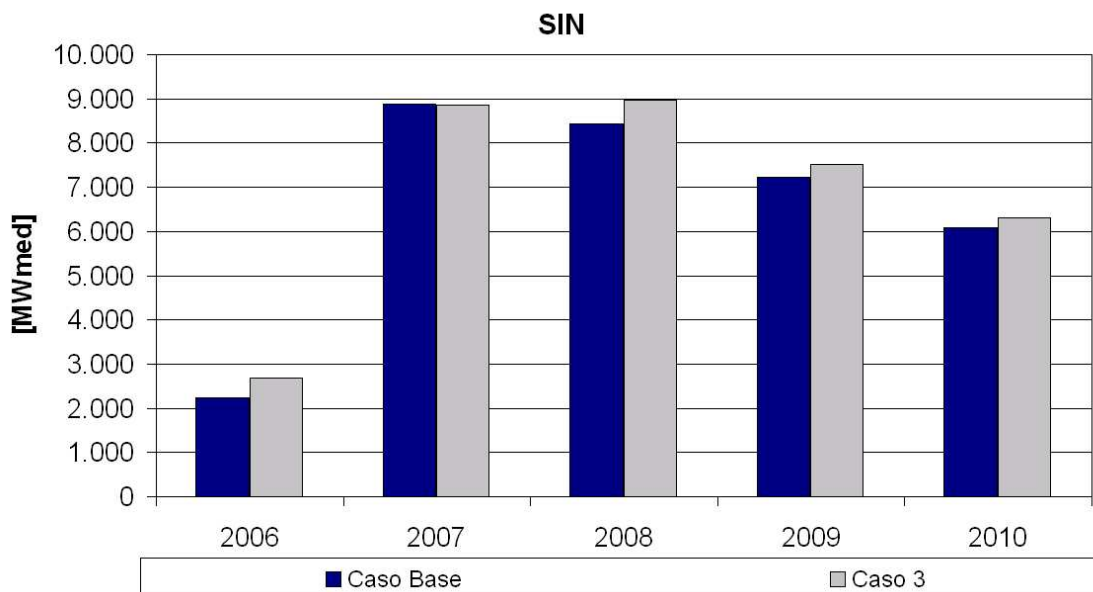


Figura 4.86: Energia vertida média anual - SIN - Caso 3 x Caso Base

4.6.1.7 Geração térmica

Era esperado o aumento da geração térmica média mensal nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste (com maior destaque) e Sul, e diminuição da mesma no subsistema Nordeste, em concordância com as avaliações apresentadas (estrangulamento da transmissão e aumento do vertimento, por exemplo).

Estes valores em termos anuais, conforme apresentado na Figura 4.87 a seguir, giram em torno de 150 MWmed de despacho térmico a mais para o Sudeste/Centro-Oeste (chegando a 200 em 2007 e 250 em 2008), em torno de 50 MWmed para o Sul (chegando quase a 80 MWmed em 2009) enquanto que para o Nordeste há uma diminuição de aproximadamente 15 MWmed (chegando quase a 30 MWmed em 2007) em sua geração térmica.

Com isso, em termos percentuais, o aumento no SIN é superior a 3% para todo o horizonte, com aumento aproximado de 4% de 2006 a 2008 e 2% em 2009 e 2010. Estes valores são apresentados na Figura 4.88, mais adiante.

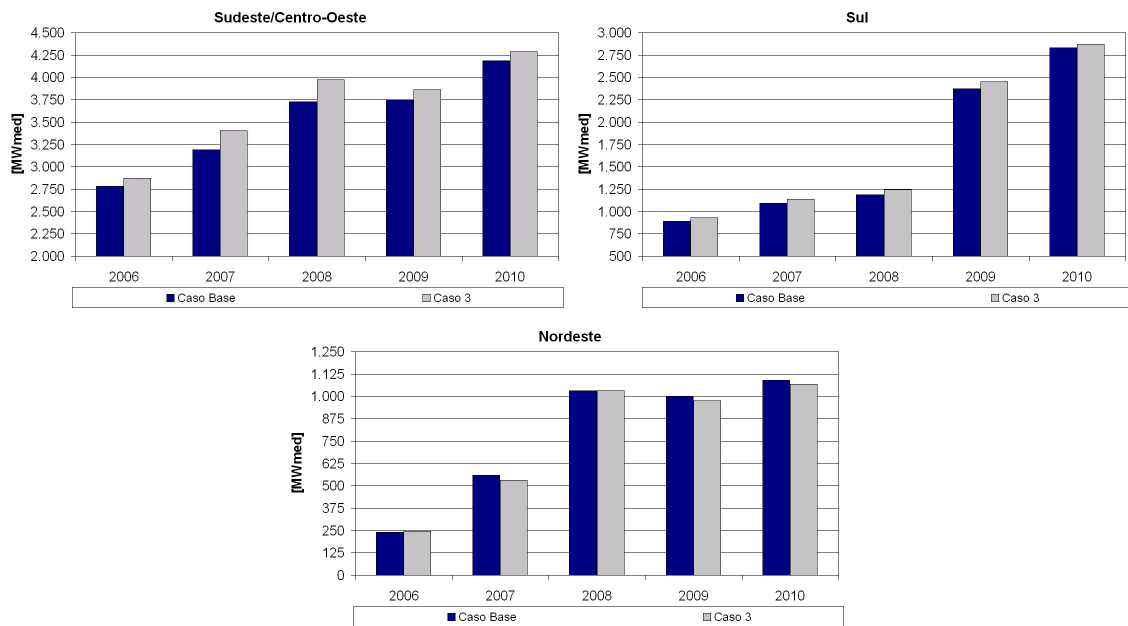


Figura 4.87: Geração térmica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste - Caso 3 x Caso Base

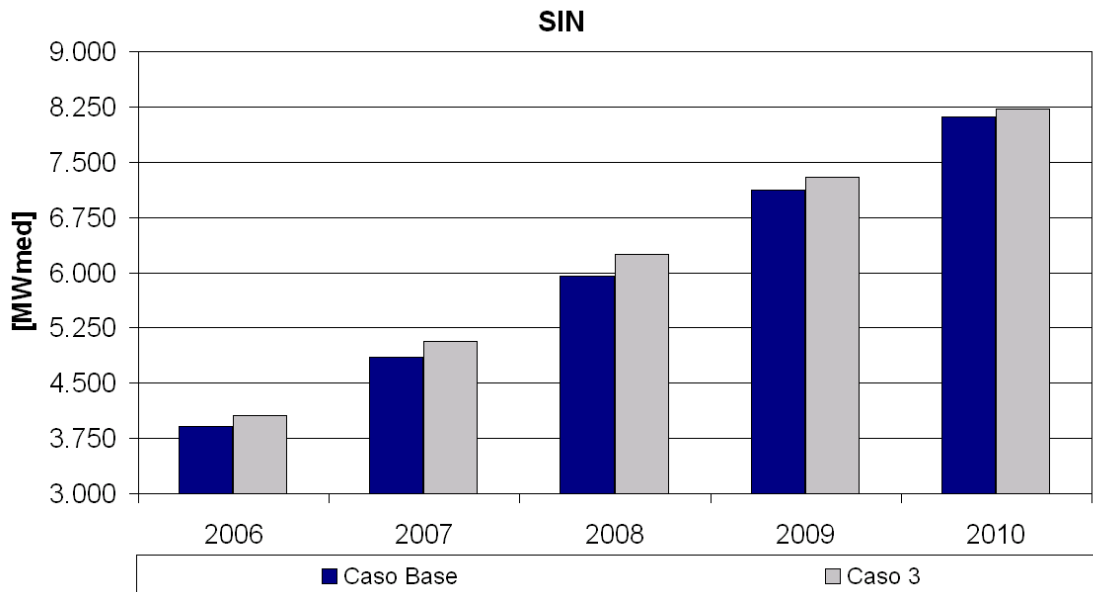


Figura 4.88: Geração térmica média anual - SIN - Caso 3 x Caso Base

4.6.1.8 Geração hidráulica

Completando o raciocínio em termos de balanço hidráulico, e seguindo o mesmo padrão das métricas anteriores, a geração hidráulica média do SIN diminuiu.

Com o aumento do vertimento a geração hidráulica tende a se reduzir e conseqüentemente a geração térmica aumentar. As Figuras 4.89 e 4.90, apresentadas a seguir, ilustram o comportamento mensal e anual da geração hidráulica para os subsistemas comuns aos dois casos avaliados.

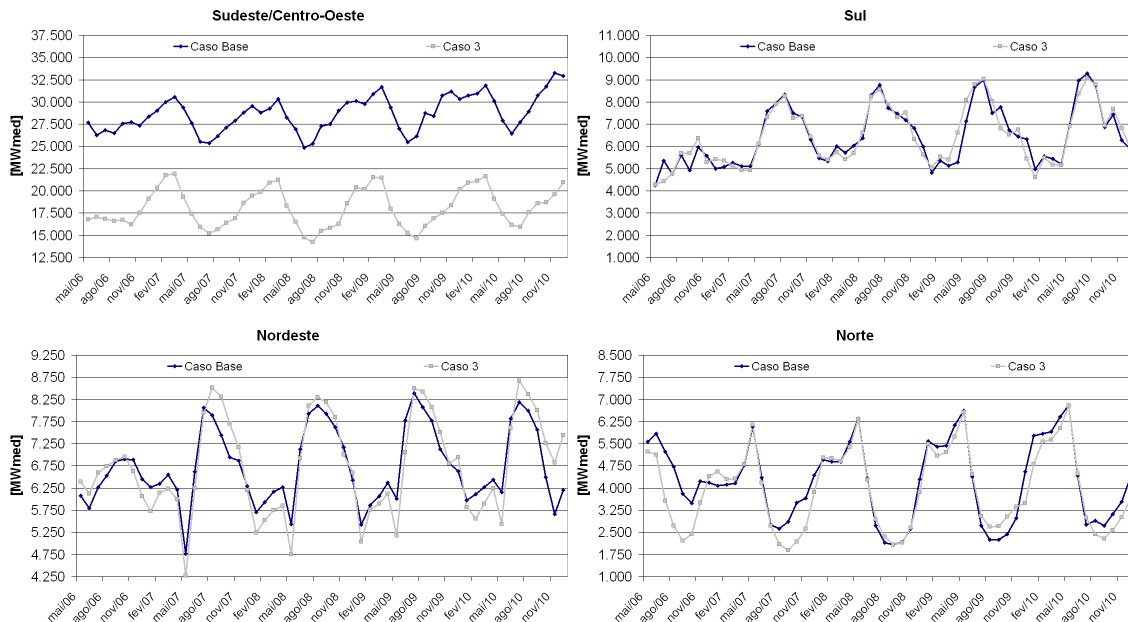


Figura 4.89: Geração hidráulica média mensal - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso Base

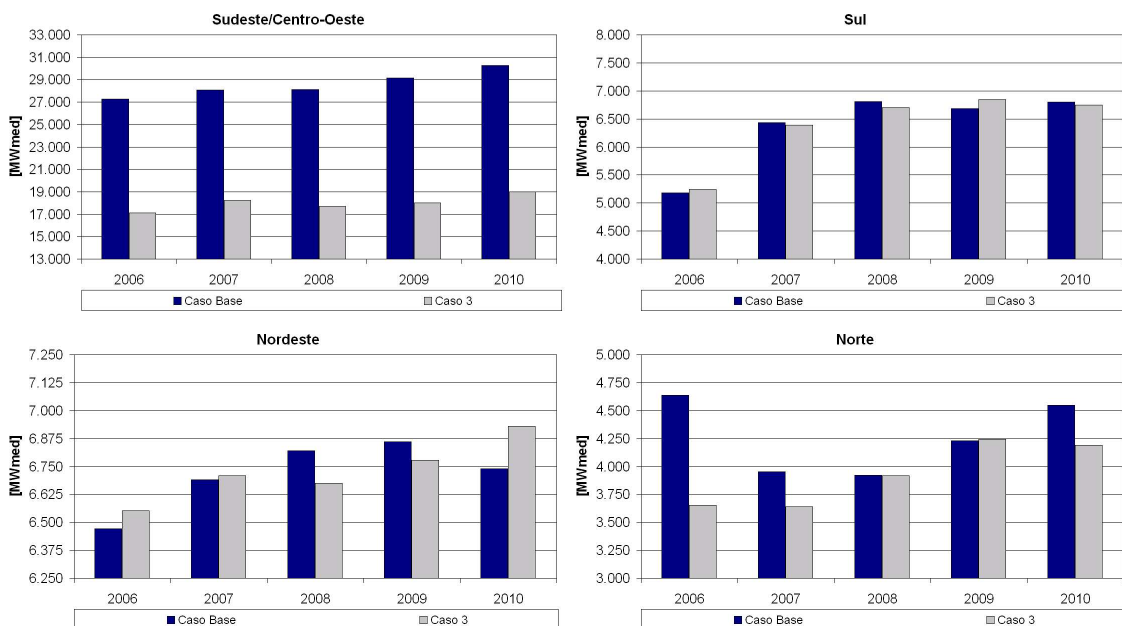


Figura 4.90: Geração hidráulica média anual - subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte - Caso 3 x Caso Base

Avaliando o SIN, nota-se uma redução na geração hidráulica média anual para todos os anos do horizonte em relação ao Caso Base, com reduções variando entre 100 e 300 MW_{med} em todos os anos. O impacto dessas variações por subsistema na avaliação da geração hidráulica média anual para o SIN é pequeno, em torno de 0,5% em todos os anos do horizonte, e pode ser visualizado na Figura 4.91, a ser apresentada a seguir.

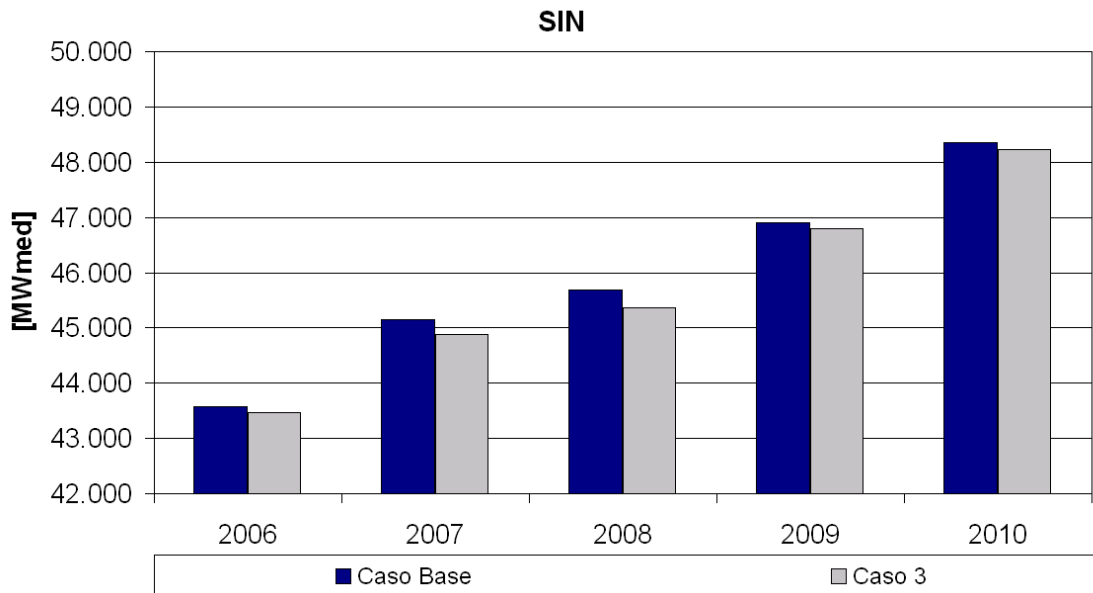


Figura 4.91: Geração hidráulica média anual - SIN - Caso 3 x Caso Base

4.6.2 Conclusão

O objetivo deste item foi comparar a modelagem final proposta por este estudo no Caso 3 – Item 4.5 (uma representação mais detalhada do SIN, em termos hidráulicos e elétricos, ao se definir cargas e limites de intercâmbios para subsistemas criados com acoplamento hidráulico e considerados importantes pela representatividade de suas (sub)bacias hidrográficas) com a modelagem atualmente adotada no SEB e apresentada no Caso Base – Item 4.2.

Importante destacar que como consequência da modelagem em separado de subsistemas como Alto Tocantins e Alto São Francisco, além da UHE Itaipu e da representação explícita dos intercâmbios relativos a esses novos subsistemas, alguns resultados qualitativos eram esperados. Aumento do vertimento do SIN e principalmente dos subsistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste, com conseqüente diminuição

da geração hidráulica dos mesmos e aumento da geração térmica do SIN. Esse efeito isoladamente poderia causar algumas oscilações nos resultados de riscos, EENS, CTO e CMO, mas provavelmente não seriam muito significativos por serem compensados por uma operação mais realista e adequada dos reservatórios.

Entretanto, com a consideração de intercâmbios que se mostraram restritivos, principalmente na interligação Sudeste/Centro-Oeste e Alto Tocantins, espera-se que dependendo do quão estes intercâmbios tenham sido restritivos ocorra uma variação dos CMOs e uma operação diferenciada para os subsistemas ao Norte e ao Sul da interligação. Aqueles ao Norte diminuiriam sua geração hidráulica e aumentariam seu vertimento, e com isso o CMO se reduziria, e os subsistemas ao Sul da interligação teriam o comportamento contrário com provável aumento da geração térmica.

Os resultados apresentados neste item 4.6 corroboram as expectativas, apresentando resultados coerentes com os esperados de acordo com as premissas de modelagens adotadas. Houve ganho significativo a partir de 2008 com relação à energia armazenada, chegando a atingir elevações de até 4% nos meses mais úmidos dos anos e valores superiores a 2% em termos médios anuais. Esse resultado está de acordo com a diminuição da geração hidráulica, apesar de pequena (cerca de 0,5% em todos os anos), e com o aumento da geração térmica, chegando a mais de 5% em 2008, para o SIN.

Apesar da alteração da política operativa dos reservatórios em decorrência das modificações impostas pelas modelagens adotadas, os riscos de déficit para os subsistemas pouco se alteraram (aumento inferior a 1% para Sudeste/Centro-Oeste e Sul e redução semelhante para o Nordeste). Os valores de riscos e EENS foram, entretanto, influenciados pela restrição na interligação Sudeste/Centro-Oeste e Alto Tocantins, alterando estas métricas para valores maiores nos subsistemas ao Sul e para valores menores para os subsistemas ao Norte da interligação.

O pequeno impacto destes resultados para o SIN pode ser justificado pela pouca significativa diferença existente entre os valores esperados do custo total de operação dos dois casos em estudo. Mais do que isso, os dois casos podem ser considerados estatisticamente equivalentes já que seus intervalos de confiança são coincidentes.

Ainda sob interferência da restrição na interligação Sudeste/Centro-Oeste e

Alto Tocantins, os valores de CMOs dos subsistemas ao sul tiveram elevação de seus valores (aumento médio em torno de 12 R\$/MWh, chegando a 25 R\$/MWh) enquanto os subsistemas ao norte da interligação apresentaram redução de seus valores (chegando a 60 R\$/MWh para o Nordeste e 30 R\$/MWh para o Norte).

Por último, os valores verificados para a energia vertida se mostraram superiores para todo o período de estudo (exceto 2007), com valores em média superiores a 4% dos valores encontrados para o Caso Base, para todo o SIN. Para o ano de 2006 essa elevação atingiu os 20% de elevação dos valores encontrados para o Caso 3, quando comparados aos verificados no Caso Base.

Capítulo 5

Conclusões

No Capítulo 1 foi apresentado o contexto do trabalho inserido no setor elétrico e principalmente no âmbito do planejamento energético, além da motivação e do foco deste estudo.

No Capítulo 2 uma introdução conceitual do planejamento energético é realizada, juntamente com a apresentação das soluções disponíveis para o problema do planejamento e operação do SEB.

No Capítulo 3, mais especificamente no Item 3.1, foram apresentados os conceitos básicos da modelagem hidráulica adotada pelo setor elétrico no modelo de otimização, discutidas a modelagem atual do SIN e a aplicabilidade do acoplamento hidráulico neste contexto. A forma como os demais aspectos passíveis de modelagem como o mercado, a geração de pequenas usinas e os intercâmbios são modelados também é apresentada neste capítulo. Os detalhes relativos à representação adotada para cada uma dessas variáveis de acordo com as modelagens propostas neste trabalho se encontram nos itens específicos para cada caso, no capítulo seguinte.

No Capítulo 4 é discutido o caso escolhido como referência para as demais avaliações e definido o Caso Base a partir deste. Também é exposta a versão do modelo a ser utilizada e suas diferenças em relação à versão oficial em vigor no setor. Em seguida, três modelagens são propostas em ordem crescente de complexibilidade e têm seus resultados analisados em comparação ao caso anterior.

No Caso 1 é utilizada uma modelagem com motivação unicamente hidráulica que visa, através da funcionalidade de acoplamento hidráulico existente na versão do modelo utilizada no estudo, atenuar/expurgar os efeitos indesejados da modelagem

equivalente adotada atualmente. Neste caso, também é realizada a verificação da correta atuação da funcionalidade de acoplamento hidráulico.

No Caso 2, ainda no Capítulo 4, é apresentada uma modelagem onde a representação da UHE Itaipu em separado como subsistema é avaliada. Esta representação tem o objetivo de melhor modelar os limites de intercâmbio que abrangem a usina e os subsistemas envolvidos. O motivo para se realizar esta análise em separado das demais definições de intercâmbio se deve à importância da usina para o SIN de acordo com a relevância que os montantes gerados (e conseqüentemente transferidos para os demais subsistemas) pela mesma têm na operação do sistema.

No Caso 3 são definidos os valores a serem assumidos pelas variáveis relativas aos aspectos elétricos dos demais subsistemas criados nas modelagens anteriores. Os critérios adotados para a escolha dos valores de carga própria, geração de pequenas usinas e limites de intercâmbios entre subsistemas são apresentados e justificados.

Por último é realizada uma avaliação final, comparando os resultados obtidos para a modelagem final proposta neste trabalho, Caso 3 - Item 4.5, com os provenientes da modelagem atualmente utilizada no SEB, Caso Base - Item 4.2, a fim de se poder classificar e conceituar a modelagem proposta em comparação com a vigente e verificar o impacto que o maior detalhamento da modelagem energética e posteriormente elétrica do SIN teria na operação apresentada pelo modelo de otimização de médio prazo.

Apesar dos valores adotados terem sido estimados a fim de se obter uma representação mais realista para as análises deste estudo, não se pode considerar os resultados desta modelagem como sendo fielmente precisos. Se outros critérios fossem adotados, ou mesmo procedimentos fossem definidos no futuro (com informação proveniente dos agentes ou decorrentes de estudos elétricos específicos), os resultados poderiam variar quantitativamente. Isso não invalida ou desmerece o estudo apresentado que, no escopo desse trabalho, é capaz de indicar as alterações decorrentes da modelagem proposta através de uma análise qualitativa dos resultados.

Após a revisão do que foi apresentado no Capítulo 4 com relação às modelagens propostas e avaliações realizadas, pode-se concluir que os resultados da modelagem mais complexa (Caso 3) quando comparados ao Caso Base são semelhantes em quase todos os aspectos, principalmente os de âmbito econômico.

A operação dos reservatórios se altera, com conseqüente alteração dos montantes de geração hidráulica e energia vertida por cada subsistema, além do despacho das usinas térmicas do sistema.

Entretanto, ao analisar o custo total e a variação dos custos marginais de operação pode-se concluir que estes apresentaram poucas diferenças em relação à modelagem vigente, para este estudo baseado no PEN 2006. Os casos, inclusive, podem ser considerados estatisticamente equivalentes levando-se em consideração os intervalos de confiança dos valores esperados do custo total de operação do sistema dos dois casos, variável utilizada como função objetivo do modelo de otimização de despacho hidrotérmico.

Resultados semelhantes podem ser verificados em [39] para o PMO de janeiro de 2007, entretanto a modelagem utilizada apresentou outras considerações, utilizando-se apenas da funcionalidade do acoplamento hidráulico sem a criação de novos subsistemas e intercâmbios, além de não separar a UHE Itaipu, o que compromete um pouco a comparação.

Entretanto, o artigo apresenta o comportamento de variáveis como riscos de déficit, EENS, EAR-final, gerações térmicas e hidráulicas, e estes se assemelham ao verificado neste estudo para o PEN 2006, em geral. Outros estudos internos já foram realizados dentro do ONS, sempre com a mesma tendência dos resultados apresentados neste trabalho.

Outro fator importante de se analisar é o impacto da complexidade adotada na modelagem no tempo computacional despendido. Importante destacar a elevação do tempo computacional de acordo com o aumento da complexidade dos casos (aumento do número de subsistemas e de intercâmbios a serem considerados).

Na Tabela 5.1, apresentada a seguir, são mostrados os tempos computacionais (em minutos e horas) que cada caso avaliado levou para ser simulado em computadores Pentium IV, 3,8 GHz dual core e 1Gb de memória RAM. Importante destacar que os casos de estudo simulados levaram 3 iterações para convergir a política de operação.

Tabela 5.1: Tempo computacional - Casos de estudo

Casos de estudo	Caso Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Tempo [minutos]	175	242	278	282
Tempo [horas]	2,92	4,03	4,63	4,70

A utilização das modelagens propostas é sugerida para os estudos de análise energética de médio prazo, horizonte de 5 (cinco) anos, por melhor representar restrições de intercâmbio e evitar alguns dos efeitos indesejados da modelagem por reservatório equivalente.

Entretanto, para isto processos deveriam ser criados a fim de disponibilizar as informações com relação a carga própria, geração de pequenas usinas e limites de intercâmbio da forma mais precisa e automatizada possível para posterior utilização do planejador e operador.

Porém, como os resultados médios dos 2.000 cenários hidrológicos são semelhantes para os casos apresentados, sua utilização nos estudos usuais pode ser questionado por representar um aumento da complexibilidade da modelagem sem ter como retorno ganho significativo de informação.

Esta é uma argumentação válida, mas que não aplicável a estudos em que o foco da avaliação seja, por exemplo, o impacto de cenários hidrológicos extremos (períodos muito úmidos ou muito secos) no comportamento do intercâmbio entre subsistemas, ou a operação de reservatórios equivalentes ou mesmo usinas específicas.

Com isso, a representação do SIN por cada uma das modelagens discutidas na presente dissertação é aconselhada de acordo com o objetivo a que se propõe o estudo, as condições hidrológicas que serão impostas e as métricas que serão avaliadas no trabalho. Esta decisão será compromisso do responsável pelo estudo.

A modelagem final (Caso 3) é aconselhada independente do objetivo, já que a mesma se mostrou equivalente a atualmente adotada no caso de uma avaliação em termos de valores esperados das métricas (médias das 2.000 séries), além de estar mais preparada para uma avaliação com condições hidrológicas específicas por representar o sistema de maneira mais detalhada com relação à operação dos reservatórios acoplados hidráulicamente, aos fluxos de intercâmbios relativos à usina de

Itaipu e os fluxos entre os subsistemas criados.

Vale destacar que os resultados semelhantes encontrados para a modelagem atual e a modelagem final avaliada neste estudo são consequência do profundo conhecimento, pelo setor, das características do sistema como este se configura atualmente. As modelagens adotadas nos limites de intercâmbio com a utilização de gerações típicas para as usinas que disputam transferência de energia por essas linhas, a criação de usinas fictícias e a limitação do volume da usina Serra da Mesa em 55% de seu volume máximo são exemplos da expertise dos técnicos que modelam o SIN.

Entretanto, o avanço das fronteiras do SIN para a região Amazônica tornarão o sistema bem mais malhado e complexo. As usinas hidrelétricas a serem construídas possuem regime de vazões muito altas no período úmido, coincidente com o regime hidrológico das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, e vazões extremamente baixas na estação seca, levando a um nível de produção muito inferior à capacidade de geração nos períodos chuvosos (conforme o subsistema Norte atualmente).

Esta situação implica na necessidade de alteração significativa na política de operação do sistema, com estratégias de armazenamento nos reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste no período úmido, para desestoque no período seco, simultaneamente com complementação térmica. Ou seja, o SIN terá uma tendência, no médio prazo, de perder a característica de regularização plurianual, evoluindo rapidamente para uma regularização praticamente anual [3].

Desta forma, uma modelagem que não seja tão dependente do prévio conhecimento das características a longo prazo do sistema (uma representação mais realista e conseqüentemente mais generalizada) é altamente desejada, afim de encarar com desenvoltura os desafios inerentes à evolução do SIN, a médio prazo.

5.1 Propostas para trabalhos futuros

Diversas alternativas podem ser vislumbradas como continuação, modificação ou melhoria das modelagens propostas no Capítulo 4 deste trabalho. Dentre as possíveis trabalhos futuros, pode-se destacar os seguintes:

- Separação de outras (sub)basins importantes (tais como Paraíba do Sul, Parapanema, Tietê, Paranaíba e Grande) ou combinações das mesmas em subsis-

temas, e avaliação do impacto dessa modelagem no planejamento da operação do SIN;

- Análise do efeito da modelagem para séries ou períodos do histórico com situações hidrológicas extremas, como secas severas em determinados subsistemas ou mesmo um longo período de estiagem para o sistema como um todo. Parte dessa avaliação já foi realizada neste trabalho (nas análises complementares dos Casos 1 e 2), mas com o foco em apenas um subsistema. A análise completa fica como sugestão;
- Efetuar o acoplamento com o modelo de curto prazo (atualmente o DECOMP) e comparar os resultados com os apresentados neste estudo para as diversas representações, inclusive a atual, para uma investigação mais detalhada dos efeitos dessa representação no planejamento de curto prazo;
- Re-editar o estudo com outros casos baseados em PMOs de diferentes meses, com o objetivo de corroborar os resultados e avaliações apresentadas e generalizar as conclusões deste presente estudo.

Referências Bibliográficas

- [1] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, <http://www.ons.org.br>.
- [2] NETO, T. D. A. A., FORTUNATO, L. A. M., PEREIRA, M. V. F., *et al.*, *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. EDUFF/Eletróbrás, 1990.
- [3] ALMEIDA, A. N. D., DAHER, M. J., MARTINEZ, M. A., *et al.*, *Os Desafios da Gestão do Conhecimento para o ONS com as Novas Fronteiras do Sistema Interligado Nacional*, Abril 2007.
- [4] TERRY, L. A., PEREIRA, M. V. F., NETO, T. A. A., *et al.*, “Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System”, *INTERFACES*, v. 16, n. 1, pp. 16–38, January-February 1986.
- [5] UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY, <http://www.energy.gov>.
- [6] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, *Balço Energético Nacional 2007*, <http://www.epe.gov.br>, 2007.
- [7] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL, *Manual de Referência do Modelo NEWAVE*, 2001.
- [8] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL, *Manual de Referência do Modelo SUISHI*, 2003.
- [9] POWER SYSTEM RESEARCH – PSR, *Manual de Metodologia - Modelo SDDP*, 2007.

- [10] MARCATO, A. L. M., *Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte*. Tese de D.Sc., PUC-Rio, Maio 2002.
- [11] BELLMAN, R., *Dynamic Programming*. Princeton University Press, 1957.
- [12] PEREIRA, M. V. F., “Optimal Stochastic Operations Scheduling of Large Hydroelectric Systems”, *Electrical Power & Energy Systems*, v. 11, n. 3, pp. 161–169, July 1989.
- [13] PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. M. V. G., “Operation planning of large-scale hydroelectric systems”, *Proceedings of the 8th Power System Computation Conference*, , 1984.
- [14] PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. M. V. G., “Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system - a decomposition approach”, *Water Resources Research*, v. 21, n. 6, 1985.
- [15] LIMA, A. L. D. S., *Uma Estratégia de Decomposição por Relaxação Lagrangeana para a Otimização da Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Modelagem Detalhada da Rede Elétrica - Aplicação ao Sistema Brasileiro*. Tese de D.Sc., Programa de Engenharia de Sistemas e Computação – COPPE/UFRJ, Janeiro 2007.
- [16] CARVALHO, A. C. D. P. L. F. D., LEITE, P. T., CARNEIRO, A. A. D. F. M., *Aplicação de computação evolutiva no planejamento de sistemas hidrotérmicos*. 1 ed. Editora Manole Ltda, 2004.
- [17] LEITE, P. T., *Um Algoritmo Genético para o Planejamento de Sistemas Hidroelétricos*. Tese de M.Sc., Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica Escola Politécnica – USP, 1999.
- [18] LEITE, P. T., *Aplicação de Inteligência Artificial no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Tese de D.Sc., Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica Escola Politécnica – USP, 2003.
- [19] LEITE, P. T., CARNEIRO, A. A. D. F. M., CARVALHO, A. C. D. P. L. F. D., “Aplicação de algoritmos genéticos na determinação da operação ótima

- de sistemas hidrotérmicos de potência”, *Sociedade Brasileira de Automática – SBA*, , 2006.
- [20] MOURON, N. V., *O Planejamento da Operação Elétrica: Uma Abordagem pela Teoria Nebulosa*. Tese de M.Sc., Programa de Planejamento Energético – COPPE/UFRJ, Março 2003.
- [21] MACEIRA, M. E. P., PENNA, D. D. J., DAMÁZIO, J. M., “Geração de Cenários Sintéticos de Energia e Vazão para o Planejamento da Operação Energética”, *XVI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos*, , Novembro 2005.
- [22] MACEIRA, M. E. P., MÉRCIO, C. M. V. D. B., “Stochastic Streamflow model for Hydroelectric Systems”, *Proceedings of 5th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, , 1997.
- [23] MACEIRA, M. E. P., *Operação Ótima de Reservatórios com Previsão de Afluências*. Tese de M.Sc., Programa de Engenharia Elétrica – COPPE/UFRJ, Março 1999.
- [24] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPTEL, *Especificação Funcional do Modelo de Coordenação do Despacho Horário para a Programação da Operação Eletroenergética de Sistemas Hidrotérmicos Interligados - DESSEM*, 1999.
- [25] GRYGIER, J. C., STEDINGER, J. R., “Algorithms for Optimizing Hydropower System Operation”, *Water Resources Research*, v. 21, n. 6, 1985.
- [26] KLIGERMAN, A. S., *Operação Ótima de Subsistemas Equivalentes Utilizando Programação Dinâmica Estocástica Dual*. Tese de M.Sc., Programas de Pós-graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC) – UNICAMP, 1992.
- [27] MACEIRA, M. E. P., TERRY, L. A., LIMA, A. L. D. S., “Despacho de Geração Horário com Representação Detalhada de Restrições Hidrelétricas”, *VII SEPOPE*, , 2000.

- [28] PEREIRA, M. V. F., “Optimization Scheduling of Hydrothermal Systems – An Overview”, *IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems*, , 1985.
- [29] PEREIRA, M. V. F., PINTO, L. M. V. G., “Application of Decomposition Techniques to the Mid- and Short Term Scheduling of Hydrosystems”, *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, , 1983.
- [30] STEDINGER, J. R., SULE, B. F., LOUCKS, D. P., “Stochastic Dynamic Programming Models for Reservoir Operation Optimization”, *Water Resources Research*, v. 20, n. 11, 1984.
- [31] YAKOWITZ, S., “Dynamic Programming Applications in Water Resources”, *Water Resources Research*, v. 18, n. 4, 1982.
- [32] YEH, W. W. G., “Reservoir Management and Operations Models: A State-of-the-Art Review”, *Water Resources Research*, v. 21, n. 12, 1985.
- [33] BENDERS, J. F., “Partitioning procedures for solving mixed variables programming problems”, *Numer. Math.*, v. 4, pp. 238–252, 1962.
- [34] MÉRCIO, C. M. V. D. B., *Resolução de Problemas de Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Sistema por Modelo Equivalente de Energia adotando Acoplamento Hidráulico*. Tese de M.Sc., Programa de Engenharia Civil – COPPE/UFRJ, Outubro 2000.
- [35] MORAES, L. D. A. M., *Consideração dos Contratos de Fornecimento de Gás Natural com Cláusulas Take-or-Pay no Planejamento Energético a Médio Prazo*. Tese de M.Sc., Programa de Pós-graduação em Métodos Matemáticos em Energia – IMPA, Janeiro 2008.
- [36] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, *Procedimentos de Rede – ONS*, <http://www.ons.org.br>, Março 2002.
- [37] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, *Plano Anual da Operação Energética – PEN 2007*, <http://www.ons.org.br>, Setembro 2007.

- [38] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS, *Plano Anual da Operação Energética – PEN 2006 - Sumário Executivo*, <http://www.ons.org.br>, Maio 2006.
- [39] DUARTE, V. S., PENNA, D. D. J., MACEIRA, M. E. P., *et al.*, “Análise do modelo de energia para sistemas hidráulicamente acoplados considerando acoplamentos com reservatórios”, *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, , Janeiro 2007.