

FLEXIBILIZAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO HIDROTÉRMICA COM VISTAS A MINIMIZAR O CUSTO TOTAL

Beatriz Pamplona Cotia

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

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Rio de Janeiro

Junho de 2018

FLEXIBILIZAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA
OPERAÇÃO HIDROTÉRMICA COM VISTAS A MINIMIZAR O CUSTO TOTAL

Beatriz Pamplona Cotia

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

Examinada por:

Prof.^a Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Dr. André Luiz Diniz Souto Lima, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JUNHO DE 2018

Cotia, Beatriz Pamplona

Flexibilização da Geração Eólica na Programação Diária da Operação Hidrotérmica com Vistas a Minimizar o Custo Total / Beatriz Pamplona Cotia. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XVII, 157 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 148-157.

1. Programação da Operação de Sistemas Hidrotérmicos. 2. Geração Eólica. 3. Usinas Hidrelétricas Reversíveis. I. Borges, Carmen Lucia Tancredo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Aos meus pais, Mario e Helia.

AGRADECIMENTOS

Ao meu marido, pelo amor e apoio incondicionais, além de compreensão e paciência sobre-humanas ao longo do mestrado.

Aos meus pais, por terem me ensinado desde nova a importância de me dedicar ao estudo e à minha formação. O amor, o carinho, a dedicação e as oportunidades que vocês me proporcionam são fundamentais.

À minha orientadora, com a qual tive o privilégio de trabalhar novamente e que desempenhou papel fundamental não apenas na elaboração dessa dissertação, mas em toda minha formação profissional.

Aos meus amigos mais antigos, por compreenderem os longos períodos de ausência e por, mesmo de longe, torcerem por mim e me incentivarem a cada dia dessa jornada.

Aos especiais amigos de graduação, que sempre me apoiam, incentivam, inspiram e me entendem como ninguém mais. É um privilégio ter a amizade e o apoio de vocês.

Em especial, à Hannah, que foi um presente inesperado do mestrado e que me incentivou e inspirou desde o primeiro dia.

Aos colegas de trabalho no Operador Nacional do Sistema Elétrico, por me incentivarem todos os dias ao longo dos três anos de mestrado. Em especial à Thamires, Diana, Eros, Vagner, Fabiano e Marcelo, que compartilharam comigo seus conhecimentos fundamentais para a elaboração dessa dissertação.

À Deus, pela minha saúde e por tudo que tenho em minha vida.

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

FLEXIBILIZAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO HIDROTÉRMICA COM VISTAS A MINIMIZAR O CUSTO TOTAL

Beatriz Pamplona Cotia

Junho/2018

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho se propõe a estudar a opção de restringir-se a injeção da geração eólica na rede de sistemas hidrotérmicos submetidos à alta penetração de geração intermitente, com o objetivo de otimização do despacho econômico do sistema. Para tanto é formulado um problema de Programação Diária da Operação – PDO com modelagem das usinas eólicas de forma que seus despachos sejam prioritários em relação aos das demais usinas, mas que suas injeções de energia na rede não sejam compulsórias. Foi utilizado um sistema baseado no IEEE Reliability Test System – RTS de 1 área. A variabilidade e a sazonalidade da disponibilidade de geração eólica foram representadas com a simulação de cenários, gerados a partir de fatores de capacidade verificados entre 2015 e 2017 no sistema brasileiro. Os resultados mostram que, mesmo sem a utilização de sistemas de armazenamento da energia eólica excedente, restringir a injeção de geração compulsória na rede pode reduzir o custo total de operação. Adicionalmente, é estudada a opção de Usinas Hidrelétricas Reversíveis - UHER para o consumo e armazenamento da energia eólica excedente.

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

FLEXIBILIZATION OF WIND POWER GENERATION IN HIDROTHERMAL
DAY-AHEAD SCHEADULING WITH THE OBJECTIVE TO MINIMIZE THE
TOTAL OPERATIONAL COST

Beatriz Pamplona Cotia

June/2018

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

This dissertation studies the option to restrict wind generation injection into the power grid of hydrothermal power systems subjected to high penetration of intermittent sources of generation, as a means to optimize the system's economic dispatch. To do so, the day ahead dispatch problem is formulated considering wind generation as prior in respect to traditional sources; however, its generation injection in the grid is not mandatory. The proposed modeling of wind generation is tested in a modified IEEE Reliability Test System – RTS with 1 area. The variability and seasonal behaviors of wind generation are considered through the simulation of scenarios obtained from capacity factors verified in the Brazilian power system between 2015 and 2017. The results show that, even without storage systems, to restrict wind generation injection in the grid can result in lower operational costs. Pumped storage is also studied as an option of consumption and storage of surplus wind generation.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	<i>Matriz de Energia Elétrica Brasileira.....</i>	<i>1</i>
1.2	<i>Atendimento Energético à Região Nordeste.....</i>	<i>3</i>
1.3	<i>Revisão Bibliográfica</i>	<i>6</i>
1.3.1	<i>Corte de Geração Eólica</i>	<i>7</i>
1.4	<i>Objetivo</i>	<i>11</i>
1.5	<i>Estrutura do Trabalho.....</i>	<i>12</i>
2	PLANEJAMENTO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS	13
2.1	<i>Planejamento da Expansão</i>	<i>13</i>
2.2	<i>Planejamento da Operação.....</i>	<i>14</i>
2.2.1.	<i>Objetivo</i>	<i>14</i>
2.2.2.	<i>Principais Características.....</i>	<i>15</i>
2.2.3.	<i>Horizontes.....</i>	<i>17</i>
2.2.4.	<i>Programação Diária da Operação</i>	<i>20</i>
2.2.5.	<i>Planejamento da Operação no Sistema Brasileiro</i>	<i>21</i>
3	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE PDO EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS.....	22
3.1	<i>Função Objetivo</i>	<i>23</i>
3.1.1	<i>Acoplamento com o Curto Prazo</i>	<i>24</i>
3.2	<i>Atendimento à Demanda</i>	<i>24</i>
3.2.1	<i>Fluxo entre Barras</i>	<i>26</i>
3.3	<i>Balanço Hidráulico</i>	<i>26</i>
3.4	<i>Função de Produção das Usinas Hidroelétricas</i>	<i>27</i>
3.5	<i>Restrições de Limites às Variáveis Hidráulicas e Energéticas</i>	<i>27</i>
3.6	<i>Unit Commitment Térmico</i>	<i>28</i>
3.7	<i>Representação da Rede de Transmissão</i>	<i>29</i>

3.8	<i>Método de Solução</i>	30
3.8.1	Método Branch and Cut.....	31
4	REPRESENTAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA	33
4.1	<i>Representação da Geração Eólica nos Trabalhos Revisados e no Brasil</i> 33	
4.1.1	Proposta de Modelagem da Geração Eólica.....	35
4.1.2	Minimização do Custo Total de Operação	37
5	SISTEMA TUTORIAL	43
5.1	<i>O Sistema</i>	43
5.2	<i>Curva de Carga</i>	44
5.3	<i>Despacho de Geração sem Unit Commitment</i>	45
5.4	<i>Despacho de Geração com Unit Commitment</i>	49
5.4.1	Cálculo do Custo Marginal de Operação.....	51
5.4.2	Suavização do Vale de Carga	52
5.5	<i>Função Valor</i>	56
5.6	<i>Aplicação de Cenários de Geração Eólica</i>	58
5.6.1	Profundidade de Penetração da Geração Eólica: 30%.....	61
5.6.2	Profundidade de Penetração da Geração Eólica: 40%.....	69
5.7	<i>Conclusões com o Sistema Teste</i>	73
6	SISTEMA DE ESTUDO	75
6.1	<i>O Sistema</i>	75
6.1.1	Parque Gerador Térmico	79
6.1.2	Parque Gerador Hidráulico.....	81
6.1.3	Parque Gerador Eólico.....	82
6.2	<i>Curva de Carga</i>	83
6.3	<i>Curvas de Geração Eólica</i>	85
6.3.1	Consideração da Sazonalidade da Geração Eólica	87
6.4	<i>Valor da Água das Usinas Hidráulicas</i>	88

6.5	<i>Análise do Cenário 48: Redução do Custo Presente</i>	89
6.5.1	Despacho de Geração	89
6.5.2	Redução de Geração Eólica	95
6.5.3	Impacto da Rede Elétrica	100
6.5.4	Análise do Custo Marginal de Operação	104
6.5.5	Função Valor	110
6.6	<i>Análise do Cenário 109: Redução do Custo Futuro</i>	110
6.6.1	Despacho de Geração	111
6.6.2	Redução da Geração Eólica	116
6.7	<i>Resultados dos 120 Cenários</i>	118
6.7.1	Redução da Geração Eólica	119
6.7.2	Custos de Operação	121
6.7.3	Simulação com FCF com Condições Hidrológicas Mais Favoráveis 123	
6.8	<i>Alternativa ao Corte de Geração Eólica</i>	125
6.8.1	Armazenamento em Usinas Hidrelétricas Reversíveis	126
6.9	<i>Conclusões com o Sistema de Estudo</i>	141
7	CONCLUSÕES	144
7.1	<i>Trabalhos Futuros</i>	146
8	BIBLIOGRAFIA	148

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Subsistemas do SIN	1
Figura 2 – Geração de Energia no SIN.....	2
Figura 3 – Potencial brasileiro eólico anual	3
Figura 4 – Geração de Energia no Nordeste.....	4
Figura 5 – ENA Bacia Rio São Francisco	5
Figura 6 – Atendimento Energético da Região Nordeste	6
Figura 7 - Dilema do Operador.....	16
Figura 8 – Horizontes de planejamento.....	18
Figura 9 – Cadeia de modelos em utilização no setor elétrico brasileiro em 2018	21
Figura 10 – Representação da geração eólica nos modelos de planejamento e programação da operação do sistema elétrico brasileiro	33
Figura 11 – Corte de geração eólica em modelos de PDO – Esquema 1	35
Figura 12 – Esquema de uma UHER. Fonte: Voith - http://www.voith.com/br/mercados-e-setores-de-negocios/energia-hidreletrica/usinas-hidreletricas-reversiveis-541.html . Acesso em Maio 2018.	42
Figura 13 – Sistema 3 barras	43
Figura 14 – Curva de carga horária aplicada ao sistema 3 barras	44
Figura 15 – Resultado sistema 3 barras sem Unit Commitment	45
Figura 16 – CMO das barras sem unit commitment.....	46
Figura 17 – Fluxo entre as barras do sistema	48
Figura 18 - Resultado sistema 3 barras com unit commitment	49
Figura 19 – Custo Marginal de Operação sistema 3 barras com unit commitment	51
Figura 20 – Curva de carga com vale suavizado	53
Figura 21 - Resultado sistema 3 barras com Unit Commitment e vale suavizado	54
Figura 22 - Custo Marginal de Operação sistema 3 barras com suavização do vale de carga.....	55
Figura 23 – Função Valor do sistema de 3 barras com variação da carga na hora 7.....	57
Figura 24 – Capacidade instalada total e eólica do Brasil em novembro/2017. Fonte: site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).....	59
Figura 25 – Disponibilidade diária de geração eólica (30% profundidade de penetração)	60

Figura 26 – Curva de permanência dos fatores de capacidade horários dos 120 cenários diários	61
Figura 27 – Disponibilidade horária de geração eólica (30% profundidade de penetração) – Cenário único.....	63
Figura 28 – Despacho de geração térmica (30% profundidade de penetração) - Prio ...	64
Figura 29 – Geração e disponibilidade da usina eólica da barra 2 (30% profundidade de penetração) - Prio.....	64
Figura 30 – Despacho de geração térmica (30% profundidade de penetração) - Comp	65
Figura 31 – CMO do sistema para um dos cenários (30% profundidade de penetração)	66
Figura 32 – Custo total de operação dos cenários (30% profundidade de penetração)..	68
Figura 33 – Redução total na geração eólica em cada cenário	68
Figura 34 – Permanência do número de períodos com corte de geração eólica nos 120 cenários	69
Figura 35 – Custo total de operação dos cenários (40% profundidade de penetração)..	71
Figura 36 – Redução total na geração eólica em cada cenário	72
Figura 37 – Permanência do número de períodos com corte de geração eólica nos 120 cenários (30 x 40%).....	73
Figura 38 – Topologia do RTS-96 de 1 área	75
Figura 39 – Parque gerador região Nordeste em dezembro/2017	78
Figura 40 – Parque gerador simulado.....	79
Figura 41 – Curva de carga do sistema 24 barras.....	84
Figura 42 – Curvas de permanência dos 20.160 fatores de capacidade horários de cada barra.....	87
Figura 43 – Custo Marginal de Operação do sistema – GEol prioritária	89
Figura 44 – Custo Marginal de Operação do sistema – GEol prioritária – Zoom.....	90
Figura 45 – Geração da usina térmica nº 1 – GEol prioritária	91
Figura 46 – Geração da usina térmica nº 2 – GEol prioritária	92
Figura 47 – Geração da usina térmica nº 3 – GEol prioritária	93
Figura 48 – Geração da usina térmica nº 4 – GEol prioritária	93
Figura 49 – Geração da usina térmica nº 5 – GEol prioritária	94
Figura 50 – Geração da usina térmica nº 6 – GEol prioritária	94
Figura 51 - Geração das usinas hidráulicas – GEol prioritária.....	95
Figura 52 - Geração eólica na barra nº 2 – GEol prioritária.....	96

Figura 53 - Geração eólica na barra nº 7 – GEol prioritária.....	96
Figura 54 - Geração eólica na barra nº 23 – GEol prioritária.....	97
Figura 55 - Geração da usina térmica nº 1 – GEol compulsória	98
Figura 56 – Circuitos com fluxo maximizado	101
Figura 57 - Geração da usina térmica nº 1 – GEol prioritária e Carga líquida do sistema	103
Figura 58 – CVU e CMB UT 1 – GEol prio	104
Figura 59 - CVU e CMB UT 2 – GEol prio – Opção 1.....	105
Figura 60 - CVU e CMB UT 3 – GEol prio – Opção 1.....	106
Figura 61 - CVU e CMOB UT 4 – GEol prio – Opção 1	106
Figura 62– Função Valor do RTS-96 com variação da carga no período 34	110
Figura 63 – Geração da usina térmica nº 1	112
Figura 64 – Geração da usina térmica nº 2	112
Figura 65 – Geração da usina térmica nº 3	113
Figura 66 – Geração da usina térmica nº 4	113
Figura 67 – Geração da usina térmica nº 5	114
Figura 68 – Geração da usina térmica nº 6	114
Figura 69 – Geração hidráulica - GEol Prio	115
Figura 70 – Geração hidráulica - GEol Comp	115
Figura 71 – Custo Marginal de Operação do sistema – GEol prioritária	116
Figura 72 - Geração eólica no sistema – GEol prioritária	117
Figura 73 – Nº de períodos em que houve redução de geração eólica	119
Figura 74 – Curva de permanência do nº de períodos com redução de geração eólica nos 120 cenários.....	120
Figura 75 – Redução total de geração eólica.....	120
Figura 76 – Custo presente dos 120 cenários	121
Figura 77 - Custo futuro dos 120 cenários	122
Figura 78 - Custo total dos 120 cenários	122
Figura 79 – Curvas de permanência do nº de períodos com redução de geração eólica nos 120 cenários.....	124
Figura 80 – Disponibilidade e Geração Eólica no cenário 48 – com e sem UHER	129
Figura 81 – Consumo e Geração na UHER no cenário 48.....	131
Figura 82 – Geração UT 1 no cenário 48 – caso base e caso UHER	132
Figura 83 – Armazenamento nos reservatórios da UHER no cenário 48.....	133

Figura 84 – Disponibilidade e Geração Eólica no cenário 109 – com e sem UHER ...	134
Figura 85 – Consumo e Geração na UHER no cenário 109.....	134
Figura 86 – Armazenamento nos reservatórios da UHER no cenário 109.....	136
Figura 87 – Nº de períodos com corte de geração eólica – caso base x caso UHER ...	137
Figura 88 - Corte total de geração em cada cenário	138
Figura 89 - Custo total de operação de cada cenário.....	138
Figura 90 - Custo presente de operação de cada cenário.....	139
Figura 91 - Custo futuro de operação de cada cenário	139
Figura 92 – Curvas de permanência do nº de períodos com redução de geração eólica nos 120 cenários.....	141

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo da Evolução da Matriz de Energia Elétrica (MW)	2
Tabela 2 – Restrições operativas do parque gerador	44
Tabela 3 – Combinações inviáveis em cada período.....	50
Tabela 4 – Dados dos fatores de capacidade horários dos 120 cenários diários	60
Tabela 5 – Capacidade instalada do sistema (30% profundidade de penetração)	61
Tabela 6 – Restrições operativas do parque gerador térmico (30% profundidade de penetração).....	62
Tabela 7 – Custo total de operação dos cenários (30% profundidade de penetração) ...	67
Tabela 8 – Capacidade instalada do sistema (40% profundidade de penetração)	70
Tabela 9 – Restrições operativas do parque gerador térmico (40% profundidade de penetração).....	70
Tabela 10 – Custo total de operação dos cenários (40% profundidade de penetração) .	70
Tabela 11 – Resumo dos dados de corte de geração eólica (30% x 40%)	72
Tabela 12 – Dados do sistema de transmissão	76
Tabela 13 – Potência instalada	77
Tabela 14 - Restrições operativas do parque gerador térmico.....	79
Tabela 15 – Custos de operação do parque gerador térmico.....	80
Tabela 16 – Parque gerador hidráulico.....	81
Tabela 17 – Parque gerador eólico	83
Tabela 18 – Participação de cada barra na carga total do sistema 24 barras.....	85
Tabela 19 – Resumo dos 20.160 fatores de capacidade horários de cada barra.....	86
Tabela 20 – Balanço de atendimento à carga nos períodos com redução de geração eólica	97
Tabela 21 – Geração térmica média semanal [MWmed]	99
Tabela 22 – Geração hidráulica média semanal [MWmed]	99
Tabela 23 – Custos de operação [1.000 R\$].....	99
Tabela 24 – CMO das barras de carga do sistema 24 barras no período 95 – Opção 1	103
Tabela 25 – Ponto de operação período 24 – GEol prio – Opção 1	108
Tabela 26 – Situações i e ii no cenário 48 com o cálculo do CMO com a opção 1	109
Tabela 27 – Volume útil dos reservatórios ao final do período de simulação [hm ²]....	115
Tabela 28 – Geração térmica média semanal [MWmed]	116
Tabela 29 – Geração hidráulica média semanal [MWmed]	117

Tabela 30 – Custos de operação [1.000 R\$].....	118
Tabela 31 – Custos de operação (10 ⁶ R\$)	122
Tabela 32 – CMO FCF Base x CMO FCF Sensibilidade	123
Tabela 33 – Resultados médios dos 120 cenários simulados com cada FCF.....	124
Tabela 34 – Resumo da redução de geração eólica considerando a sazonalidade	125
Tabela 35 – Reservatórios da UHER.....	126
Tabela 36 – N° de períodos com carregamento máximo em cada circuito	130
Tabela 37 – Geração total no período de simulação.....	131
Tabela 38 – Custos de operação do cenário 48 [10 ³ R\$].....	131
Tabela 39 – Geração total no período de simulação.....	135
Tabela 40 – Custos de operação do cenário 109 [10 ³ R\$].....	135
Tabela 41 – Corte total de geração eólica – média dos 120 cenários.....	137
Tabela 42 – Custo de operação [10 ⁶ R\$] – média dos 120 cenários	140
Tabela 43 – Resultados médios dos 120 cenários simulados com cada FCF na presença da UHER	140

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CMB – Custo Marginal da Barra

CMO – Custo Marginal de Operação

CVU – Custo Variável Unitário

DECOMP – Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo

DESSEM – Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo

ENA – Energia Natural Afluente

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FCF – Função de Custo Futuro

FPHA – Função de Produção Hidroelétrica Aproximada

MILP – Mixed Integer Linear Programming

MLT – Média de Longo Termo

NEWAVE – Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PDO – Programação Diária da Operação

RTS – Reliability Test System

SIN – Sistema Interligado Nacional

UCH – Unit Commitment Hidráulico

UCT – Unit Commitment Térmico

UHER – Usina Hidroelétrica Reversível

UNSI – Usinas Não Simuladas Individualmente

1 INTRODUÇÃO

1.1 Matriz de Energia Elétrica Brasileira

O Sistema Interligado Nacional – SIN é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, constituído por quatro subsistemas interligados: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, conforme Figura 1.

Esse sistema sempre foi fortemente influenciado pela predominância de geração de energia em usinas hidroelétricas, as quais, em 2016, constituíam 71,5% da capacidade instalada total [1].

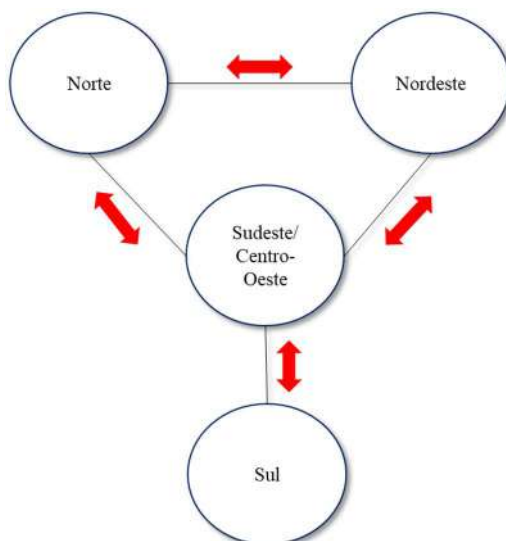


Figura 1 – Subsistemas do SIN

As previsões do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e da Empresa de Pesquisa Energética – EPE para o ano 2021 indicam crescimento da carga do SIN de 12% em relação ao ano de 2018. Para tanto, é planejada a expansão do sistema de transmissão e produção de energia, a qual prevê a redução da participação da geração hidroelétrica na capacidade instalada do SIN, passando para 68,3%.

Essa redução se deve ao incremento significativo das fontes intermitentes de geração, notadamente solar e eólica. A energia eólica, que em 2016 participava da capacidade instalada do SIN com 6,8%, deverá crescer de 68,6%, passando a participar

com 9,7% em 2021 [2]. Esse comportamento é a continuidade de um processo de diversificação da matriz energética brasileira, que vem ocorrendo na última década, através de políticas de incentivo às fontes alternativas de energia.

Assim, pode-se definir o SIN como um sistema hidro-térmico-eólico que enfrenta os desafios da crescente penetração das fontes intermitentes.

A Tabela 1 apresenta a matriz elétrica brasileira em 2016 e as previsões de crescimento para 2021.

Tabela 1 – Resumo da Evolução da Matriz de Energia Elétrica (MW)¹

TIPO	2016		2021		Crescimento 2016-2021	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica (1)	101.598	71,5	113.784	68,3	12.186	12,0
Nuclear	1.990	1,4	1.990	1,2	-	0,0
Gás/GNL	12.414	8,7	14.518	8,7	2.104	16,9
Carvão	3.174	2,2	3.478	2,1	304	9,6
Biomassa	7.640	5,4	8.313	5,0	673	8,8
Outros (2)	867	0,6	1.308	0,8	441	50,9
Óleo Combustível/Diesel	4.732	3,3	4.732	2,8	-	0,0
Eólica	9.611	6,8	16.205	9,7	6.594	68,6
Solar	16	0,0	2.182	1,3	2.166	-
Total	142.042	100	166.540	100	24.498	17,2

A Figura 2 resume os dados de geração do SIN em 2017, por fonte [1]. Nota-se a forte predominância hidroelétrica, bem como a participação já considerável da geração eólica.

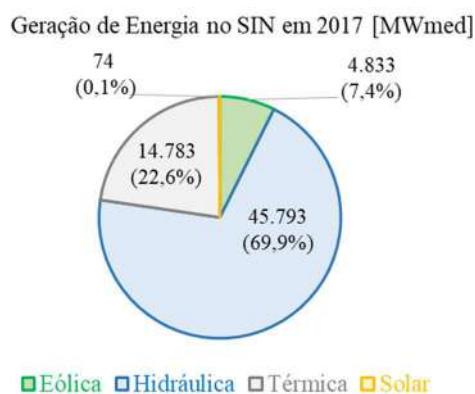


Figura 2 – Geração de Energia no SIN

¹ Fonte: Sumário Executivo do Plano da Operação Energética 2017/2021 do ONS

1.2 Atendimento Energético à Região Nordeste

A expansão da geração eólica no Brasil ocorre principalmente na região Nordeste do país, devido às condições extremamente favoráveis dos ventos nessa região. A Figura 3 apresenta o potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s nas regiões brasileiras [3].

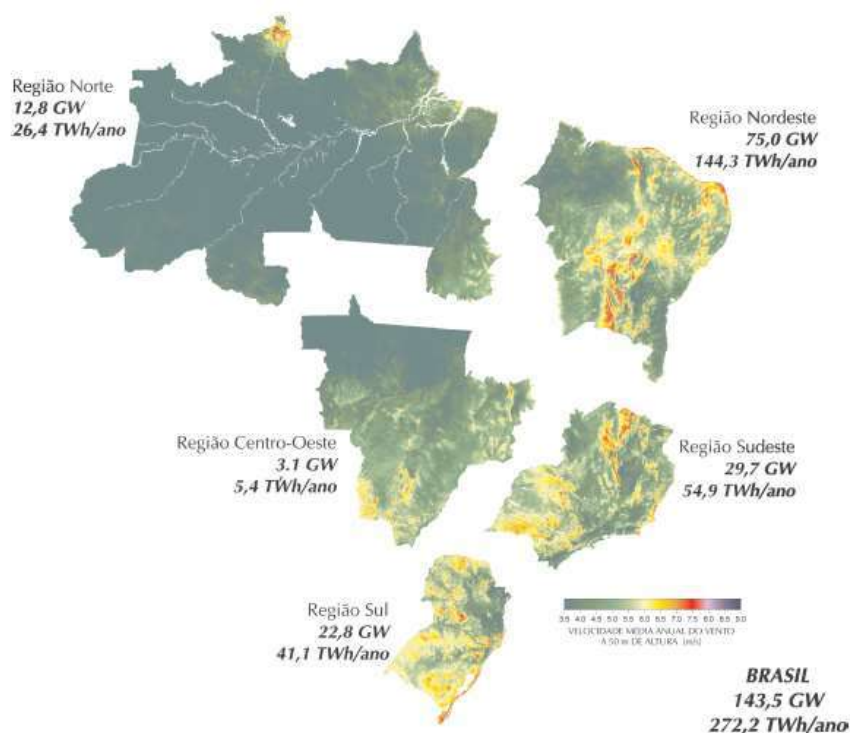


Figura 3 – Potencial brasileiro eólico anual

Outrossim, nos últimos 10 anos pode-se destacar a região nordeste no crescimento da geração eólica, com capacidade instalada de 60 MW em janeiro de 2008 e crescimento de 10.000 MW nesse período.

Hoje, a região nordeste é responsável por 82% da capacidade instalada de usinas eólicas no Brasil. Esse perfil se reflete na geração de energia elétrica verificada em 2017, quando a geração eólica foi responsável por 45,3% da geração total interna a esse subsistema [1] (Figura 4).

Observa-se que a geração das fontes térmica e eólica são superiores à geração hidroelétrica na região nordeste no ano 2017. Esse fato se deve à severa crise hídrica vivida na bacia do Rio São Francisco nos últimos anos.

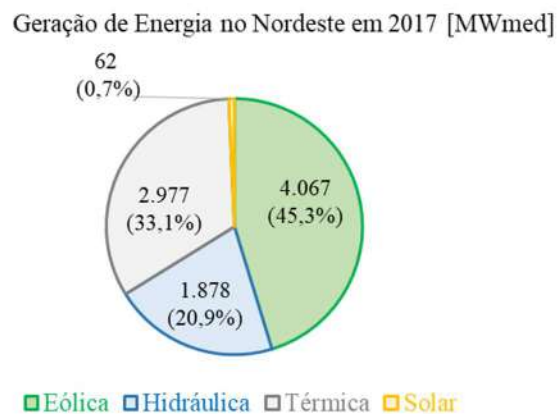


Figura 4 – Geração de Energia no Nordeste

Essa bacia é responsável por 97% da capacidade de armazenamento da região Nordeste, com 9.971 MW instalados. Assim, a bacia do rio São Francisco corresponde a 90% do potencial hidroelétrico da região Nordeste. Tendo em vista a escassez hídrica dos anos recentes, a energia hidráulica produzida nessa região sofre redução drástica em relação à sua potência instalada.

Os reflexos da crise hidráulica também podem ser observados nos dados de Energia Natural Afluyente – ENA observada desde janeiro/2010 na bacia do Rio São Francisco, conforme Figura 5. No período observado, a ENA média da bacia é de 55% da Média de Longo Termo – MLT de um histórico de 86 anos.

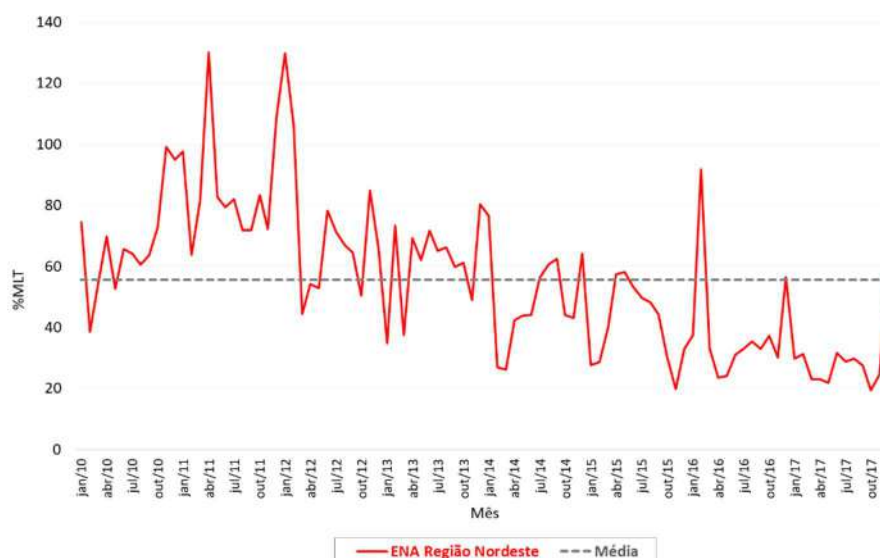


Figura 5 – ENA Bacia Rio São Francisco

Para o setor elétrico brasileiro, a consequência da crise hídrica na região nordeste é a operação das usinas hidrelétricas seguindo ações de mitigação dos efeitos sociais, econômicos e ambientais da seca. Isso se reflete no perfil de geração das usinas, que passaram a gerar a energia correspondente à defluência da vazão mínima compulsória para atendimento aos usos múltiplos da água na bacia.

Com relação ao atendimento à demanda da região, isso significa que a geração hidroelétrica entra na base da curva de geração, sendo considerada último recurso na operação de fechamento da curva de carga. Os demais recursos são: gerações eólica e térmica internas ao subsistema e intercâmbio de energia com os demais subsistemas do SIN.

Considerando a restrição à geração hidráulica e a sazonalidade da geração eólica, o subsistema nordeste foi franco recebedor de energia elétrica do restante do SIN nos meses de janeiro a julho/2017. Nesse período, sempre que o recebimento máximo de energia da região era atingido, a geração térmica interna ao subsistema era responsável por acompanhar a flutuação da curva de carga líquida, *i.e.*, a diferença entre demanda e geração das fontes intermitentes. A Figura 6 apresenta um resumo do comportamento das fontes de geração no atendimento à demanda da região nordeste.

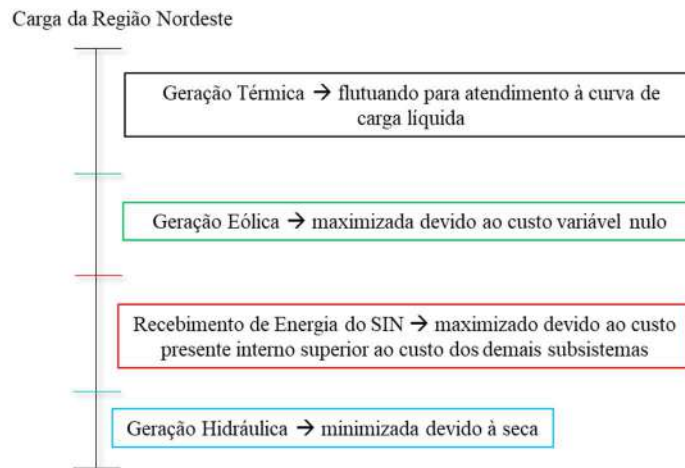


Figura 6 – Atendimento Energético da Região Nordeste

Nesse contexto, a geração térmica da região fica submetida a condições de operação em *cycling*, sujeita a rampas de geração frequentes, além de liga-desliga de unidades geradoras. Surge, então, o desafio de coordenação das máquinas térmicas frente a variabilidade, sazonalidade e baixa previsibilidade da geração eólica.

1.3 Revisão Bibliográfica

Nos últimos anos a penetração de geração de energia elétrica por fontes renováveis e intermitentes cresceu exponencialmente nos setores elétricos de diversos países². Dentre essas fontes, destaca-se a geração eólica, notória por sua alta variabilidade e baixa previsibilidade. Tais características introduziram desafios adicionais à operação de sistemas elétricos, como definição e alocação de reserva operativa de potência sob a presença de forte imprevisibilidade e variabilidade pelo lado da geração, determinação do commitment e do despacho das unidades geradoras de usinas convencionais para manutenção do equilíbrio entre geração e carga líquida (consumo de energia elétrica – geração de fontes renováveis e intermitentes) e estratégias operativas para máxima absorção dos benefícios da geração eólica.

² A capacidade instalada de geração eólica no sistema brasileiro em fevereiro/2010 e fevereiro/2018 eram de 689 MW e 12.422 MW, respectivamente.

Dentro desse contexto, nos últimos anos vêm sendo desenvolvidos diversos estudos acerca da representação da geração eólica em modelos de Programação Diária da Operação – PDO, cujo objetivo final é determinar o *commitment* e o despacho de geração das usinas convencionais no horizonte de um ou mais dias, com períodos horários (ou menores), preservando a segurança da operação do sistema elétrico. Em [4] e [5] são propostos modelos de *Unit Commitment – UC* para sistemas com significativa penetração de geração eólica.

Tendo em vista a baixa previsibilidade da geração eólica, diversos autores se dedicaram a estudar e propor modelos de PDO com a representação estocástica da geração eólica, buscando o despacho ótimo de geração das usinas convencionais e a manutenção dos níveis de segurança do sistema elétrico frente diversos cenários [6] [7] [8] [9].

Por outro lado, considerando a variabilidade imposta à curva de carga líquida pela crescente penetração de geração eólica, em [10] é proposta a representação explícita de usinas térmicas que possuam operação em ciclo aberto e em ciclo combinado, buscando integração da geração eólica com sistemas de armazenamento de energia elétrica em ar comprimido.

Sob à luz de ambos aspectos, alta variabilidade e baixa previsibilidade, muitos autores se dedicaram ao estudo da definição e da representação da reserva operativa de potência nas formulações da PDO [11] [12] [13].

Em síntese, as propostas citadas foram validadas, de forma geral, com base em simulações de sistemas cujas matrizes de geração de energia elétrica são compostas apenas de geração térmica e eólica (em [9] consideram-se usinas hidroelétricas fio d'água). Ademais, em [14] é construído um modelo de UC cujo objetivo é a coordenação dos recursos de geração térmica e hidráulica como suporte à integração da geração eólica.

1.3.1 Corte de Geração Eólica

Uma das principais características da geração eólica, assim como das demais fontes renováveis intermitentes, é sua baixa controlabilidade. Essa é uma característica natural da geração eólica, visto que a potência gerada em um aerogerador é função do cubo da velocidade dos ventos, e não é possível controlar ou estocar a energia do vento em sua

forma primária. Dessa forma, a única flexibilidade que os operadores de sistemas elétricos possuem no despacho de usinas eólicas é o corte dessa geração, *i.e.*, geração inferior à disponibilidade.

Como a geração eólica possui custo variável de geração aproximadamente nulo, além de impactos ambientais menos significativos do que as fontes térmicas e hidráulicas, o corte de energia eólica não é desejável. Contudo, mesmo não sendo desejável, essa redução ocorre, basicamente, em duas situações: quando há congestionamento na rede de transmissão e quando a disponibilidade das fontes intermitentes excede a diferença entre carga e geração síncrona mínima para manutenção da estabilidade do sistema.

Assim sendo, em [15], [16] e [17] é estudado o corte de energia eólica devido à congestionamento na rede elétrica, além de motivos de manutenção da inércia mínima do sistema. Já em [18] é considerado o corte de energia eólica consequente da operação inflexível de usinas conjuntas de calor e eletricidade, *Combined Heat and Power – CHP*.

Por outro lado, também são analisadas formas de melhor determinação e alocação dos requisitos mínimos operativos de manutenção da estabilidade dos sistemas elétricos, visando reduzir o corte de energia eólica, bem como reduzir o custo de operação. Assim, em [19] é proposto um modelo de despacho do dia seguinte baseado no ótimo *trade-off* entre regulação da geração e corte de energia eólica, considerando múltiplos cenários de previsão de vento. Outrossim, em [20] é estudado o impacto do relaxamento de restrições operativas sistêmicas no corte de geração eólica e no custo total de operação.

Adicionalmente, considerando o aspecto não desejável do corte de geração eólica, numerosos trabalhos foram publicados avaliando alternativas que o reduzam através da alocação de recursos mais flexíveis que possam ser utilizados na mitigação dos efeitos da variabilidade da geração eólica. Em síntese, busca-se conferir maior controlabilidade à operação do sistema, contrabalanceando a geração eólica com sistemas de armazenamento de energia elétrica e/ou com programas de Resposta da Demanda – RD [21].

Sob essa luz, em [22] é estudado o corte de geração eólica previsto para 2020 no sistema Irlandês e são avaliadas oportunidades de Resposta da Demanda como alternativa e/ou mitigação desse corte. Em [23] é analisado o corte de geração eólica na presença de sistemas de armazenamento de energia elétrica com foco no controle do congestionamento do sistema de transmissão. Finalmente, em [24] é avaliada a redução

no corte de energia eólica através de estratégias de armazenamento de energia juntamente com estratégias de resposta da demanda.

Alternativa ao Corte de Geração Eólica: Usinas Hidrelétricas Reversíveis

Uma das alternativas mais madura e econômica de armazenamento de energia elétrica em grande escala é a Usina Hidrelétrica Reversível – UHER [25]. Essas usinas são compostas, basicamente, de dois reservatórios em diferentes níveis e de unidades turbinas/bombas.

Sua operação consiste em bombear água do reservatório inferior para o reservatório superior quando houver excesso de energia no sistema, ou quando o custo da energia for suficientemente baixo. Futuramente, horas, dias ou mesmo semanas depois, a água que foi bombeada e estocada no reservatório superior é utilizada na geração de energia elétrica. A utilização da água armazenada pode ser em momentos de necessidade do sistema, para atendimento à demanda ou alívio do sistema de transmissão, bem como em momentos em que o custo da energia esteja mais elevado do que quando ocorreu o bombeamento.

Por essas características, a instalação de UHER em sistemas com alta penetração de fontes intermitentes pode auxiliar na redução do corte de energia eólica. Em suma, quando houver excesso de energia eólica, que teria que ser cortada por congestionamento no sistema de transmissão ou por manutenção de níveis pré-estabelecidos de geração síncrona, a geração que seria cortada pode ser utilizada no acionamento das bombas da UHER. Ou seja, a UHER fornece flexibilidade na alocação temporal da geração eólica, auxiliando na operação de atendimento à curva de carga líquida do sistema, reduzindo picos e suavizando vales.

Ademais, as UHER fornecem geração síncrona e resposta rápida às rampas da curva de carga líquida, assim como a capacidade de injeções líquidas elevadas de potência, auxiliando na operação do sistema de transmissão e nos controles de tensão e de frequência [26].

Sob essa luz, em [27] é proposto um modelo combinatorial de planejamento de expansão e de reforços que maximiza a utilização da energia eólica através da operação

conjunta do parque eólico e do armazenamento de energia em usinas hidrelétricas reversíveis. É formulado um problema multiobjectivo, que visa atingir esquemas que minimizem o corte de energia eólica, bem como os custos de reforços do sistema de transmissão.

No contexto da PDO, em [28] é proposto um modelo de *Security Constrained Unit Commitment - SCUC* com integração da energia eólica e de UHER na determinação do planejamento da operação do dia seguinte. Os resultados mostram que a integração proporciona redução no corte de energia eólica, bem como confere firmeza à essa geração. Também são observadas reduções no custo total de operação do sistema, além de mitigação do congestionamento da malha de transmissão.

Outros trabalhos também estudaram a integração entre geração eólica e armazenamento em usinas hidrelétricas reversíveis no contexto da PDO, explorando a capacidade das UHER em mitigar a baixa previsibilidade e a alta variabilidade da geração eólica [29] [30] [31].

Corte de Geração Eólica para Redução do Custo Total de Operação

Em comum nos trabalhos citados, o corte de geração de energia eólica ocorre apenas quando necessário para atendimento às restrições operativas e de segurança do sistema. Até onde se sabe, não há nenhum trabalho onde o corte da geração eólica é visto como recurso para a otimização do despacho econômico. Contudo, nessa dissertação, a redução da geração eólica em relação à sua disponibilidade será uma das opções na determinação do *commitment* e do despacho de geração em um modelo de otimização da PDO com função objetivo de minimização do custo total de operação do sistema. A redução no custo total pode ser realizada pela melhor alocação das fontes tradicionais, com custo variável, proporcionada pela flexibilidade introduzida pelo corte de geração eólica, sem custo variável.

Nos estudos realizados, a geração eólica é modelada com custo nulo de operação, de forma que sua geração pode ser considerada como prioritária em relação às demais fontes. Adicionalmente, os sistemas considerados não estão sujeitos a corte de geração eólica por congestionamento da malha de transmissão. Assim, quando são observados

cortes à geração eólica, os mesmos são atribuídos à escolha do otimizador como uma alternativa de despacho para minimização do custo total de operação.

São realizadas simulações com o Reliability Test System – RTS 24 barras do IEEE modificado [32], considerando um parque gerador hidrotérmico com alta penetração de geração eólica, baseado na região nordeste do sistema elétrico brasileiro. Por se tratar de um sistema predominantemente hidráulico, algumas restrições operativas se distinguem consideravelmente das observadas nos trabalhos dessa revisão bibliográfica.

Isso, pois, em sistemas predominantemente hidráulicos, como o brasileiro, em geral, a manutenção da geração síncrona mínima, bem como a reserva operativa girante *online* são fornecidas pela geração hidráulica. Assim, o despacho de geração térmica não está introduzido nas restrições operativas sistêmicas e está sujeito apenas às suas próprias restrições de UC. Quando isso ocorre, o *cycling* [33] da geração térmica, mesmo das usinas mais baratas do parque, passa a ser uma das possibilidades fortemente atuantes no resultado do UC.

Assim, de forma a avaliar se o *cycling* das unidades geradoras térmicas mais baratas nos períodos de carga líquida reduzida é o mais interessante na operação econômica do sistema, nessa dissertação é proposta a modelagem prioritária da geração eólica, em contraste à modelagem compulsória realizada atualmente, tanto no planejamento e na programação da operação do sistema brasileiro, quanto nos trabalhos revisados.

1.4 Objetivo

O objetivo desse trabalho é propor e validar uma nova metodologia de representação da geração de fontes intermitentes em modelos de Programação Diária da Operação. A nova metodologia para modelagem das fontes intermitentes permite que a geração dessas fontes seja modulada a valores inferiores à sua disponibilidade por escolha do modelo de otimização, com vistas a otimizar o despacho econômico de todo o sistema, ao mesmo tempo em que mantém a prioridade no seu despacho, considerando sua competitividade de custo. Para tanto, é utilizado o DESSEM - Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo, do CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, o qual possui validação e uso extenso no sistema elétrico brasileiro.

1.5 Estrutura do Trabalho

No capítulo 2 é realizada revisão sobre o Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos, com foco no Planejamento da Operação, onde se insere a etapa de Programação Diária da Operação - PDO, que é o foco desse trabalho.

Em seguida, no capítulo 3, o problema de PDO é formulado matematicamente com as características consideradas nas simulações apresentadas nos capítulos posteriores.

No capítulo 4 é apresentada a metodologia de representação da geração eólica nos estudos dessa dissertação.

Com o objetivo de desenvolver os principais conceitos sobre a modelagem proposta, no capítulo 5 são realizadas simulações com um sistema tutorial.

No capítulo 6 é realizada a validação da modelagem proposta no sistema de estudo baseado no sistema 24 barras RTS-96 do IEEE.

No capítulo 7 são feitas as conclusões sobre o trabalho desenvolvido, além de sugestões para trabalhos futuros.

2 PLANEJAMENTO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

O planejamento da operação de sistemas de energia elétrica está inserido no contexto mais amplo de planejamento de sistemas de energia elétrica, que pode ser dividido entre planejamento da expansão e planejamento da operação [34]. Tendo em vista que o foco dessa dissertação é na Programação Diária da Operação - PDO, esse capítulo visa contextualizar sua inserção dentro das diferentes etapas de planejamento da expansão e da operação.

2.1 Planejamento da Expansão

O planejamento da expansão de sistemas de energia elétrica pode ser dividido em três principais etapas: previsão do consumo de energia elétrica, expansão do parque gerador e expansão do sistema de transmissão. O principal objetivo do planejamento da expansão é assegurar a existência de recursos no sistema para atendimento à demanda prevista no horizonte estudado, minimizando o custo total da expansão e da operação futura prevista, considerando critérios de segurança de suprimento³.

Os principais desafios do planejamento da expansão incluem o conflito entre minimizar custo e manter níveis adequados de confiabilidade de suprimento, além dos crescentes requisitos socioambientais impostos ao setor elétrico.

Primeiramente, a previsão do crescimento do consumo de energia elétrica é a base para as demais etapas do planejamento da expansão. Os estudos de previsão de carga no horizonte de expansão, que pode ser de 5 a 30 anos, ou mais, avaliam o aumento do consumo de energia elétrica per capita, o crescimento populacional, o crescimento da indústria e outros fatores socioeconômicos.

No que diz respeito ao planejamento da geração, deve-se determinar datas e locais ótimos para a construção de ativos de geração, levando em consideração a avaliação de

³ No Brasil, o planejamento da expansão é realizado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

diversos aspectos, tais como: custos de construção e de operação, impactos ambientais, novas tecnologias etc.

Destaca-se que, atualmente, o problema de expansão da geração se torna ainda mais complexo pela diversa gama de recursos disponíveis, tais como: geração hidroelétrica, geração térmica convencional, geração térmica biomassa e resíduos, geração térmica nuclear, geração eólica, geração solar concentrada, geração solar distribuída etc. Adicionam-se a essas possibilidades as opções de armazenamento de energia como formas de “amortecimento” da variabilidade das fontes intermitentes e de injeções locais de potência, como, por exemplo, carros elétricos (podem ser carregados de madrugada, quando, tradicionalmente, o consumo é baixo), baterias e usinas hidrelétricas reversíveis.

Pelo lado da transmissão, deve-se planejar o atendimento ao crescimento da carga e a integração de novas usinas e consumidores, além de interligações entre regiões e interligações internacionais. O resultado do planejamento da transmissão inclui a definição de locais e datas para instalação de subestações e linhas de transmissão, além da definição da tecnologia empregada (em especial, a escolha de grandes interligações em Corrente Alternada - CA ou Corrente Contínua - CC).

Permeando todas as etapas está a crescente preocupação dos impactos socioambientais de qualquer projeto de expansão do sistema elétrico. Sob esse ponto de vista, devem ser realizadas diversas análises sobre os impactos e como mitigá-los, além de existir considerável pressão social e política pela escolha de projetos com menores consequências sobre o meio ambiente e a população.

2.2 Planejamento da Operação

2.2.1. Objetivo

O objetivo geral do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é a alocação ótima dos recursos de geração e transmissão do sistema elétrico, obedecendo a condições pré-estabelecidas e considerando conhecidas as previsões de expansão do sistema. Para tanto, pode-se formular um problema de otimização com função objetivo de minimização do custo total de operação (1) [35].

Min (Custo Imediato + Custo Futuro)

s. a.

equações de atendimento à demanda

equações de balanço hídrico (1)

equações de restrições sistêmicas e da rede elétrica

inequações de limites às variáveis operativas hidráulicas

inequações de limites às variáveis operativas térmicas

Essa função pode ser substituída por diversas outras funções objetivo, ou multiobjectivo, como, por exemplo, minimização do impacto ambiental da operação, maximização da confiabilidade ou minimização do custo de déficit, entre outras [36] [37] [38].

Todavia, na formulação adotada no sistema brasileiro em 2018, o objetivo é a minimização do custo total de operação [39]. Para tanto, os demais aspectos são considerados na forma de restrições operativas do sistema. Por exemplo, os impactos ambientais são considerados na forma de restrições às usinas hidráulicas (vazões mínimas/máximas, níveis mínimos/máximos, alocação de volumes de espera para controle de cheias etc.).

2.2.2. Principais Características

Quando se trata de sistemas hidrotérmicos, algumas características tornam o problema de planejamento da operação de difícil resolução. As principais características são os acoplamentos temporal e espacial entre as decisões de despacho, além da não linearidade do problema, presente, principalmente, na função de produção hidroelétrica.

O acoplamento espacial se deve ao fato de as usinas hidroelétricas serem dispostas em cascata, de forma que a operação hidráulica de uma usina afeta todas as usinas a jusante na mesma cascata, especialmente quando se trata de usinas com grandes

reservatórios de acumulação de água⁴. Adicionalmente, outro fator importante de acoplamento espacial é o atendimento, por todas as usinas em conjunto, à demanda do sistema.

Por sua vez, o acoplamento temporal é introduzido pelo fato de o balanço de geração entre as fontes térmicas e hidráulicas no presente influenciar o estado dos reservatórios das usinas hidroelétricas no futuro, devido ao uso mais ou menos intenso da água estocada nos reservatórios.

Em virtude de o estoque de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas ser finito e sua fonte de reposição serem as vazões dos rios onde se encontram as usinas, que, por sua vez, dependem das chuvas que irão ocorrer, o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos deve lidar com a incerteza futura dos recursos hidrelétricos.

Proveniente dos impactos de decisões presentes, considerando a incerteza introduzida ao problema de planejamento de sistemas hidrotérmicos pelos reservatórios das usinas hidrelétricas, surge o chamado “dilema do operador”. A Figura 7 apresenta um resumo do “dilema do operador” no processo de tomada de decisão do balanço entre os despachos térmico e hidráulico.

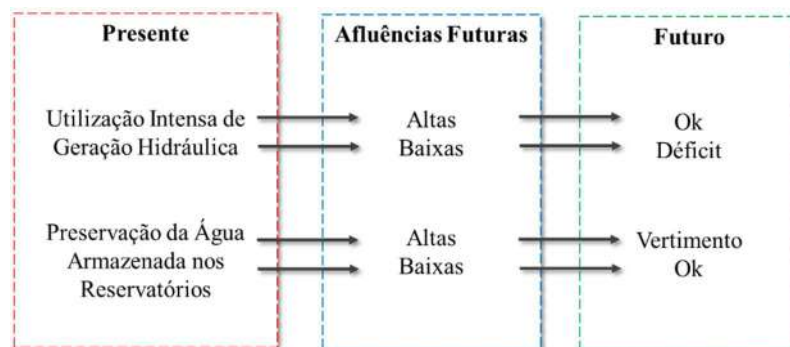


Figura 7 - Dilema do Operador

Em suma, caso, no presente, decida-se por utilizar intensamente a geração hidráulica, reduzindo o custo imediato de operação, e, no futuro, as aflúências aos

⁴ No Brasil, em 2018, de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico, existem 17 bacias hidrográficas com capacidade de armazenamento de água para geração de energia elétrica.

reservatórios não sejam suficientes para a reposição da água, pode ocorrer déficit no atendimento à demanda de energia elétrica. Por outro lado, caso, no presente, decida-se por preservar os estoques de água armazenados nos reservatórios, elevando o custo imediato de operação pelo maior acionamento das usinas térmicas, e, no futuro, as afluições aos reservatórios sejam abundantes ao ponto de ser necessário abrir o vertedouro de usinas hidráulicas, configurar-se-ia o desperdício do recurso hidráulico que poderia ter sido mais utilizado anteriormente.

Tendo em vista os pontos mencionados, para avaliar uma decisão presente, é necessário prever cenários futuros de vazões para os rios que possuam aproveitamentos hidrelétricos. Para tanto, foram desenvolvidos métodos de geração de cenários de afluições [40] [41] [42], de forma a se medir o impacto de uma decisão presente em uma gama de possibilidades futuras. A introdução de avaliação de cenários futuros transforma o problema de planejamento da operação em um problema estocástico.

Pelo lado da não-linearidade do problema, destaca-se a construção da função de produção das usinas hidráulicas, responsável pela transformação da energia potencial da água armazenada no reservatório da usina em energia elétrica. Tal função relaciona a geração da usina com as variáveis de volume armazenado, vazão turbinada e vazão vertida. Por se tratar de uma função não-linear, existem diversas técnicas para sua incorporação em modelos lineares, como a construção de uma função linear por partes [43].

Em síntese, o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é acoplado no espaço e no tempo, estocástico e de grande porte, conduzindo à necessidade de formulações matemáticas complexas e de métodos de solução poderosos.

2.2.3. Horizontes

Pelos aspectos observados, o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é um problema complexo e de muito esforço computacional, sofrendo do mal da dimensionalidade [44]. Essas características, dentre outras, levam a proposições de separação do planejamento em diferentes etapas, como em [45] [46] [47]. Nessa

dissertação, considera-se a separação do problema de planejamento em três horizontes temporais, conforme Figura 8.

Em suma, quanto maior é a distância temporal do planejamento, menor é o detalhamento do sistema e maior é a representação das incertezas. Esse comportamento visa balancear a complexidade do problema, direcionando o foco de cada etapa aos aspectos considerados mais relevantes em cada horizonte temporal.

Com relação à representação das incertezas, nos últimos anos vêm ocorrendo mudanças significativas na PDO, com o aumento de participação das fontes intermitentes, notadamente solar e eólica, conduzindo à necessidade de consideração de incertezas também nesse horizonte.

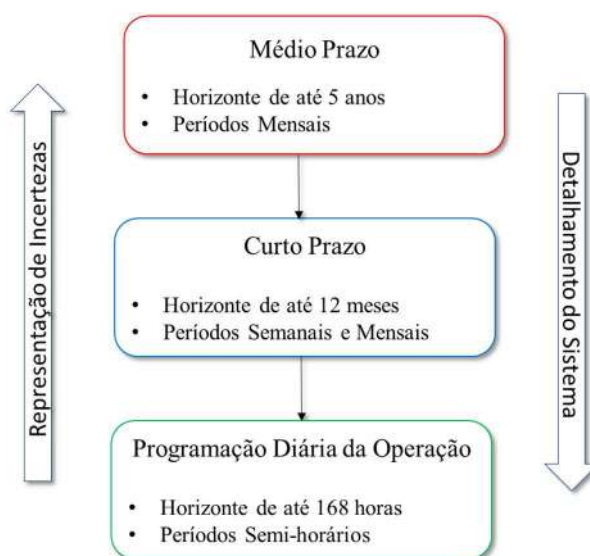


Figura 8 – Horizontes de planejamento

Quando se trata do **médio prazo**, o objetivo é o estabelecimento de metas anuais e mensais de geração para as usinas hidráulicas e térmicas (muitas vezes as usinas eólicas e solares ainda são modeladas como abatimentos de carga, mas já se estuda uma melhor representação dessas fontes no horizonte de médio prazo [48] [49]), além de metas de transferência de energia entre as regiões do sistema. Nessa etapa, em geral, o foco é na modelagem estocástica das afluências, visto que quanto maior é o horizonte, menor é a nossa capacidade de prever as vazões naturais.

Por outro lado, no **curto prazo**, a representação das incertezas pode ser reduzida ou até mesmo eliminada. No sistema brasileiro, para o Programa Mensal da Operação – PMO, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS considera razoável supor que as

vazões naturais afluentes aos aproveitamentos hidrelétricos são conhecidas para o primeiro mês de planejamento de curto prazo, enquanto que para o segundo mês ainda são gerados cenários de afluições [50]. Contudo, há uma tendência a passar a considerar-se cenários de vazões já nas semanas do primeiro mês de horizonte. Em contrapartida ao menor detalhamento das incertezas nas afluições, nesse horizonte é possível a modelagem mais detalhada do sistema elétrico.

No caso da modelagem atualmente em uso no sistema brasileiro, a maior diferença entre os detalhamentos de médio e curto prazos é na representação de sistemas equivalentes de energia no médio prazo [51] [52] [53], enquanto que se realiza representação individual das usinas térmicas e hidráulicas no curto prazo. A malha de transmissão modelada nos dois horizontes é basicamente a mesma, sendo constituída dos grandes troncos de transmissão que conectam as diferentes regiões do sistema.

A PDO será abordada em seguida, em 2.2.4.

Acoplamento entre os Horizontes

A fim de minimizar-se o custo total de operação, as etapas de curto prazo e PDO precisam de informações do médio e do curto prazo, respectivamente, com relação ao impacto de suas decisões presentes no custo futuro. Essas informações são com relação ao quanto de água deve ser gasta, ou não, no presente, de forma que, além de se garantir o atendimento à demanda no futuro, sujeita ao risco máximo aceitável, que pode ser modelado a partir do custo de déficit [54], se minimize o custo de operação total, e não apenas o custo presente.

Sob esse ponto de vista, o balanço entre o quanto deve ser gasto de água no presente e quanto deve ser estocado para o futuro é modelado pelo chamado Valor da Água [55], que é responsável por trazer para o presente o custo de não se poder contar com essa água no futuro.

Na modelagem adotada no setor elétrico brasileiro pelo ONS, o modelo de médio prazo constrói uma Função de Custo Futuro multivariada, responsável pelo acoplamento com o modelo de curto prazo, trazendo o custo futuro de operação para diversos pontos

de armazenamento nos reservatórios ao final do horizonte de curto prazo [39] . Por sua vez, o curto prazo é responsável por gerar a FCF que será utilizada pelo modelo de PDO.

2.2.4. Programação Diária da Operação

Na programação diária da operação do sistema elétrico brasileiro, realizada pelo ONS, considera-se que afluições, carga e geração das fontes intermitentes são conhecidas, eliminando-se a necessidade de análise de múltiplos cenários [50].

Contudo, conforme aumenta a penetração das fontes eólicas e solar, essa abordagem deve ser revista, visto que essas fontes inserem incertezas próprias inerentes e de forte impacto na operação do sistema elétrico. Outrossim, as incertezas relacionadas à carga e afluições também podem ser representadas e consideradas na elaboração da PDO.

A consideração de cenários na PDO representa uma certa quebra de paradigma, visto que, tradicionalmente, nos sistemas hidrotérmicos, sempre se considerou que as incertezas diminuiriam com o estreitamento do horizonte de planejamento.

Em contraste aos horizontes de médio e curto prazo, de forma geral, a PDO se diferencia fortemente por três principais motivos:

- A representação da carga é cronológica, com a representação da curva horária, ou mesmo semi-horária.
- A malha de transmissão é modelada por completo, sendo realizada a análise estática através de Fluxo de Potência Linearizado ou de Fluxo de Potência AC [56] [57]. No Brasil, é realizado o Fluxo de Potência Linearizado, considerando inequações envolvendo usinas e fluxos em linhas de transmissão que modelam restrições estudadas a priori por análise dinâmica do sistema em seu estado completo ou contingenciado [50].
- Realização de Unit Commitment Térmico – UCT [58] e Unit Commitment Hidráulico – UCH [59] [60].

Com relação ao UC, destaca-se que diversas características das gerações térmica e hidráulica não podem ser tratadas nos horizontes de médio e curto prazo por se tratarem

de horizontes que trabalham com médias não cronológicas de carga. Assim, não faz sentido tratar, por exemplo, de tempos mínimos de permanência em determinado estado (ligado/desligado) ou taxas máximas de variação de geração e vazões defluentes, por exemplo, quando a carga modelada não é cronológica. Esses aspectos são tratados, de forma geral, apenas quando se passa para a PDO.

2.2.5. Planejamento da Operação no Sistema Brasileiro

No Brasil, na cadeia de planejamento da operação em vigor oficialmente no setor elétrico, são utilizados os modelos do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, conforme Figura 9.

O Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo – NEWAVE no **médio prazo** e o Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo – DECOMP no **curto prazo**.

A partir de janeiro/2019, o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo – DESSEM passará a ser utilizado na **PDO**, fechando a cadeia de Planejamento Eletroenergético da Operação.

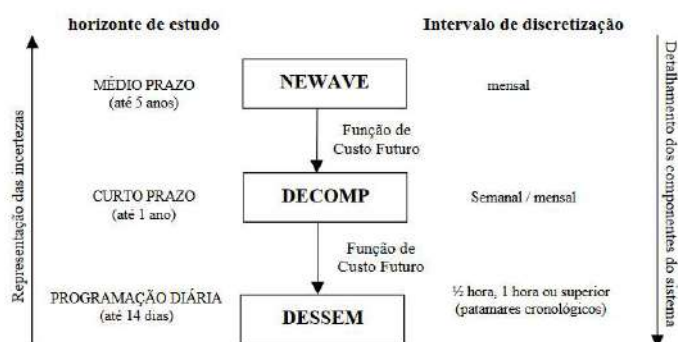


Figura 9 – Cadeia de modelos em utilização no setor elétrico brasileiro em 2018⁵

⁵ Fonte: Tese de Doutorado de André Luiz Diniz Souto de Lima, 2007

3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE PDO EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Neste capítulo é descrita a formulação matemática do problema de PDO que será considerada nessa dissertação. Essa é a formulação adotada pelo CEPEL no modelo DESSEM, o qual é utilizado nos desenvolvimentos dessa dissertação. Posteriormente, no capítulo 4, será proposta uma alteração metodológica na representação das fontes intermitentes de geração, tendo como base a formulação aqui descrita.

Existem diversas variações na formulação matemática do problema de PDO, que variam com as necessidades específicas de cada sistema elétrico, de acordo com a composição de suas matrizes de geração, extensão e complexidade do sistema de transmissão, integração com demais setores estratégicos (gás, aquecimento urbano etc.) e outros fatores. Em [61] foi realizada extensa revisão bibliográfica sobre as formulações e métodos de solução da PDO.

Os principais aspectos da formulação adotada nessa dissertação são:

- ✓ Modelagem da rede elétrica a partir de um fluxo DC.
- ✓ Realização de Unit Commitment Térmico.
- ✓ Consideração das usinas hidráulicas com sofisticada modelagem de suas funções de produção, reservatórios e restrições operativas.
- ✓ Consideração do tempo de viagem da água entre aproveitamentos hidroelétricos.
- ✓ Discretização do horizonte de simulação em períodos de até meia hora.
- ✓ Acoplamento com o curto prazo a partir de uma FCF multivariada.
- ✓ Representação de contratos de exportação/importação de energia com sistemas vizinhos.
- ✓ Restrições de rampas para as variáveis operativas.

Na formulação descrita a seguir e no restante dessa dissertação, o índice T representa o horizonte completo da PDO, que pode ser de até 14 dias, enquanto que o índice t representa cada período do horizonte T , com duração de 30 minutos ou de 1 hora.

O índice i representa as unidades geradoras, que compõem as NH usinas hidroelétricas e NT usinas térmicas. Somando as unidades geradoras de todas as NT usinas

térmicas, o sistema conta com nt unidades geradoras térmicas. Analogamente, o sistema conta com nh unidades geradoras hidráulicas.

O índice j representa contratos de compra e venda de energia com sistemas vizinhos, que são divididos em NCI contratos de importação e NCE contratos de exportação. O índice k representa os NS subsistemas nos quais o sistema total é dividido.

As restrições de balanço hídrico e de atendimento à demanda são formuladas de forma que os termos à esquerda (o chamado *left hand side* – LHS) representam as variáveis de decisão e os termos à direita (o chamado *right hand side* – RHS) representam os dados de entrada.

3.1 Função Objetivo

A função objetivo definida é de minimização do custo total de operação. Para tanto, a função é dividida em duas principais parcelas, custo presente e custo futuro.

O custo presente é composto pelos custos de geração térmica, de acionamento (liga/desliga) das unidades térmicas, dos contratos de importação (sinal positivo) e exportação (sinal negativo) e dos custos de déficit.

O custo futuro está definido em 3.1.1.

$$\min Z = \times \left[\left(\sum_{i=1}^{nt} ct_i^t GT_i^t + cf_i u_i^t (1 - u_i^{t-1}) \right) + \sum_{j=1}^{NCI} ci_j^t Eci_j^t - \sum_{j=1}^{NCE} ce_j^t Ece_j^t \right] + \alpha(V^T) \quad (2)$$

Em (2), ct_i^t é o custo variável de geração da unidade térmica i no período t ; GT_i^t é a geração da unidade térmica i no período t ; cf_i é o custo fixo de acionamento (liga/desliga) da unidade térmica i ; $u_i^t \in \{0,1\}$ é o estado desligado ou ligado da unidade térmica i no período t ; ci_j^t é o custo variável do contrato de importação j no período t ; Eci_j^t é a energia efetivada do contrato de importação j no período t ; ce_j^t é o custo variável

do contrato de exportação j no período t e Ece_j^t é a energia efetivada do contrato de exportação j no período t .

Como (2) mostra, na formulação considerada, o custo de geração térmica é aproximado por uma função linear da forma $ct_i^t \times GT_i^t$.

3.1.1 Acoplamento com o Curto Prazo

O acoplamento se dá através de uma FCF linear por partes, que é função do vetor de armazenamentos dos reservatórios das usinas hidráulicas ao final do horizonte da PDO. Essa função, multivariada, é um dado de entrada, gerada no horizonte de curto prazo.

$$\alpha(V^T) = \pi_T^c + \sum_{r=1}^{NRE} \pi_{V_T}^c(r) V_T(r), c = 1, \dots, NCUT \quad (3)$$

Em (3), π_T^c é o termo independente da c -ésima inequação da FCF do estágio T ; NRE é o número de reservatórios; $\pi_{V_T}^c(r)$ é o fator referente ao armazenamento do r -ésimo reservatório na c -ésima inequação da FCF do estágio T ; $V_T(r)$ é o armazenamento do reservatório r no estágio T e $NCUT$ é o número de inequações que compõem a função de custo futuro do estágio T .

3.2 Atendimento à Demanda

Dado que se considera a modelagem da rede de transmissão através de fluxo de potência linearizado, para **cada barra do sistema**, em **cada um dos períodos**, é construída uma equação de balanço energético, de acordo com a 1ª Lei de Kirchhoff.

$$\begin{aligned}
& \sum_{i=1}^{nh(b)} GH_i^t + \sum_{i=1}^{nt(b)} GT_i^t + \sum_{j=1}^{NCI(b)} Eci_j^t - \sum_{j=1}^{NCE(b)} Ece_j^t - \sum_{i=1}^{nelev(b)} Cons_i Qb_i^t \\
& + \sum_{b' \in \Omega_b} f_t(b', b) = D^t(b) - \sum_{p=1}^{NPQ(b)} GPQ_p^t
\end{aligned} \tag{4}$$

$$t = 1, \dots, T \text{ e } b = 1, \dots, NB$$

Em (4), GH_i^t e GT_i^t representam as gerações das unidades hidráulicas e térmicas, respectivamente, no período t ; Eci_j^t e Ece_j^t representam as energias contratadas para importação e exportação, respectivamente, no período t ; $nh(b)$ e $nt(b)$ representam os números de unidades geradoras hidráulicas e térmicas, respectivamente, conectadas à barra b ; $NCI(b)$ e $NCE(b)$ representam os números de contratos de importação e exportação de energia, respectivamente, conectados à barra b ; $nelev(b)$ é o número de unidades elevatórias conectadas à barra b ; $Cons_i$ é o consumo específico da unidade elevatória i ; Qb_i^t é o bombeamento da unidade elevatória i no período t ; Ω_b é o conjunto de barras que possuem ligação com a barra b ; $f_t(b', b)$ é o fluxo de potência da barra b' para a barra b ; $D^t(b)$ é a demanda da barra b no período t ; GPQ_p^t é a geração das usinas não simuladas individualmente no período t ; $NPQ(b)$ é o número de usinas não simuladas individualmente conectadas à barra b e NB é o número de barras do sistema.

Todas as unidades geradoras hidráulicas e térmicas, assim como a geração das usinas não simuladas individualmente, são alocadas para injeção de potência em alguma barra do sistema, de forma que as equações de atendimento à demanda em cada barra são responsáveis pelo acoplamento entre as simulações energéticas e elétricas.

Pode-se entender o problema de PDO como tendo o objetivo de atendimento às equações de balanço energético em cada barra do sistema, em todos os períodos considerados, ao menor custo possível. Sob esse ponto de vista, as variáveis de decisão da PDO são as gerações das unidades geradoras térmicas e hidráulicas e os valores efetivados de importação e exportação de energia com sistemas vizinhos.

3.2.1 Fluxo entre Barras

O fluxo de potência entre as barras b e b' é explicitado em (5) em função dos ângulos de tensão de ambas as barras e da reatância da linha que as conecta, de acordo com a 2ª Lei de Kirchhoff.

$$f_t(b', b) = \frac{\theta_{b'} - \theta_b}{x_{b'-b}} \quad (5)$$

As equações de atendimento à demanda, através da consideração da troca de energia entre barras (5), são responsáveis por conferir acoplamento espacial à PDO.

3.3 Balanço Hidráulico

O balanço hidráulico é realizado em **cada aproveitamento hidroelétrico**, para **cada estágio de simulação**. As equações de balanço hidráulico são responsáveis por conferir acoplamento temporal e espacial à PDO.

$$\begin{aligned} -V_u^{t-1} + V_u^t + Q_u^t + S_u^t + Dsv_u^t - \sum_{u' \in M_u} (Q_{u'}^t + S_{u'}^t) - \sum_{u' \in Dv_u} Dsv_{u'}^t \\ - \sum_{u' \in M_{u_{tv}}} (Q_{u'}^{t-tv} + S_{u'}^{t-tv}) + Vret_u^t = I_u^t \end{aligned} \quad (6)$$

$$t = 1, \dots, T \text{ e } u = 1, \dots, NH$$

Em (6), V_u^t é o volume armazenado no reservatório da usina u ao final do período t ; I_u^t é o volume incremental natural à usina u no período t ; Q_u^t é o volume turbinado pela usina u no período t ; S_u^t é o volume vertido pela usina u no período t ; Dsv_u^t é o volume desviado pela usina u no período t ; M_u é o conjunto de usinas imediatamente a montante da usina u que não possuem tempo de viagem da água; Dv_u é o conjunto de usinas que

desviam água para a usina u ; M_{utv} é o conjunto de usinas imediatamente a montante da usina u que possuem tempo de viagem da água e $Vret_u^t$ é o volume de água retirado do sistema pelos usos alternativos a água e por evaporação.

As parcelas de volumes desviados incluem bombeamento de água por usinas elevatórias, retirando e/ou trazendo água do reservatório da usina u .

3.4 Função de Produção das Usinas Hidroelétricas

Em um período t , a geração de uma usina hidroelétrica depende da altura de queda líquida entre os níveis de seus reservatórios de montante e de jusante, assim como da vazão turbinada nesse período, conforme (7).

$$GH_u^t = \rho Q_u^t \times [h_{mon}(V_u^t) - h_{jus}(Q_u^t + S_u^t)] \times (1 - k_{perda}) \quad (7)$$

Como (7) insere uma não linearidade ao problema, na modelagem considerada nessa dissertação é realizado o cálculo de uma função de produção hidroelétrica aproximada – FPHA [62] [63] [64].

3.5 Restrições de Limites às Variáveis Hidráulicas e Energéticas

Todas as variáveis hidráulicas e energéticas são limitadas por restrições de limites mínimo e máximo de três tipos: limites físicos absolutos, restrições operativas de limites absolutos e restrições operativas de limites de variação de valores absolutos entre períodos consecutivos.

Em suma, as variáveis hidráulicas e energéticas são: vazão defluente total, vazão afluente, vazão vertida, vazão turbinada, vazão desviada, vazão bombeada, nível dos reservatórios, intercâmbios de energia entre dois subsistemas e gerações térmica e hidráulica de cada unidade geradora e de cada usina.

As restrições de limites físicos lidam com dados de cadastro de cada variável, conforme os projetos básicos de usinas, reservatórios e interligações entre regiões. Outrossim, as restrições operativas inserem limitações adicionais, provenientes de demais aspectos de operação do sistema elétrico ou de aspectos socioambientais, que restrinjam a operação do sistema além das capacidades físicas de seus componentes. Por fim, as restrições de limite de variação impedem que as soluções para as variáveis hidráulicas e energéticas sofram alterações bruscas entre períodos consecutivos.

Por exemplo, a vazão defluente total de um reservatório pode ter seu valor de cadastro restrito por motivos de controle de cheias em pontos à jusante do reservatório; a geração mínima de uma usina pode ser diferente de zero, impedindo o desligamento total de suas unidades geradoras, para controle de carregamento em algum ponto do sistema de transmissão; a capacidade de transferência de energia entre regiões pode ser limitada por estudos de análise dinâmica que conduzam a valores máximos de troca de energia inferiores aos valores de capacidade térmica das linhas de transmissão envolvidas etc.

As restrições de limites de variação incluem as rampas de tomada e alívio de geração das unidades térmicas. Por exemplo, uma unidade geradora térmica a gás pode levar até 15 horas para atingir sua geração máxima após uma partida fria. Essas restrições são responsáveis por conferir acoplamento temporal ao problema de PDO.

3.6 Unit Commitment Térmico

A modelagem de usinas e unidades térmicas quando não são representadas as restrições de UCT se mantêm de acordo com o item 3.5. Adicionam-se a elas as restrições de UCT descritas a seguir, as quais se referem às unidades geradoras de usinas térmicas e são associadas sempre ao estado ligado ou desligado de cada unidade.

Em (8) define-se a variável binária de estado de uma unidade geradora, a qual determina se a unidade está ligada ($u=1$) ou desligada ($u=0$). Em (9) definem-se as gerações mínima e máxima para acionamento de uma unidade geradora. Essa geração é diferente da geração mínima compulsória de uma unidade geradora, que determina que ela deve estar ligada e gerando ao menos a potência mínima apontada. No caso de (9),

essa geração não determina que a unidade deve estar ligada, mas determina qual é a mínima geração, caso ela venha a ser ligada.

Em (10) e (11) definem-se os tempos mínimos de permanência em cada estado de acionamento. Ou seja, caso uma unidade geradora seja ligada em um estágio t , nos períodos seguintes ela precisa permanecer ligada ao menos pelo tempo mínimo TON . Analogamente, caso uma unidade seja desligada em um estágio t , nos períodos seguintes ela deve permanecer desligada ao menos pelo tempo mínimo $TOFF$.

$$u_i^t \in \{0,1\} \quad (8)$$

$$\underline{gt}_i \cdot u_i^t \leq gt_i^t \leq \overline{gt}_i \cdot u_i^t \quad (9)$$

$$\sum_{k=t}^{t+Ton_i-1} u_i^k \geq Ton_i \cdot (u_i^t - u_i^{t-1}) \quad (10)$$

$$\sum_{k=t}^{t+Toff_i-1} (1 - u_i^k) \geq Toff_i \cdot (u_i^{t-1} - u_i^t) \quad (11)$$

As equações de UCT, além de conferirem acoplamento temporal à PDO, são não convexas e introduzem variáveis inteiras à formulação matemática da PDO, além de definirem um domínio descontínuo para a geração das unidades geradoras térmicas.

3.7 Representação da Rede de Transmissão

A rede de transmissão é modelada através de análise estática pelo Fluxo de Potência Linearizado. Ou seja, o módulo das tensões em cada barra do sistema é fixo em 1 p.u. e não é realizado acompanhamento do fluxo de potência reativa.

As variáveis da rede que são calculadas são os ângulos de tensão de cada barra e os fluxos de potência ativa em cada linha do sistema. Os fluxos de potência ativa são acompanhados e controlados para não ultrapassarem os valores máximos permitidos.

$$-\overline{f_t(b', b)} \leq f_t(b', b) \leq \overline{f_t(b', b)} \quad (12)$$

Em (12), $\overline{f_t(b', b)}$ é o limite máximo do fluxo de potência ativa entre as barras b e b' , calculado de acordo com (5), em qualquer um dos sentidos (fluxo positivo da barra b' para a barra b , e fluxo negativo da barra b para a barra b').

Na modelagem considerada nessa dissertação, as perdas no sistema de transmissão não são calculadas explicitamente pelo modelo de PDO. Todavia, as simulações realizadas consideram as perdas elétricas embutidas na carga a ser atendida em cada barra do sistema.

3.8 Método de Solução

Existem diversas abordagens baseadas em métodos de otimização clássica, como Programação Linear, Programação Não Linear, Programação Inteira Mista, Programação Dinâmica, Decomposição de Benders e Relaxação Lagrangeana, e métodos de inteligência artificial, como Redes Neurais, Algoritmos Genéticos, Lógica Fuzzy e Otimização por Colônias. Em [61] foi realizada extensa revisão bibliográfica sobre o tema.

Nessa dissertação, para a resolução do problema de PDO como formulado matematicamente nesse capítulo, é considerado um modelo de Programação Linear Inteira Mista com acoplamento ao curto prazo a partir de uma FCF multivariada linear por partes e representação da rede elétrica através de método iterativo [65].

Para tanto, é utilizado o modelo DESSEM [66], desenvolvido pelo Cepel, assim como os modelos de médio e curto prazos, NEWAVE [67] e DECOMP [68], para construção de funções de custo futuro de acoplamento. O modelo DESSEM, baseado em *Mixed Integer Linear Programming* – MILP, utiliza o solver CPLEX da IBM trabalhando com o algoritmo *Branch and Cut* [69] [70] [71].

A equipe do Cepel envolvida com o modelo DESSEM possui diversas publicações com o uso desse modelo ou de técnicas desenvolvidas visando sua aplicação ao sistema elétrico brasileiro [72] [64] [43] [73] [74] [75] [76].

3.8.1 Método *Branch and Cut*

O modelo utilizado nas simulações dessa dissertação resolve o problema de programação inteira mista através do *solver* CPLEX da IBM. Esse *solver* usa o método de busca *Branch and Cut*, que é um método de otimização combinatorial para a resolução de problemas de programação linear com variáveis de decisão sujeitas a restrições de integralidade. No problema de PDO, as variáveis que indicam se uma unidade geradora térmica está ligada ou desligada estão sujeitas à restrição de integralidade, podendo apenas ter os valores 0 ou 1, conforme a equação (8).

O referido método se baseia na resolução do problema de programação linear desconsiderando as restrições de integralidade, *i.e.* relaxando essas restrições de forma que as variáveis possam ter solução contínua no problema relaxado. A solução relaxada é obtida por meio do algoritmo simplex e, caso a solução de ao menos uma das variáveis inteiras não atenda à integralidade, inicia-se o processo de *Branch e Bound*.

As operações de *Branch* (abrir) *and Bound* (limitar) são realizadas iterativamente, construindo uma árvore de busca constituída de nós. A abertura é a criação de 2 novos nós a partir de um nó pai, com a adição de novos limites à alguma das variáveis inteiras que não obedeceu a integralidade na solução relaxada do nó pai. Os novos limites adicionados são os cortes, que buscam reduzir o domínio de solução do nó criado, eliminando soluções fracionais sem eliminar soluções inteiras, possivelmente reduzindo o tamanho da busca a ser realizada.

Para cada nó resultante de uma abertura, é obtida a solução do novo problema relaxado. Caso a solução não atenda às restrições de integralidade, realiza-se nova abertura, com a criação de dois novos nós. Por outro lado, caso a solução atenda à integralidade do problema original, então a mesma é confrontada com a melhor solução obtida até o momento, chamada de solução incumbente. Caso a solução seja melhor do que a incumbente, ela a substitui.

O processo de abertura de ramos e criação de nós é interrompido quando a diferença entre a solução incumbente e a melhor solução de todos os nós ativos é inferior a um dado *gap* de otimalidade. Nesse trabalho, considerou-se o *gap* de 0,01%.

Existem diversas estratégias de *Branching* e *Bounding* que visam "guiar" a solução do problema para convergência mais rápida. Aliadas a métodos de planos cortantes, o *Branch and Cut* resultante é uma ferramenta poderosa na solução do problema de PDO.

4 REPRESENTAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA

Nesse capítulo é descrita a metodologia proposta para a representação das fontes intermitentes e do corte de geração eólica com vistas a minimização do custo total de operação.

4.1 Representação da Geração Eólica nos Trabalhos Revisados e no Brasil

A representação da geração eólica nos modelos atualmente em uso na determinação do Planejamento e da Programação da Operação no sistema elétrico brasileiro se dá pelas chamadas Usinas Não Simuladas Individualmente - UNSI. Essas usinas são representadas nos modelos de otimização por blocos de energia a serem abatidas da carga global, conforme o esquema da Figura 10 [50].

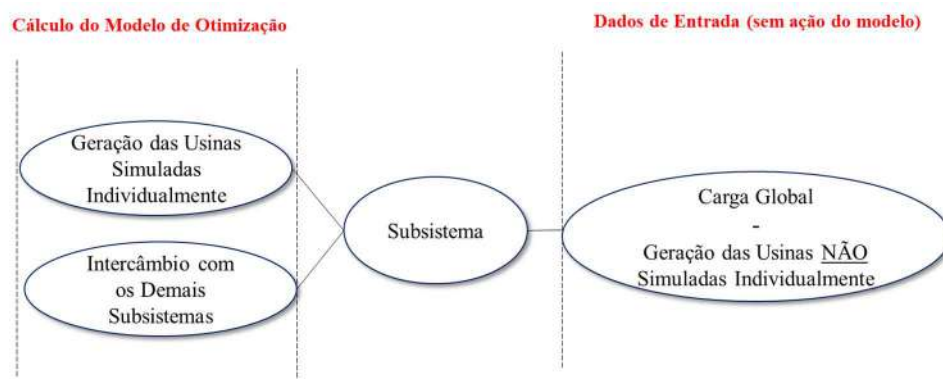


Figura 10 – Representação da geração eólica nos modelos de planejamento e programação da operação do sistema elétrico brasileiro

Com essa representação, o despacho de geração das usinas eólicas não possui nenhum tipo de controlabilidade pelo modelo, sendo abatido da carga global do sistema antes mesmo de se iniciar o processo de otimização eletroenergética dos recursos de geração das usinas simuladas individualmente e das trocas de energia entre os subsistemas.

Essa representação foi definida no início dos anos 2000, quando a geração das UNSI representava percentual pouco significativo da carga do SIN. Contudo, tendo em vista o crescimento das Pequenas Centrais Hidrelétricas e Termelétricas e, principalmente, da geração eólica na região nordeste, essa representação pode ter se tornado obsoleta.

Por exemplo, na elaboração do Programa Mensal da Operação - PMO, realizada pelo ONS em maio/2018, a geração das UNSI do subsistema nordeste correspondia a 40% da carga mensal da região. Isso significa que apenas 60% da carga desse subsistema foi considerada no despacho ótimo de geração.

Como as usinas eólicas possuem custo de geração e impactos ambientais significativamente inferiores às demais fontes, pode-se defender que o atendimento de 40% da carga do Nordeste pelas UNSI a partir de abatimento de carga não prejudica a otimização dos recursos energéticos.

Contudo, em modelos de PDO, com consideração das restrições inteiras de *Unit Commitment* das usinas térmicas, tendo essas usinas assumido a responsabilidade de *cycling* de sua geração para fechamento da curva de carga na região nordeste brasileira, como visto no capítulo 1, a representação da geração eólica como abatimento de carga pode conduzir a pontos de operação não ótimos.

Isso, pois essa representação não permite que o modelo utilize o único aspecto controlável do despacho de geração eólica, que é o corte dessa geração. Como visto nos trabalhos referenciados no item 1.3 dessa dissertação, diversos autores consideram a possibilidade de corte na geração eólica na formulação da PDO, o qual ocorre na operação de sistemas elétricos ao redor do mundo, como, por exemplo, no sistema Irlandês [22].

Nos trabalhos revisados, a modelagem da geração eólica permite corte dessa geração a partir da análise de dois principais aspectos: congestionamento da rede de transmissão e manutenção de requisitos mínimos de inércia.

Com relação ao congestionamento do sistema de transmissão, o tratamento da geração eólica é o mesmo que de qualquer outra fonte: a geração é reduzida de forma que os circuitos que apresentem fluxos superiores às suas capacidades máximas possam ser aliviados. Caso mais de uma usina contribua para o atingimento do limite máximo do circuito, a geração eólica possui prioridade de geração, devido ao seu custo reduzido.

Com relação aos requisitos de manutenção de inércia mínima sincronizada no sistema, os trabalhos revisados inserem restrições para limitar a geração total máxima por fontes não síncronas e para garantir geração síncrona mínima.

Essas restrições podem fazer parte do modelo principal de determinação do despacho do PDO, de forma que a alocação da geração das fontes tradicionais, *i.e.*, térmica e hidráulica, e das fontes intermitentes, respeite os limites mínimos e máximos pré-estabelecidos, conforme Figura 11.

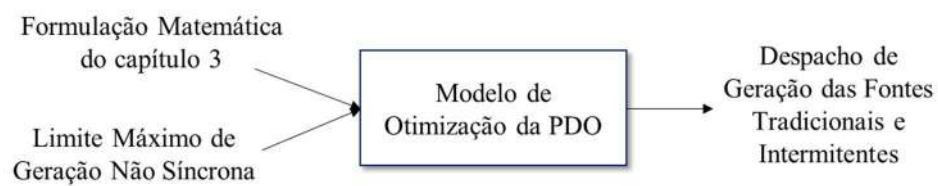



Figura 11 – Corte de geração eólica em modelos de PDO – Esquema 1

4.1.1 Proposta de Modelagem da Geração Eólica

Nessa dissertação propõe-se o aprimoramento da representação da geração das usinas eólicas na Programação Diária da Operação, baseado no modelo apresentado na Figura 11.

Na modelagem proposta, a geração das fontes intermitentes deixa de ser tratada como uma geração totalmente incontrolável que deve ser abatida diretamente da carga e passa a ser modelada individualmente nos seus pontos de conexão, estando sujeita a corte de sua geração pelo modelo otimizador.

Para tanto, na formulação matemática apresentada no capítulo 3, realiza-se a seguinte alteração na equação (4):

$$\begin{aligned}
& \sum_{i=1}^{nh(b)} GH_i^t + \sum_{i=1}^{nt(b)} GT_i^t + \sum_{j=1}^{NCI(b)} Eci_j^t - \sum_{j=1}^{NCE(b)} Ece_j^t - \sum_{i=1}^{nelev(b)} Cons_i Qb_i^t \\
& + \sum_{b' \in \Omega_b} f_t(b', b) + \sum_{p=1}^{NPQ(b)} GPQ_p^t = D^t(b) - \boxed{}
\end{aligned} \tag{13}$$


$$t = 1, \dots, T \text{ e } b = 1, \dots, NB$$

A alteração proposta na equação (13) torna a geração eólica fonte prioritária no atendimento à demanda, deixando de ser fonte compulsória diretamente abatida da carga. Essa geração pode ser chamada de prioritária na nova modelagem pois o seu custo variável de geração é nulo, diferentemente das usinas térmicas, que possuem Custo Variável Unitário definido de acordo com o custo do seu combustível, e diferentemente, também, das usinas hidráulicas, que possuem custo variável definido pelo Valor da Água, de acordo com a Função de Custo Futuro.

Para realizar os estudos com a alteração proposta não é necessário alterar o código do modelo utilizado, o DESSEM. A partir da flexibilidade já existente através da entrada de dados do modelo, é possível realizar a modelagem prioritária da geração eólica. Para tanto, existem, ao menos, três possibilidades: (1) exclusão dos registros de usinas não simuladas individualmente (registros PQ) e modelagem das disponibilidades de geração eólica através de contratos de importação de energia (registros CI) com custos variáveis unitários nulos; (2) manutenção dos registros de usinas não simuladas individualmente (registros PQ) adicionando-se contratos de exportação de energia (registros CE) com custos variáveis unitários nulos e mesma disponibilidade que a geração eólica dos registros PQ; e, finalmente, (3) exclusão dos registros de usinas não simuladas individualmente (registros PQ) e modelagem das disponibilidades de geração eólica através de registros de usinas térmicas (registros UT), com custos variáveis unitários nulos.

4.1.2 Minimização do Custo Total de Operação

Na modelagem proposta, a geração eólica é sempre a fonte presente mais barata para atendimento à demanda de energia elétrica, visto que seu custo variável é nulo. Contudo, como o problema de PDO possui acoplamento temporal nas restrições de *Unit Commitment Térmico*, equações (8) a (11) do capítulo anterior, nem sempre a decisão presente de menor custo será a decisão de menor custo total de operação em todo o horizonte de programação.

O acoplamento temporal introduzido pelas restrições operativas das usinas térmicas é responsável pela necessidade de coordenação entre geração térmica e geração eólica, podendo tornar a decisão de corte da geração eólica em determinados períodos como a decisão ótima global para o problema de PDO.

Esse comportamento significa que reduzir a geração de uma fonte sem custo, permitindo a maior alocação de outras fontes, com custo, pode conduzir a custos totais de operação mais baratos. Esse resultado a princípio pode causar estranheza, de forma que os conceitos relacionados à redução de custo total de operação pela redução da geração eólica serão primeiramente desenvolvidos no capítulo 5 com um sistema tutorial de apenas três barras.

Destaca-se que nos horizontes de médio e curto prazo, a modelagem da geração eólica se mantém no formato atual, chamado doravante de ‘geração compulsória’, visto que nos modelos de médio e curto prazo, NEWAVE e DECOMP, não são consideradas as restrições de UCT (as quais inserem variáveis inteiras ao problema), de forma que não há consideração do acoplamento temporal entre essas restrições e a geração eólica.

Essa característica não tem impacto significativo na programação da operação de médio e curto prazo, pois nesses horizontes não é considerada a curva cronológica de carga, como é feito na PDO, de forma que a modelagem proposta nessa dissertação não traria ganho, nesses horizontes, em relação à modelagem compulsória.

Minimização dos Custos Presente e Futuro

A flexibilidade proporcionada pela modelagem da geração eólica como uma fonte prioritária, sujeita a corte, pode conduzir à redução tanto no custo presente de operação, que é o custo de operação do horizonte de PDO, quanto no custo futuro de operação, que é o custo de operação dos horizontes de médio e curto prazos. Esses comportamentos são função da alteração do despacho das usinas tradicionais por consequência do corte de geração eólica.

Considerando seu custo, a geração eólica será cortada apenas nos períodos em que existir excesso de geração sincronizada em relação à carga. Esses períodos ocorrem nos horários de carga mínima de sistemas elétricos, quando a demanda é consideravelmente inferior aos períodos seguintes. Nesses horários, as gerações das unidades geradoras conectadas ao sistema são reduzidas aos menores valores possíveis, respeitando os limites mínimos das máquinas e das usinas.

Contudo, muitas vezes pode ser necessário desligar unidades geradoras que já tenham atingido seus limites mínimos de geração, enquanto que ainda haja excesso no balanço *geração x carga*. Como determinadas unidades possuem tempos mínimos em estado desligado e estado ligado, além de limites para variações de suas gerações entre uma hora e outra, a necessidade de desligar uma unidade geradora em determinado período possui impacto na sua operação nos períodos adjacentes que estejam dentro dos limites operativos temporais da unidade.

Assim, em alguns períodos do horizonte de PDO, quando a carga se reduz a valores próximos aos mínimos, e a geração das fontes intermitentes conduz a cargas líquidas ainda menores, o sistema pode ser forçado a desligar unidades geradoras que seriam competitivas no atendimento à demanda dos períodos seguintes, mas que deverão permanecer desligadas em obediência a suas restrições operativas. Por outro lado, a necessidade de desligar uma unidade geradora nos períodos de carga líquida baixa também impacta a geração da unidade em períodos anteriores, de forma que a unidade possua flexibilidade para ser desligada quando for necessário.

Em suma, quando uma unidade geradora precisa ser desligada por “falta de carga” em um determinado período, quando o saldo entre demanda e geração das fontes intermitentes é significativamente baixo, ela deixa de estar disponível para atendimento à carga dos períodos adjacentes.

Suponha-se que uma unidade geradora térmica u esteja ligada antes de um período de baixa carga líquida, sendo desligada nesse período devido à excesso de geração conectada ao sistema. Adicionalmente, suponha-se que seu tempo mínimo no estado desligado seja de 10 horas, de forma que nos 10 horários seguintes ao seu desligamento o sistema não pode contar com sua geração. Para o atendimento à demanda sem ocorrência de déficit, outras unidades geradoras que possuam disponibilidade de geração deverão ser acionadas, em substituição à unidade u , que foi desligada.

Caso a substituição seja realizada com unidades térmicas, sem alteração do despacho hidráulico, o estado de armazenamento dos reservatórios ao final do horizonte de PDO não se alterará pela necessidade de desligamento da unidade u . Assim, o custo futuro de operação consultado na FCF do horizonte de curto prazo não sofrerá alteração. Por outro lado, caso seja necessário elevar-se a geração hidráulica em substituição à geração da unidade térmica u , os armazenamentos nos reservatórios do sistema ao final do horizonte da PDO serão inferiores do que se não fosse necessário desligar a unidade térmica u . Nesse último caso, a consulta à FCF conduzirá a custos futuros mais elevados, devido ao estado hidrológico inferior para acoplamento.

Em síntese, a necessidade de desligamento de unidades geradoras em períodos de carga líquida reduzida impacta a operação do sistema em outros períodos, nos quais a geração de outras unidades é afetada, podendo conduzir a maior utilização de geração hidráulica e/ou térmica, impactando os custos presente e futuro de operação.

O corte de geração eólica se insere nesse contexto, quando a redução de sua geração pode significar elevação da carga líquida em um determinado período quando seria necessário desligar-se uma unidade geradora térmica que é competitiva no atendimento à demanda dos períodos adjacentes da curva de carga. Ou seja, o corte da geração eólica, em poucos e específicos períodos, pode conferir maior flexibilidade à operação de outras unidades geradoras, em um número consideravelmente maior de períodos, conduzindo a operação do sistema como um todo a um melhor ponto.

Nesse contexto insere-se a opção de armazenamento de energia, a qual permite que a elevação da carga líquida do sistema seja realizada pela “criação de carga”. Existem diversas opções de armazenamento de energia, as quais se conectam ao sistema elétrico na forma de carga nos momentos em que há excesso de geração e, por outro lado, se conectam ao sistema como geradores nos momentos em que há elevação da carga líquida.

Nessa dissertação, primeiramente é estudado o corte de geração eólica como a única forma de elevação da carga líquida do sistema nos períodos em que essa operação se mostra necessária. Em seguida, é estudada essa opção aliada à Usinas Hidrelétricas Reversíveis, cujo papel na conferência de flexibilidade operativa à sistemas elétricos é abordado a seguir.

Usinas Hidroelétricas Reversíveis

A utilização de UHER se justifica cada vez mais pela expansão do sistema elétrico brasileiro através da construção de usinas hidrelétricas a fio d'água e de usinas de fontes alternativas de energia com baixa controlabilidade, como usinas eólicas e solares. Nesse contexto, a capacidade de armazenamento de energia nos grandes reservatórios de usinas hidráulicas vem se reduzindo significativamente frente ao crescimento da carga.

Esse comportamento conduz à redução na capacidade de regularização da oferta de energia, pois a mesma fica fortemente dependente das fontes de energia intermitentes, as quais possuem baixa previsibilidade, baixa controlabilidade e alta variabilidade. Esse contexto reduz a confiabilidade de atendimento à ponta da curva de carga de energia elétrica.

Para mitigar esse efeito, cada vez mais utiliza-se a geração térmica como recurso para atendimento à ponta de carga. Todavia, a geração com combustíveis fósseis é mais cara e possui maior impacto ambiental, além de, no parque térmico brasileiro atual, as usinas térmicas não terem sido projetadas para operação intermitente, com significativa modulação horária de sua geração, além de operações liga-desliga de unidades geradoras.

Nesse contexto, o Plano da Operação Energética 2017- PEN 2017 [2] e o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 - PDE 2026 [77] já indicam a necessidade de entrada em operação de 12 GW de usinas com perfil para atendimento à ponta até 2026, devido a um alto risco de déficit no sistema.

Sob essa luz, as usinas hidrelétricas reversíveis surgem como uma boa alternativa para suprir parte dos 12 GW necessários para a confiabilidade do atendimento à ponta. Isso, pois as UHER não apenas podem fazer frente à demanda horária, como também

podem ser operadas em conjunto com as fontes alternativas de energia, atuando como alternativa de armazenamento de energia.

A operação em conjunto com as fontes intermitentes possui a grande vantagem de oferecer ao sistema elétrico a capacidade de armazenar energia em horários de menor demanda, e gerar energia nos horários de maior demanda, oferecendo a possibilidade de deslocamento temporal da geração intermitente no atendimento à demanda.

As usinas reversíveis possuem dois reservatórios, um inferior e outro superior. Nos momentos de menor demanda e preços mais baixos, a água é bombeada no sentido do reservatório superior, armazenando energia para utilização nos momentos de maior demanda, quando a energia é mais cara.

Esse ciclo pode ser diário, bombeando a água durante a madrugada e gerando energia nos horários de pico. Essa é uma importante característica para o sistema brasileiro, pois as UHER podem compensar as intermitências das usinas eólicas e solares, nivelando as flutuações características dessas fontes.

Por outro lado, as UHER também podem operar com um ciclo com características sazonais, onde as usinas reversíveis bombeiam água para seu reservatório superior nos períodos chuvosos, utilizando essa energia armazenada nos períodos secos. Esse tipo de operação possibilita maior controle dos reservatórios à jusante da UHER, podendo ajudar a regularizar a cascata nos períodos de baixas vazões. Contudo, para tanto, são necessários reservatórios com tamanhos consideráveis, esbarrando-se na análise de viabilidade física de construção de UHER com reservatórios de maior porte.

O incremento de potência no sistema elétrico brasileiro através da implementação de UHER é uma opção ambientalmente sustentável, contribuindo para a redução de impactos ambientais, alagando pequenas áreas pois necessita apenas de pequenos reservatórios hídricos, e reduzindo a emissão de gases de efeito estufa na atmosfera por atuarem no lugar de usinas térmicas a combustíveis fósseis que vêm atuando para atendimento à demanda.

Em [78] é realizado um estudo de caso, mostrando que uma UHER com cerca de 800 MW de potência instalada e geração de 8 horas diárias e seis dias por semana necessita de um reservatório de menos de 10 hm³. Com potência similar, a UHE Três Irmãos, em São Paulo, tem 808 MW instalados e um reservatório de cerca de 3.500 hm³

de volume útil. Ou seja, o reservatório necessário por uma UHER pode ser muito menos impactante ambientalmente do que de uma UHE, podendo ultrapassar as barreiras existentes atualmente para a construção de grandes represas.

Mesmo sendo amplamente utilizadas em outros países, como na China e nos Estados Unidos, as UHER ainda são consideradas tecnologias recentes no Brasil e na América do Sul em sua aplicação conjunta com fontes alternativas de geração.

A Figura 12 mostra o esquema de uma UHER conectada a um sistema de potência, com os reservatórios inferior e superior conectados por um sistema motor-gerador bomba e turbina.

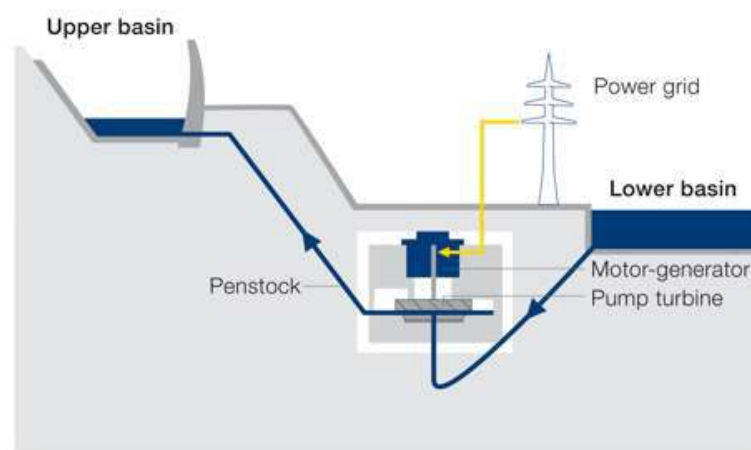


Figura 12 – Esquema de uma UHER. Fonte: Voith - <http://www.voith.com/br/mercados-e-setores-de-negocios/energia-hidreletrica/usinas-hidreletricas-reversiveis-541.html>. Acesso em Maio 2018.

As UHER podem ser de circuito fechado, quando os seus reservatórios são independentes de um rio, de forma que o volume total de água armazenado entre os reservatórios é sempre mesmo, oscilando apenas a proporção do armazenamento entre os reservatórios inferior e superior. Por sua vez, as UHER também podem estar conectadas a um rio, sendo coordenadas com os demais aproveitamentos hidroelétricos.

5 SISTEMA TUTORIAL

5.1 O Sistema

Considera-se o sistema de 3 barras apresentado nas Figura 13 e Tabela 2. Esse sistema conta com duas barras de carga, barras 2 e 3, e com geração térmica em todas as barras. O limite máximo de fluxo nas três linhas do sistema é de 100 MW.

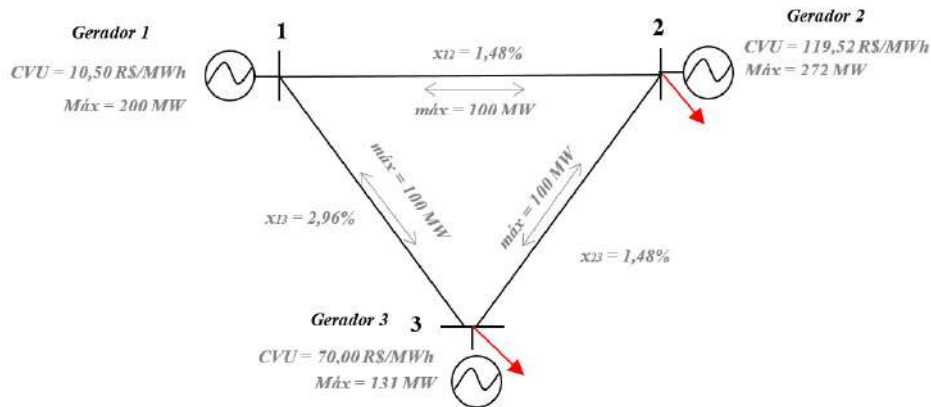


Figura 13 – Sistema 3 barras

O gerador térmico conectado à barra 1 é o mais barato do sistema e pode ser visto como uma usina nuclear, com custo variável unitário baixo, R\$ 10,50/MWh, todavia, com custos de partida e parada elevados, R\$ 10.000,00. Esse gerador apresenta as maiores restrições de tempos mínimos ligado e desligado e de geração mínima para acionamento, de acordo com o comportamento de usinas nucleares, as quais operam, normalmente, próximas de suas capacidades instaladas e na base da curva de carga.

O gerador térmico conectado à barra 2 é o mais caro do sistema e pode ser visto como uma usina a óleo diesel, com custo variável elevado em relação aos demais geradores, R\$ 119,52/MWh, todavia, com os menores custos de partida e parada, R\$ 6.000,00. Além disso, esse gerador é o mais flexível em termos de tempos mínimos ligado e desligado, podendo alterar seu status de 2 em 2 horas.

Já o gerador térmico conectado à barra 3, pode ser visto como uma usina a gás, com custo variável unitário intermediário, R\$ 70,00/MWh, e restrições operativas, também, intermediárias, sendo mais flexível do que o gerador 1 e menos flexível do que o gerador 2.

Tabela 2 – Restrições operativas do parque gerador

Gerador	G _{máx} [MW]	G _{mín} [MW]	CVU [R\$/MWh]	Custo Acionamento [R\$]	Tempo Mínimo ON [h]	Tempo Mínimo OFF [h]
1	201	150	10,50	10.000,00	10	10
2	272	135	119,52	6.000,00	2	2
3	131	50	70,00	8.000,00	4	6

As gerações mínimas apresentadas na Tabela 2 se referem a gerações mínimas no caso de uma usina ser comandada a gerar. Ou seja, no caso do gerador 1, a faixa entre 0 e 150 MW é proibida, e, caso o resultado do *commitment* desse gerador seja que a unidade deve estar ligada, a geração mínima que o gerador injetará na rede será de 150 MW.

Os tempos mínimos ON e OFF, ligado e desligado, indicam quantas horas, no mínimo, uma unidade deve se manter ligada, ou desligada, após o *commitment* dessa unidade indicar seu acionamento, ou desligamento, respectivamente.

5.2 Curva de Carga

Aplica-se a curva de carga horária apresentada a seguir ao sistema descrito no item 5.1. A forma dessa curva foi obtida a partir da forma da curva de carga do subsistema Nordeste do sistema brasileiro, no dia 26/05/2017.

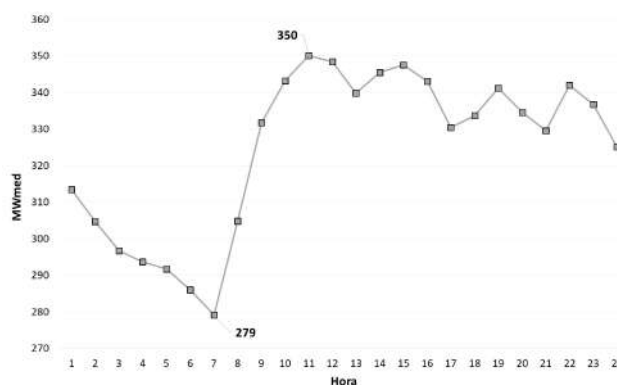


Figura 14 – Curva de carga horária aplicada ao sistema 3 barras ⁶

⁶ Fonte: site do Operador Nacional do Sistema Elétrico

A barra 2 é responsável por 43% da carga do sistema, em todos os períodos. Ou seja, a barra 3 fica sendo responsável por 57% da carga do sistema. O pico de carga ocorre entre 10 e 11 horas, com 350 MW, e o vale da carga ocorre entre 6 e 7 horas, com 279 MW.

A forma dessa curva foge do padrão esperado, onde o pico de carga ocorreria entre 18 e 21 horas, nos períodos tradicionalmente conhecidos como carga pesada. Essa nova forma da curva de carga vem sendo observada nos últimos anos no Nordeste brasileiro e reflete a intensa utilização de aparelhos de ar condicionado nos horários de calor mais intenso.

5.3 Despacho de Geração sem Unit Commitment

Resolvendo o problema de despacho do sistema de 3 barras, para a curva de carga apresentada em 5.2, como um problema de programação linear contínuo, ou seja, sem a consideração das restrições de unit commitment, obtém-se os resultados apresentados na Figura 15.

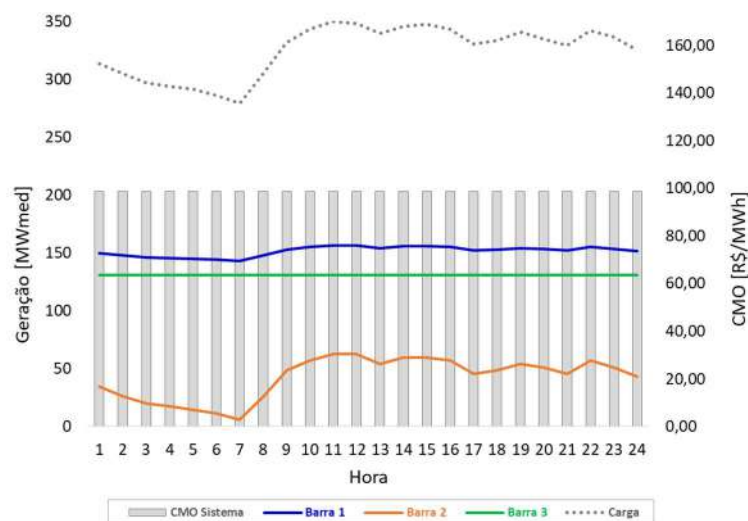


Figura 15 – Resultado sistema 3 barras sem Unit Commitment

Observa-se que o resultado ótimo despacha as usinas 1 e 3 no máximo possível, respeitando os limites de transmissão de energia entre as barras, e utiliza a geração da

usina 2, a mais cara do sistema, fechando o balanço geração x carga. A Figura 16 apresenta o resultado de CMO para as três barras do sistema.

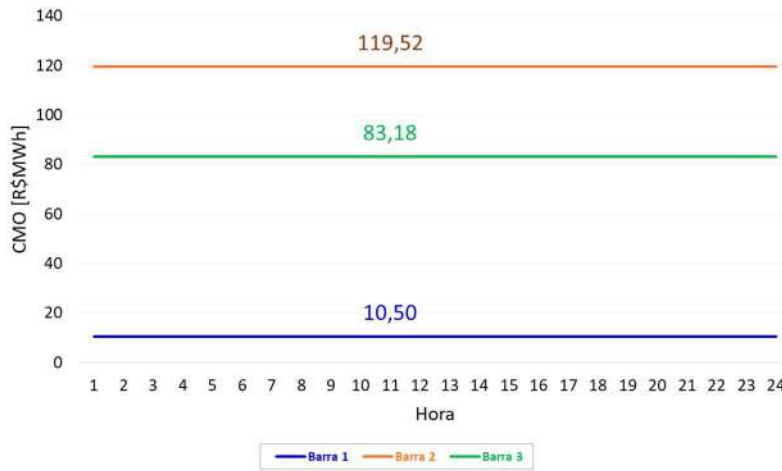


Figura 16 – CMO das barras sem unit commitment

Analisando individualmente o custo marginal das barras 1, 2 e 3, além dos fluxos entre barras apresentado na Figura 17, conclui-se:

- Barra 1: o gerador 1 é o recurso mais barato do sistema e, por isso, procurará ser despachado ao máximo possível, contanto que não sejam violados os limites de fluxo nas linhas do sistema. Por esta razão, sua capacidade máxima de geração não é atingida, devido ao fluxo na linha 1-2, que se mantém na capacidade máxima ao longo de todos os horários, conforme Figura 17. Assim, se houver um incremento de 1 MWh⁷ de carga nessa barra, o próprio gerador 1 é capaz de suprir essa demanda, pois esta geração não será injetada no sistema, podendo ser consumida na própria barra. Dessa forma, $CMO_{B1} = CVU_{G1}$.
- Barra 2: o gerador 2 é o recurso mais caro do sistema e é utilizado como último recurso no despacho de geração, somente após o atingimento do limite de transferência do gerador 1 para as barras 2 e 3, e do limite de geração máxima da usina 3. Como esses limites foram atingidos em todos os períodos, caso haja um incremento de carga na barra 2, o único recurso disponível para atendê-lo é sua própria geração. Dessa forma, $CMO_{B2} = CVU_{G2}$.

⁷ A notação de elevação de 1 MWh é simbólica para fins didáticos, fazendo referência ao acréscimo infinitesimal de carga considerado para determinação do Custo Marginal de Operação.

- Barra 3: o gerador 3 é o segundo recurso mais barato do sistema e, por isso, é despachado prioritariamente em relação ao gerador 2. Nesse caso, o gerador está na sua capacidade máxima em todos períodos do dia e, caso haja um incremento de carga na barra 3, ele não é capaz de supri-lo. Como o gerador 1 é o mais barato do sistema, a preferência econômica é de elevar a sua geração. Contudo, há limitação de rede na transferência de energia da barra 1 para a barra 3, levando à necessidade de geração, também, na barra 2. Portanto, um incremento de carga na barra 3 seria atendido por elevação na geração tanto do gerador 1, quanto do gerador 2, levando a um custo marginal intermediário entre os custos variáveis dos geradores 1 e 2. A distribuição da elevação de geração entre as barras 1 e 2 se dá na proporção de 1 x G2 para 0,5 x G1, de acordo com o equacionamento a seguir (14) (15), que é função das reatâncias nas linhas do sistema.

2ª Lei de Kirchhoff

$$\begin{aligned} f_{12} &= \frac{\theta_1 - \theta_2}{x_{12}} \\ f_{13} &= \frac{\theta_1 - \theta_3}{x_{13}} \\ f_{23} &= \frac{\theta_2 - \theta_3}{x_{23}} \end{aligned} \tag{14}$$

considerando $\theta_1 = 0$ (*barra de referência*)

lembrando que $x_{12} = x_{23} = 0,5 x_{13}$

desenvolvendo algebricamente (15)

$$f_{13} = \frac{x_{23}}{x_{13}} \times (f_{12} + f_{23}) = \frac{1}{2} \times (f_{12} + f_{23})$$

Dessa forma, a elevação de 1 MWh no fluxo 2-3 acarreta em uma elevação de 0,5 MWh no fluxo 1-3. O mesmo ocorre para elevações no fluxo 1-2, contudo, esse fluxo já se encontra no limite durante todos os horários simulados. Isso significa que a elevação de 1 MWh na geração da barra 2 (elevação do fluxo 2-3) possibilita a elevação de 0,5

MWh na geração da barra 1 (elevação do fluxo 1-3). O CMO da barra 3, então, fica sendo (16):

$$CMO_{B3} = \frac{0,5 \times CMO_{B1} + CMO_{B2}}{1,5} \quad (16)$$

O CMO do sistema poderia ser interpretado como a média dos CMO das barras de carga do sistema, ponderada pelos valores de carga de cada barra (17) (18), como apresentado na Figura 15. Esse cálculo pode ser interpretado como um CMO do sistema considerando que elevações de carga aconteceriam simultaneamente e na mesma proporção em todas as barras [79].

$$CMO_{sist} = \frac{Carga_{B1} \times CMO_{B1} + Carga_{B2} \times CMO_{B2} + Carga_{B3} \times CMO_{B3}}{Carga_{B1} + Carga_{B2} + Carga_{B3}}$$

$$Carga_{B1} = 0 \quad (17)$$

$$Carga_{B2} = 0,43 \times Carga_{sist}$$

$$Carga_{B3} = 0,57 \times Carga_{sist}$$

$$CMO_{sist} = 0,43 \times CMO_{B2} + 0,57 \times CMO_{B3}$$

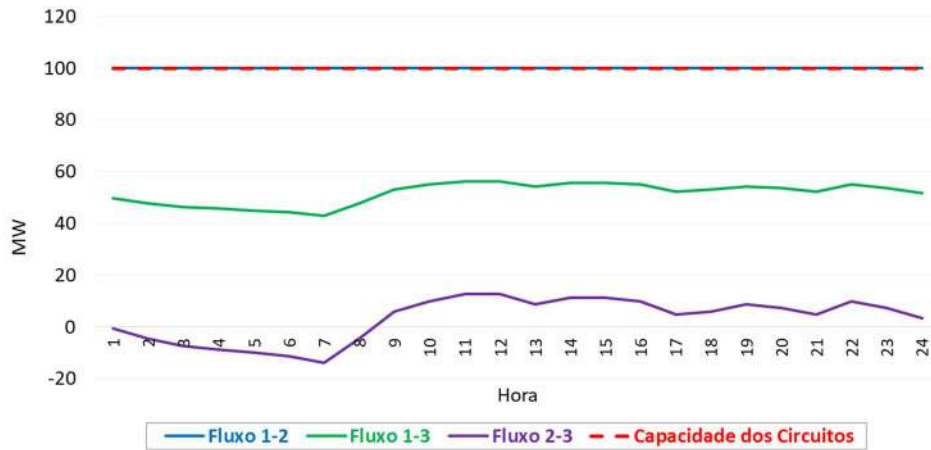


Figura 17 – Fluxo entre as barras do sistema

5.4 Despacho de Geração com Unit Commitment

Resolvendo o problema de despacho do sistema de 3 barras, para a curva de carga apresentada em 5.2, como um problema de programação linear inteira-mista, ou seja, considerando as restrições de unit commitment, obtém-se os resultados apresentados na Figura 18.

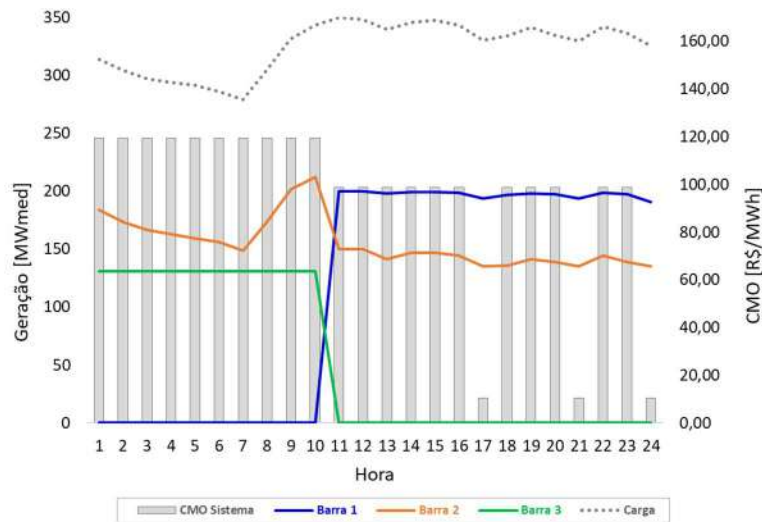


Figura 18 - Resultado sistema 3 barras com unit commitment

As unidades geradoras do sistema têm estado inicial desligado, com tempo de permanência nesse estado maior do que o tempo mínimo necessário, de forma que o modelo de otimização tem liberdade para escolher o *commitment*⁸ dessas unidades como ligado ou desligado na primeira hora do dia.

A consideração das restrições de unit commitment eleva o custo de operação diário de R\$ 379.438,00 para R\$ 597.632,73, e modifica significativamente o despacho de geração do sistema.

A combinação de algumas restrições individuais, apresentadas na Tabela 2, leva a restrições sistêmicas interessantes, como listado a seguir:

- a) A geração mínima dos geradores 1, 2 e 3, caso os três se encontrem ligados ao mesmo tempo, é de 335 MW ($150 + 135 + 50$), impossibilitando a operação com

⁸ O *commitment* também pode ser chamado de alocação de unidades geradoras.

os 3 geradores ligados ao mesmo tempo para 13 períodos horários, os quais possuem cargas inferiores a 335 MW.

- b) A geração mínima dos geradores 1 e 2, caso ambos se encontrem ligados ao mesmo tempo, é de 285 MW (150 + 135), valor superior à carga da hora 7 (vale de carga do sistema), de 279 MW.
- c) A geração máxima dos geradores 1 e 3, os mais baratos, é de 332 MW (201 + 131), valor inferior à carga de 13 períodos horários, os quais possuem cargas superiores a 332 MW.

Combinadas com os tempos mínimos ligado e desligado dos geradores, as restrições (a) e (c) conduzem ao entendimento de que é impossível operar-se com os três geradores ligados ao mesmo tempo. A Tabela 3 resume as combinações inviáveis de unidades geradoras ligadas ao mesmo tempo, sob à luz das restrições (a), (b) e (c).

Tabela 3 – Combinações inviáveis em cada período

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1-2							x																	
1-3									x	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x		x	x	
2-3																								
1-2-3	x	x	x	x	x	x	x	x	x								x	x			x			x

Dessa forma, o *commitment* do sistema sempre retornará uma dupla de geradores ligados para atendimento à carga. Sempre que possível, sem violar restrições de rede ou de *commitment*, o par preferencial seria 1,3 (menores custos variáveis). Contudo, esse par é incapaz de atender à carga do sistema para 13 horas do dia. O par preferencial seguinte é 1,2 (manutenção da geração mais barata do gerador 1). Finalmente, a última escolha, seria o par 2,3.

Para as 10 primeiras horas do dia, a combinação mais barata seria das unidades 1 e 3, de R\$ 10,50/MWh e R\$ 70,00/MWh, respectivamente. Essa combinação possui capacidade instalada suficiente para atender à carga das primeiras horas do dia e as restrições individuais de *commitment* não estariam ativas. Contudo, as restrições de rede impossibilitam a geração simultânea somente dessas duas usinas nos períodos de carga leve.

A combinação seguinte mais barata seria da dupla 1,2. Contudo, como a geração mínima dos geradores 1 e 2 ($150 + 135 = 285$) é superior à carga da hora 7 (279 MW) e o tempo mínimo após ligado na unidade 1 é de 10 horas, não é possível realizar-se o *commitment* simultâneo das unidades 1 e 2 até às 8 horas (antes do vale de carga do sistema).

Dessa forma, a única combinação possível foi o despacho das usinas 2 e 3, as quais possuem os custos variáveis unitários mais elevados do sistema.

A partir das 11 horas, é possível alterar o *commitment* das usinas, passando a operar-se com a combinação das usinas 1 e 2. Como a combinação mais barata, usinas 1 e 3, não atende a requisitos da rede e/ou requisitos de carga, a combinação 1 e 2 se mantém até o final do dia.

5.4.1 Cálculo do Custo Marginal de Operação

Os custos marginais das três barras do sistema, ao longo das 24 horas do dia, estão apresentados na Figura 19. Até as 10 horas, somente as unidades 2 e 3 estão ligadas, sendo que a geração da unidade 3 está no máximo de sua capacidade. Dessa forma, o custo marginal das três barras do sistema é o mesmo, R\$ 119,52/MWh, que é o custo variável da unidade 2.

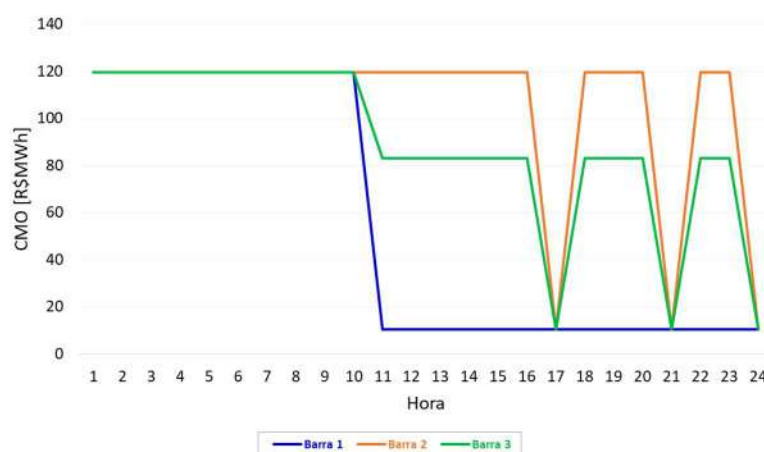


Figura 19 – Custo Marginal de Operação sistema 3 barras com unit commitment

A partir das 11 horas, quando é acionada a unidade 1 e desligada a unidade 3, o custo marginal da barra 1 passa a ser, até o final do dia, o custo variável da unidade 1,

visto que a geração máxima dessa unidade (201 MW) é superior ao intercâmbio máximo da barra 1 com as barras 2 e 3 (100 MW + 100 MW). Ou seja, sempre que a unidade 1 estiver ligada, o custo marginal da barra 1 será R\$ 10,50/MWh.

Para as barras 2 e 3, após as 11 horas, passam a existir dois pares de custos marginais. Um deles (horas 17, 21 e 24) é para a situação em que a carga é baixa o suficiente para a geração da unidade 2 ser minimizada (135 MW) e existir folga nos intercâmbios, de forma que a unidade 1 possa atender a um incremento de carga na barra 2 ou na barra 3. Nessa situação, nota-se que o custo marginal da barra 2 (R\$ 10,50/MWh) é inferior ao custo variável da unidade 2 (R\$ 119,52/MWh), mesmo com o *commitment* e despacho dessa unidade.⁹

Esse resultado é fruto do método aplicado para o cálculo do CMO nas simulações. Nos resultados obtidos, o CMO está sendo calculado após a otimização realizada com programação inteira mista, através da solução do problema original relaxado, com as variáveis inteiras passando a ser fixas nos valores obtidos na otimização inteira-mista. Nos períodos em que o CMO das barras 2 e 3 está sendo calculado como R\$ 10,50/MWh, não é necessário gerar mais do que 135 MW na usina 2, que é o valor de geração mínima da usina 2 quando ela é acionada. Na solução do problema relaxado, como o *commitment* dessa usina determinou que ela estivesse ligada, a geração mínima de 135 MW passou a ser tratada como geração compulsória. Dessa forma, quando a usina 2 não é despachada a gerar em mais do que sua geração mínima de acionamento, 135 MW, essa usina deixa de ser a fonte marginal de atendimento à sua própria barra, além de deixar de compor o CMO da barra 3.

O segundo par de custos marginais para as barras 2 e 3, após as 11 horas, é o mesmo par visto na análise do item 5.3.

5.4.2 Suavização do Vale de Carga

⁹ Em casos de programação linear contínua, ou seja, sem as restrições de Unit Commitment, essa situação só existiria se houvesse necessidade sistêmica dessa geração (manutenção da segurança elétrica e/ou dos níveis de confiabilidade do sistema) ou se a própria usina tivesse uma geração mínima compulsória (como um contrato de gás *take-or-pay*).

A análise anterior mostrou que o vale de carga, que ocorre as 7 horas no valor de 279 MW, é responsável por limitar o commitment no período de carga leve, visto que a geração mínima de acionamento das unidades 1 e 2 é de 285 MW, impossibilitando o commitment do par 1,2 no início do dia. Dessa forma, intui-se que a suavização desse vale, ou seja, a elevação da carga nesse horário, pode contribuir para um commitment mais barato nas primeiras horas do dia (substituição do par 2,3 pelo par 1,2).

Assim sendo, a Figura 20 mostra a curva de carga com o vale suavizado. A carga das 7 horas passou de 279 MW para 297 MW. Nota-se que a elevação da carga nesse horário leva a um valor superior à geração mínima de acionamento das unidades 1 e 2 (285 MW).

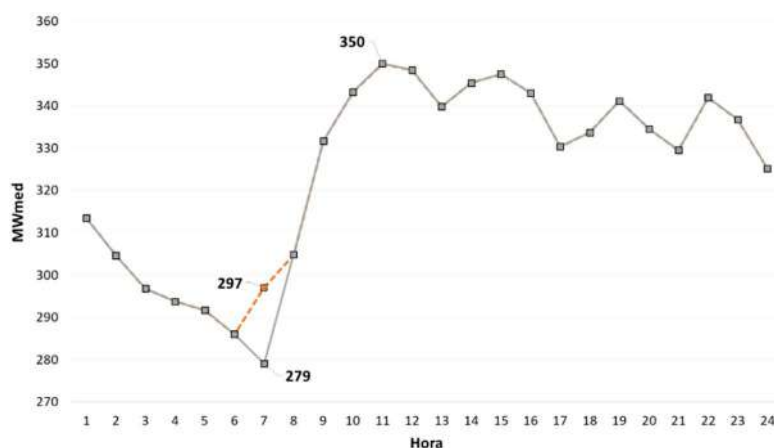


Figura 20 – Curva de carga com vale suavizado

O resultado do despacho ótimo após a aplicação da curva de carga com vale suavizado está apresentado na Figura 21. Para a nova curva de carga, o commitment das unidades é sempre o mesmo ao longo do dia, par 1,2. A geração da unidade 1, a mais barata, é maximizada, respeitando as restrições de fluxos nas linhas 1-2 e 1-3, além das restrições de commitment. A geração da unidade 2 é responsável pelo atendimento do restante da carga.

Essa operação leva a um custo diário de operação de R\$ 462.624,86, inferior ao valor obtido sem a suavização do vale (R\$ 597.632,73). Esse resultado, inicialmente, geraria grande estranheza. Tradicionalmente, na programação linear contínua, incrementos de carga sempre conduzem a incrementos de custo de operação, assim como de custos marginais. Contudo, quando se consideram as restrições de Unit Commitment,

com a programação linear inteira mista, essa relação deixa de ser verdadeira para todos os casos.

A redução no custo de operação diário se explica pela possibilidade de acionamento do par 1,2 desde o início do dia, o que não era possível quando a carga da hora 7 era inferior à geração mínima de acionamento de 1,2. Dessa forma, para esses horários, gerações das usinas 2 e 3 foram substituídas por geração da usina 1, a qual possui o menor custo variável do sistema. Além disso, como o par de usinas acionadas é o mesmo em todas as horas do dia, só foi necessário contabilizar o custo de acionamento das unidades 1 e 2 (R\$ 10.000 + R\$ 6.000), enquanto que no caso sem suavização era necessário contabilizar o acionamento das unidades 1, 2 e 3, além do desligamento da unidade 3 (troca do par 2,3 pelo par 1,2) (R\$ 10.000 + R\$ 6.000 + 2 x R\$ 8.000).

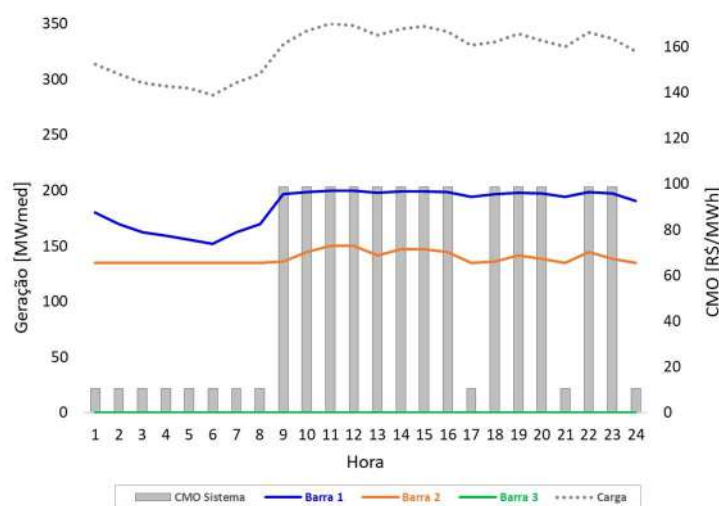


Figura 21 - Resultado sistema 3 barras com Unit Commitment e vale suavizado

A Figura 22 mostra os custos marginais por barra. Para a barra 1, assim como explicado anteriormente, o CMO é sempre o CVU da usina 1, R\$ 10,50/MWh, visto que esse é o recurso mais barato do sistema e que a exportação máxima da barra 1 é inferior à capacidade instalada de geração da usina 1. Para as barras 1 e 2, continuam existindo os dois pares de CMO já vistos anteriormente (R\$ 10,50/MWh em ambas barras ou o par R\$ 119,52/MWh e R\$ 83,18/MWh). Como a carga nas primeiras horas do dia é baixa, é possível minimizar a geração da unidade 2 (135 MW), levando ao CMO de R\$ 10,50/MWh em todas as barras até às 8 horas.

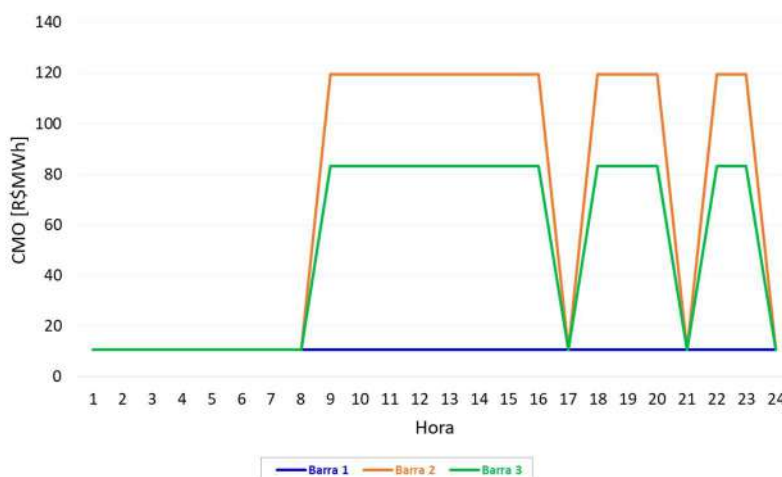


Figura 22 - Custo Marginal de Operação sistema 3 barras com suavização do vale de carga

Interpretação Física da Suavização do Vale de Carga

Fisicamente, a suavização do vale de carga significa aumentar a carga líquida do sistema. Isso pode ser realizado de duas formas: aumentando o consumo de energia elétrica do sistema ou reduzindo a injeção de energia das fontes de geração compulsória (solar, eólica, biomassa etc.). Isso significa que o custo de operação do sistema pode ser reduzido, caso seja possível controlar a geração das fontes compulsórias, por vezes reduzindo a sua geração, de forma que não seja necessária a utilização de usinas térmicas mais caras, porém mais flexíveis, em detrimento de térmicas mais baratas, porém mais restritas.

Adicionalmente à simulação do sistema com a curva de carga com vale suavizado, testou-se a possibilidade de o próprio modelo indicar a vantagem de se reduzir a geração das fontes compulsórias, de forma a reduzir o custo total de operação do sistema.

Dessa forma, para o horário de 7 horas, a carga líquida do sistema foi separada em carga bruta e geração compulsória. Ou seja, a carga do sistema para o modelo passou a ser 297 MW e foi introduzida uma fonte de geração sem custo com capacidade de geração de até 20 MW.

Nessa modelagem, a geração compulsória passa a poder ser reduzida, mas, como essa geração tem custo zero, ela é preferencial entre as demais fontes do sistema (usinas

térmicas) e, intuitivamente, esperar-se-ia que ela fosse explorada em sua capacidade máxima.

Como era indicado na análise da aplicação da curva de carga com vale suavizado, esse resultado não ocorre. A otimização utiliza a fonte de custo zero até 12 MW, transformando a carga líquida da hora 7 em 285 MW ((carga bruta = 297) – (geração de fontes prioritárias = 12)), valor que possibilita o acionamento, em suas gerações mínimas, das usinas 1 e 2 (150 + 135).

Esse resultado corrobora a análise anterior, de que pode ser mais interessante reduzir a geração das fontes compulsórias, tornando-as apenas prioritárias, reduzindo tanto o custo total de operação, quanto o custo marginal. Essa análise só pode ser realizada com modelos de programação inteira mista, que permitam a representação de todas as restrições operativas do parque térmico.

5.5 Função Valor

A análise de suavização da carga da hora 7 mostrou que o custo ótimo de operação do sistema pode diminuir com elevações de carga quando se consideram as restrições de unit commitment, ou seja, quando se trabalha com programação inteira mista. Outra forma de estudar esse comportamento é pela construção da chamada “Função Valor” para o problema de otimização da operação com restrições de unit commitment, em relação ao valor do parâmetro do sistema referente à carga. Essa Função Valor é definida em (18) e (19).

seja o problema genérico de otimização

$$\min_{x \in X} f(x) \quad (18)$$

$$s. a. \quad g(x) = b(y)$$

a Função Valor é definida como

$$v(y) = \left\{ \min_{x \in X} f(x) \mid g(x) = b(y) \right\} \quad (19)$$

Para o problema do sistema de 3 barras, $f(x)$ representa o custo de operação das unidades térmicas, x representa a geração de cada unidade e $g(x) = b(y)$ representa as equações de atendimento à demanda de cada barra do sistema, que são função do parâmetro y . Ou seja, a Função Valor representa a variação do custo total de operação do sistema, $f(x)$, com a variação da sua carga, y .

A Figura 23 mostra a Função Valor do sistema para a variação da sua carga na hora 7. A variação de carga foi realizada em ambas as barras (2 e 3), proporcionalmente às suas cargas originais.

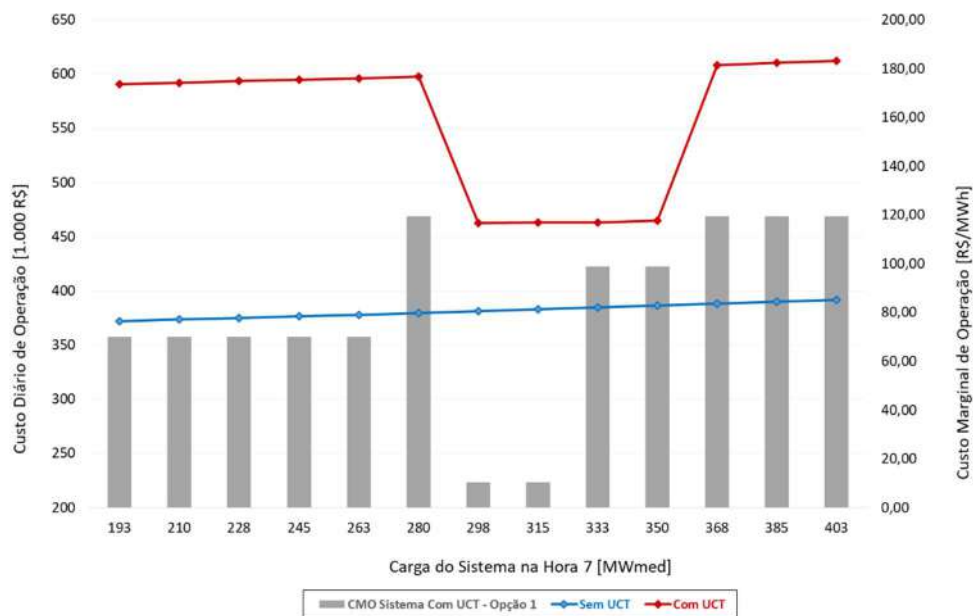


Figura 23 – Função Valor do sistema de 3 barras com variação da carga na hora 7

Observa-se que para o caso sem unit commitment, a Função Valor é monótona crescente, ou seja, incrementos de carga levam a incrementos de custo total de operação (curva azul). Já para o caso com unit commitment (curva vermelha), a função deixa de ser monótona e apresenta um vale para as cargas 298, 315, 333 e 350 MWmed, voltando, em seguida, a crescer com a carga.

Nota-se que a redução brusca no custo total de operação ocorre na elevação da carga do sistema de 280 para 298 MW. Esse comportamento ocorre, pois, quando a carga da hora 7 atinge valores superiores à 285 MW (geração mínima de acionamento das usinas 1 e 2), é possível a alocação da geração do par 1-2 desde as primeiras horas do dia, como visto no item 5.4.2.

Por outro lado, quando a carga do sistema atinge o valor de 368 MW no período 7, há elevação significativa do custo total de operação. Esse comportamento se justifica pela necessidade de troca do par de usinas acionado nas primeiras horas do dia. Como a barra 3 é responsável por 57% da carga do sistema, no período 7 sua carga passou a ser 209,76 MW ($368 \text{ MW} \times 0,57$). Esse valor é superior ao máximo recebimento de energia da barra 3 pelas linhas 1-3 e 2-3 ($100 + 100 \text{ MW}$), sendo necessário o acionamento da usina 3 no lugar da usina 1.

5.6 Aplicação de Cenários de Geração Eólica

Nessa seção será estudado o comportamento do sistema de 3 barras com a aplicação de cenários de geração eólica. O objetivo é analisar os resultados de custo marginal de operação, além de verificar a possibilidade de redução na geração eólica disponível como forma de redução do custo total de operação.

Serão estudadas duas profundidades de penetração da potência instalada de geração eólica: 30 e 40%. Esses valores justificam-se pela análise da potência instalada da região Nordeste brasileira em novembro/2017, conforme Figura 24.

Enquanto que no Brasil a geração eólica corresponde a 7,7% da capacidade instalada total, na região Nordeste essa fonte já corresponde a 34,3% do total. Considerando que a região Nordeste é interligada aos demais subsistemas do SIN com uma capacidade máxima de recebimento de energia de em torno de 4.000 MW, a geração eólica corresponde a cerca de 29,9 % das fontes de atendimento à carga de energia da região.

Como visto no capítulo 1, nos próximos anos, a geração eólica participará fortemente da expansão da matriz energética brasileira, principalmente na região Nordeste, incentivando a avaliação da profundidade de penetração de 40%.

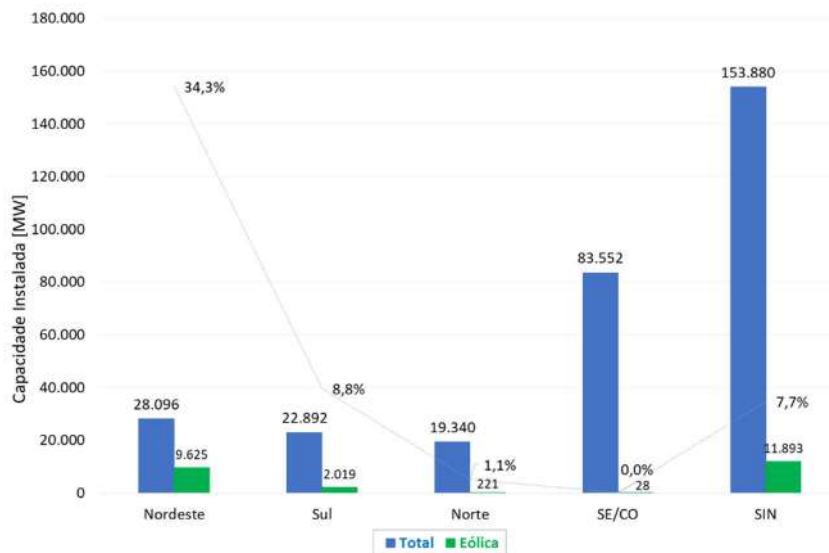


Figura 24 – Capacidade instalada total e eólica do Brasil em novembro/2017. Fonte: site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Dessa forma, a potência instalada original de geração térmica em cada barra do sistema 3 barras será reduzida proporcionalmente à cada profundidade de penetração de potência instalada de geração eólica. Em contrapartida, é adicionada uma nova fonte de geração em cada barra, restaurando a potência instalada original, a fim de permitir uma melhor comparação com os resultados anteriores.

Essa nova fonte é despachada prioritariamente em relação à geração térmica, com custos variável e de acionamento nulos, modelando a geração eólica. Como a carga e a capacidade de geração em cada barra se mantêm intactos, a rede de transmissão do sistema também não sofre alterações em relação ao apresentado na Figura 13.

Para cada profundidade de penetração de geração eólica serão simulados 120 cenários diários de disponibilidade de geração eólica, com discretização horária. Os cenários foram gerados com base em disponibilidade horária verificada em três usinas eólicas brasileiras em 120 dias do ano de 2017, de janeiro a abril. Esses são meses em que a velocidade do vento não é alta e podem ser considerados meses de baixa performance da geração eólica no Nordeste. Em 2017, os fatores mensais de capacidade da geração eólica na região foram 37, 32, 24 e 32%, de janeiro a abril, respectivamente.

Essas usinas foram selecionadas em diferentes estados da região nordeste e duas são no litoral, enquanto uma é no interior. Essa escolha visa refletir um parque eólico robusto e geograficamente complementar.

A Figura 25 mostra a geração média diária das usinas eólicas para os 120 cenários simulados no caso de profundidade de penetração de 30%. Essas disponibilidades foram obtidas a partir dos fatores de capacidade horários verificados, aplicados às potências eólicas instaladas em cada barra.

A usina eólica conectada à barra 1 está modelada com o mesmo fator de capacidade horário verificado em uma usina eólica do litoral do Rio Grande do Norte, a usina eólica conectada à barra 2 com o mesmo fator de uma usina no interior da Bahia e a usina eólica conectada à barra 3 com o mesmo fator de uma usina no litoral do Ceará.

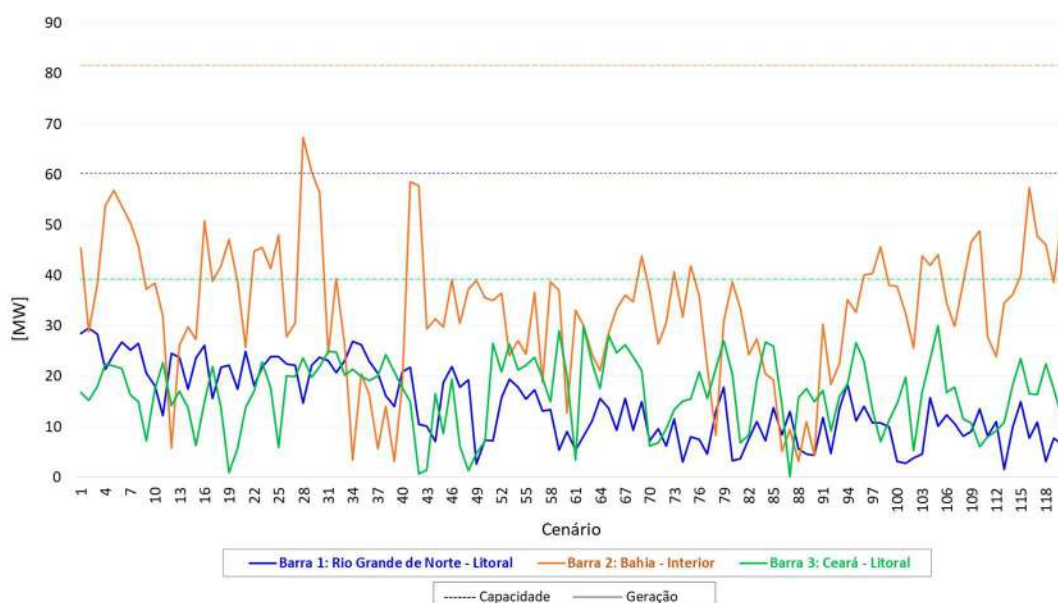


Figura 25 – Disponibilidade diária de geração eólica (30% profundidade de penetração)

A Tabela 4 apresenta os valores médio, mínimo e máximo dos cenários, além do desvio padrão dos dados. Observa-se que o comportamento dos fatores de capacidade horários das barras 2 e 3 é similar, enquanto que a barra 1 possui, em média, fatores de capacidade inferiores.

Tabela 4 – Dados dos fatores de capacidade horários dos 120 cenários diários

	Barra 1	Barra 2	Barra 3
Mínimo [%]	0.0	0.0	0.0
Máximo [%]	96.2	95.1	95.6

Média [%]	24.4	41.5	43.4
Desvio Padrão [%]	23.2	27.9	26.6

Adicionalmente, a Figura 26 mostra a permanência dos 2.880 fatores de capacidade horários (120 cenários x 24 horas).

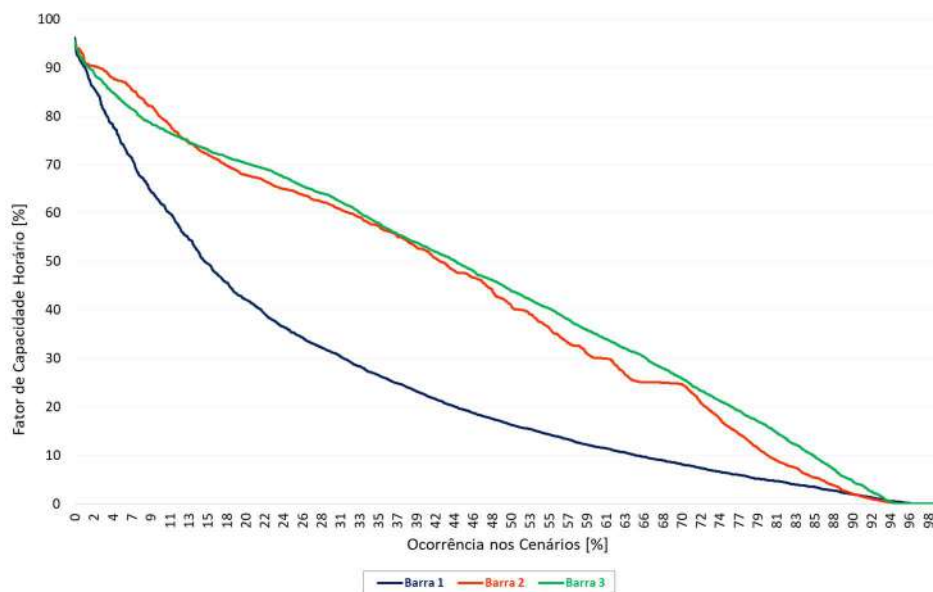


Figura 26 – Curva de permanência dos fatores de capacidade horários dos 120 cenários diários

5.6.1 Profundidade de Penetração da Geração Eólica: 30%

Considerando 30% de profundidade de penetração da geração eólica, a capacidade da geração térmica original do sistema se reduz à 70% do original, conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Capacidade instalada do sistema (30% profundidade de penetração)

Capacidade Instalada [MW]	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Sistema
Térmica	140,7	190,4	91,7	422,8
Eólica	60,3	81,6	39,3	181,2
Total	201	272	131	604,0

Com a alteração da capacidade instalada das usinas térmicas, a geração mínima de acionamento de cada unidade também foi alterada para manutenção da proporção em relação à potência máxima, conforme Tabela 6.

Tabela 6 – Restrições operativas do parque gerador térmico (30% profundidade de penetração)

Gerador	G_{máx} [MW]	G_{mín} [MW]	CVU [R\$/MWh]	Custo Acionamento [R\$]	Tempo Mínimo ON [h]	Tempo Mínimo OFF [h]
1	140,7	105	10,50	10.000,00	10	10
2	190,4	94,5	119,52	6.000,00	2	2
3	91,7	35	70,00	8.000,00	4	6

Análise de um Cenário Único

Inicialmente, analisa-se o resultado da simulação com um único cenário diário de geração eólica, apresentado na Figura 27, de forma a exemplificar e detalhar o comportamento do sistema com a sua nova configuração, além de embasar as análises estatísticas que serão realizadas com os resultados dos 120 cenários.

Com a nova configuração, assim como visto no item 5.4, a combinação das restrições individuais de cada usina gera restrições sistêmicas interessantes:

- a) A geração máxima das usinas térmicas das barras 1 e 3 ($140,7 + 91,7 = 232,4$ MW), adicionada às disponibilidades das usinas eólicas das 3 barras do sistema, é inferior à demanda do sistema em todos os períodos a partir das 8 horas. Ou seja, a usina térmica da barra 2 precisa ser acionada, necessariamente, a partir das 8 horas, de forma a não se incorrer em déficit no atendimento à demanda do sistema.
- b) A partir das 8 horas, quando a geração da usina térmica da barra 2 é necessária, existem 6 horários (8, 9, 16, 17, 20 e 23) nos quais as gerações mínimas para acionamento das três usinas térmicas ($105 + 94,5 + 35$ MW), adicionadas à disponibilidade de geração das usinas eólicas, é superior à carga do sistema. Ou seja, a solução do despacho precisa incluir o desligamento da usina térmica da barra 1 e/ou da usina térmica da barra 3, ou o despacho de geração eólica em valores inferiores às suas disponibilidades.

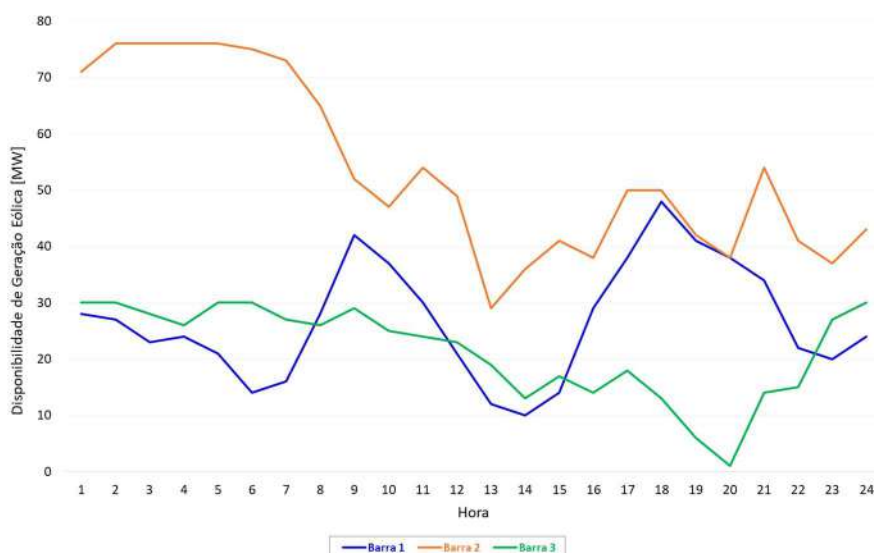


Figura 27 – Disponibilidade horária de geração eólica (30% profundidade de penetração) – Cenário único

O resultado do despacho de geração está apresentado na Figura 28. Observa-se que a restrição sistêmica do item (b) foi atendida por despacho de geração eólica em valores inferiores à sua disponibilidade, visto que, a partir das 8 horas, as três usinas térmicas do sistema estão ligadas em todos os horários.

A Figura 29 mostra que essa redução na geração eólica, em relação à sua disponibilidade, ocorreu na usina eólica conectada à barra 2, justamente nos horários indicados no item (b). Esse resultado só é possível quando a geração eólica é modelada como uma fonte prioritária e não uma fonte compulsória, de forma que o modelo possui “liberdade” em reduzir a geração eólica, mesmo essa sendo a fonte mais barata do sistema.

Nota-se que a geração térmica da usina da barra 2 está no seu valor mínimo de acionamento (94,5 MW) em todos os horários em que a mesma se encontra ligada. Similarmente, a usina térmica da barra 3 passa a maior parte do dia com sua geração minimizada em 35 MW, elevando a geração apenas em 5 horários. Já a usina térmica da barra 1, a mais barata do parque térmico, modula sua geração ao longo do dia, sendo a principal fonte de “amortecimento” da variabilidade da geração eólica e da forma da curva de carga.

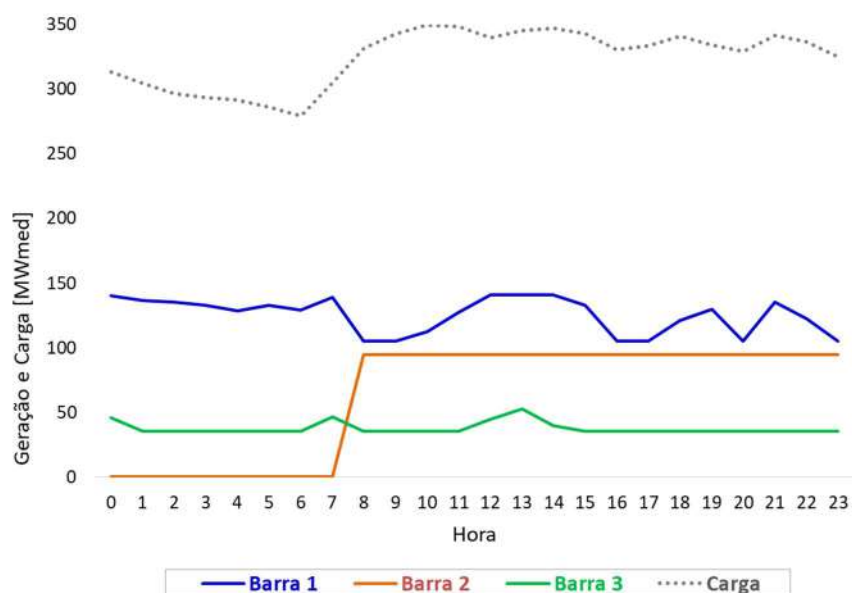


Figura 28 – Despacho de geração térmica (30% profundidade de penetração) - Prio

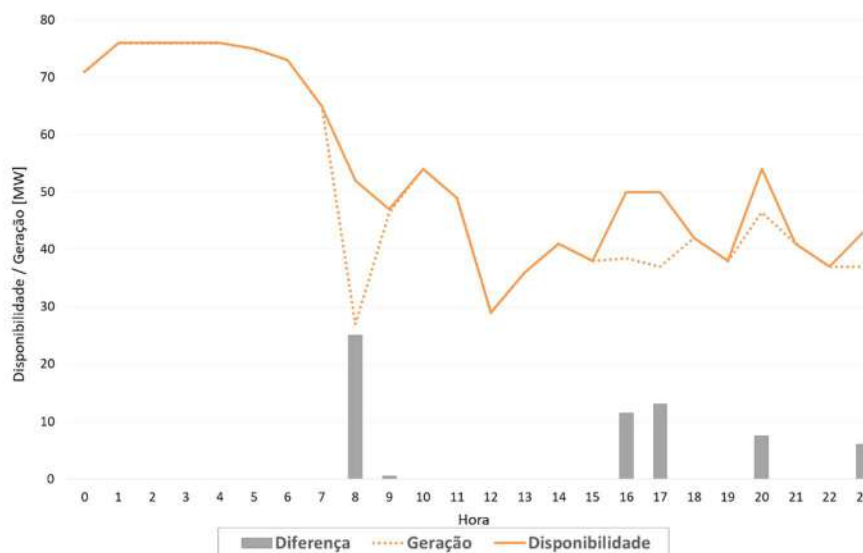


Figura 29 – Geração e disponibilidade da usina eólica da barra 2 (30% profundidade de penetração) - Prio

O resultado da simulação considerando que a geração eólica é compulsória está apresentado na Figura 30. Os resultados mostram que, caso não fosse possível reduzir a geração eólica, seria necessário desligar a usina térmica 1 no início do dia e a usina térmica 3 no final do dia, de forma que, respeitando os tempos mínimos de cada usina, nos horários 8, 9, 16, 17, 20 e 23 as três usinas térmicas não estejam acionadas ao mesmo tempo.

Isso conduz à elevação na geração térmica da barra 2, que passa a ser acionada o dia todo, além de gerar valores superiores à sua geração mínima de acionamento em

alguns horários. Ou seja, é necessário “trocar” geração térmica mais barata (R\$10,50/MWh e R\$ 70,00/MWh) por geração térmica mais cara (R\$ 119,52/MWh).

Essa diferença no despacho das usinas térmicas conduz a um custo total diário de operação do sistema de R\$ 414.843,00 com a geração eólica modelada como compulsória, enquanto que o custo é de R\$ 298.953,00 com a geração eólica modelada como prioritária. Ou seja, mais uma vez, limitar a geração eólica injetada na rede pode conduzir a uma operação global mais barata.

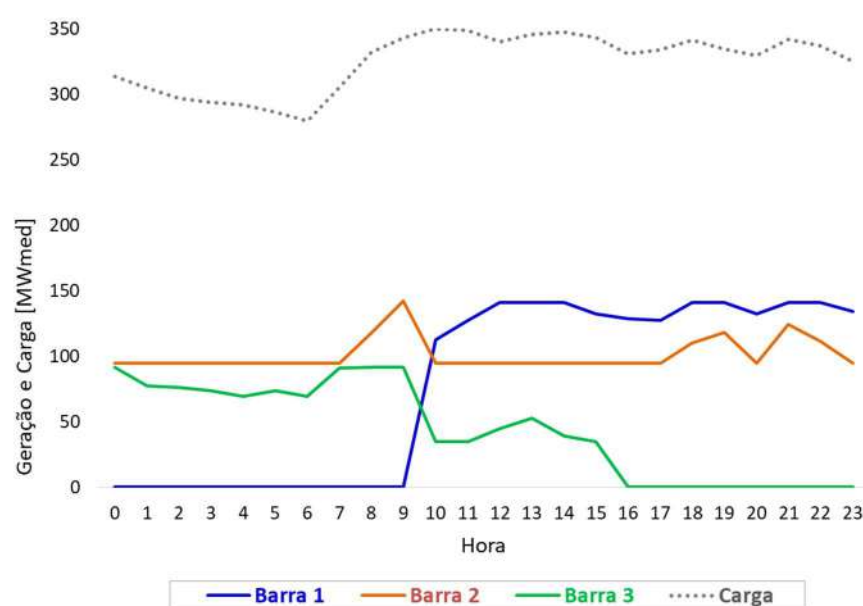


Figura 30 – Despacho de geração térmica (30% profundidade de penetração) - Comp

Custo Marginal de Operação

A Figura 31 mostra o CMO das três barras do sistema para a simulação prioritária. Para a barra 1, observam-se três valores de CMO ao longo do dia: R\$ 10,50/MWh, que é o CVU da usina conectada à essa barra; R\$ 70,00/MWh, que é o CVU da usina conectada à barra 3 e R\$ 0,00/MWh.

Esse resultado pode causar estranheza, visto que a capacidade de geração da usina 1 é superior ao máximo que pode ser exportado por essa barra, conduzindo ao entendimento dos itens anteriores de que sempre que essa usina estivesse ligada, o seu

CMO seria igual ao CVU. Contudo, com a inserção da geração eólica ocorrem duas situações que mudam esse comportamento.

Primeiramente, em todos os períodos em que houve corte de geração eólica por escolha do modelo (8, 9, 16, 17, 20 e 23), o custo marginal de todas as barras do sistema é nulo, visto que qualquer incremento na demanda seria atendido por redução no corte da geração eólica, que não possui custo incremental.

A outra situação é a manutenção da geração da usina da barra 1 em seu valor máximo (períodos 13, 14 e 15), igualando o CMO da barra 1 ao CVU da usina da barra 3, que se encontra gerando mais do que seu mínimo de acionamento e menos do que sua disponibilidade máxima.

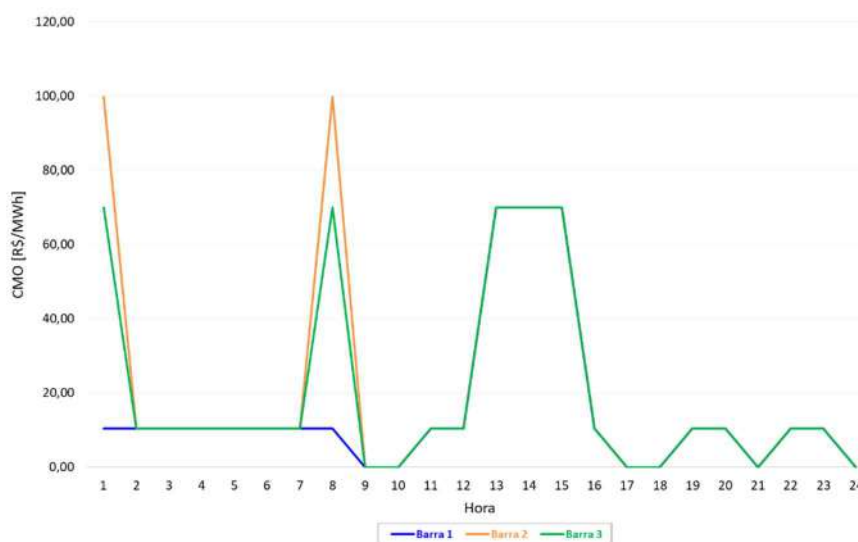


Figura 31 – CMO do sistema para um dos cenários (30% profundidade de penetração)

Análises similares podem ser realizadas para os CMO das demais barras, com o reforço dos resultados já vistos nesse trabalho.

Análise dos 120 Cenários de Geração Eólica

São estudados 120 dias, sem encadeamento entre eles, com 120 cenários de 24 períodos horários de disponibilidade de geração eólica. Para cada dia são realizadas duas simulações distintas: geração eólica como fonte prioritária e geração eólica como fonte

compulsória. Conforme explicado anteriormente, a geração prioritária pode ser modulada de acordo com decisão do modelo de otimização, de forma que o despacho final da geração eólica pode ser inferior à sua disponibilidade de geração. Já a geração eólica como fonte compulsória não permite decisão sobre essa geração, a qual se mantém igual à sua disponibilidade em todos os períodos.

Custos de Operação

A análise do cenário único do item anterior mostrou que quando a geração eólica é modelada como fonte prioritária, o custo total de operação pode se reduzir, através da escolha do modelo em reduzir a geração eólica injetada na rede, conferindo maior flexibilidade ao despacho térmico.

A análise dos 120 cenários confirma que o custo total de operação se reduz quando o modelo possui flexibilidade no despacho da geração eólica, mostrando, mais uma vez, que, quando modeladas as restrições de unit commitment térmico, uma elevação da carga líquida do sistema pode conduzir a uma redução do custo total de operação.

A Tabela 7 apresenta a média do custo diário total de operação para os 120 cenários. Para as simulações compulsórias, esse custo é superior em R\$ 8.349,37 em relação às simulações prioritárias.

Tabela 7 – Custo total de operação dos cenários (30% profundidade de penetração)

Geração Eólica	Média do Custo Diário de Operação [R\$]
Prioritária	369.216,46
Compulsória	377.565,83

A Figura 32 mostra o custo total de operação de cada um dos cenários e diferença de custo entre as simulações prioritárias e compulsórias.

Observa-se que, em, aproximadamente, 37% dos cenários, o custo de operação da simulação compulsória é maior do que o custo de operação da simulação prioritária. Nos demais cenários os custos são iguais, dentro da precisão de resolução do problema.

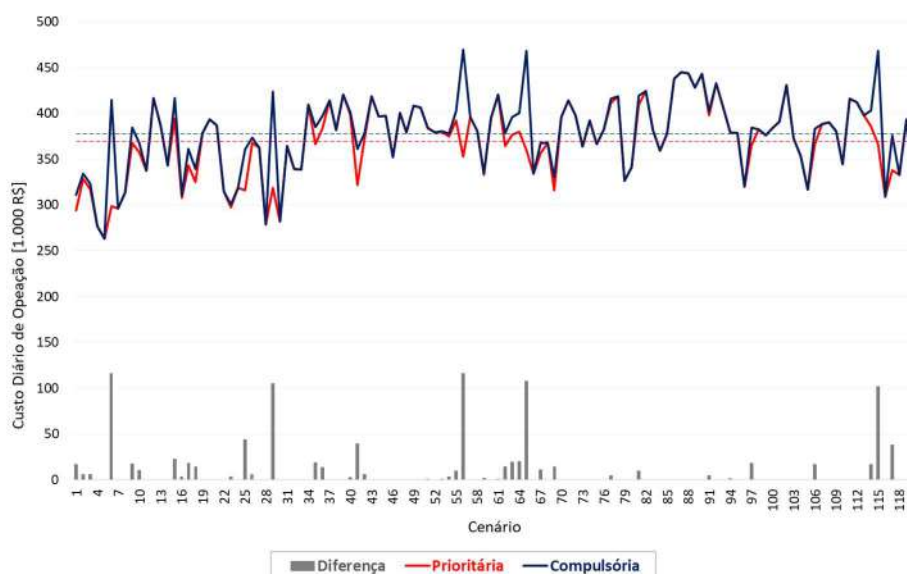


Figura 32 – Custo total de operação dos cenários (30% profundidade de penetração)

Redução da Geração Eólica

A Figura 33 apresenta a redução total de geração eólica em cada um dos cenários. Ocorreu corte de geração eólica em 38% dos cenários, em ao menos um período horário. A média do corte total nos cenários é de 6 MWh, enquanto que o corte máximo é de 103,5 MWh. Em termos de energia média diária, a redução de geração eólica nos cenários é de 0,27 MWmed, frente a uma disponibilidade de 64 MWmed.

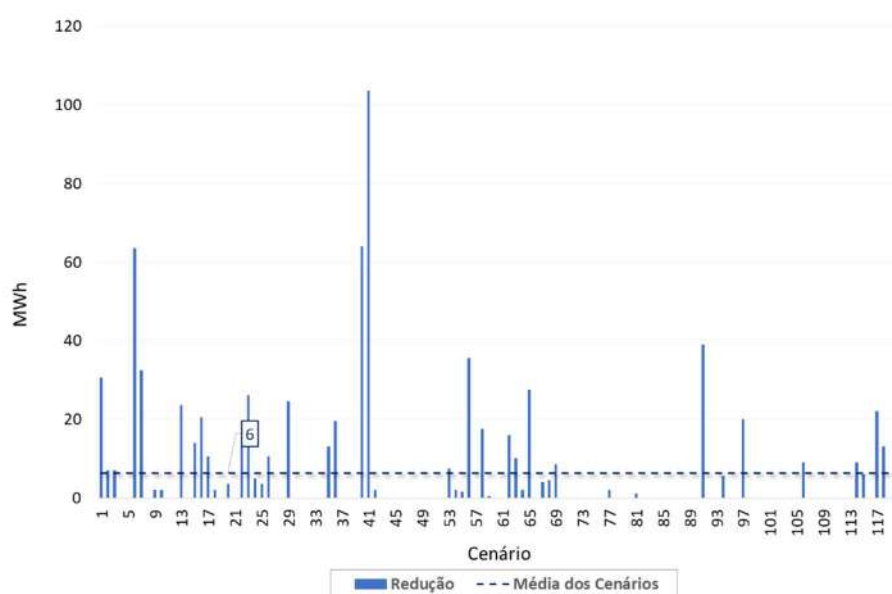


Figura 33 – Redução total na geração eólica em cada cenário

A Figura 34 mostra a curva de permanência do número de ocorrências de corte de geração eólica nos 120 cenários. O número máximo de períodos com corte em um mesmo dia é 8, enquanto que em 42% dos cenários não ocorre redução em nenhum período. Na média dos cenários, a redução na geração eólica ocorre em 0,76 períodos por dia.

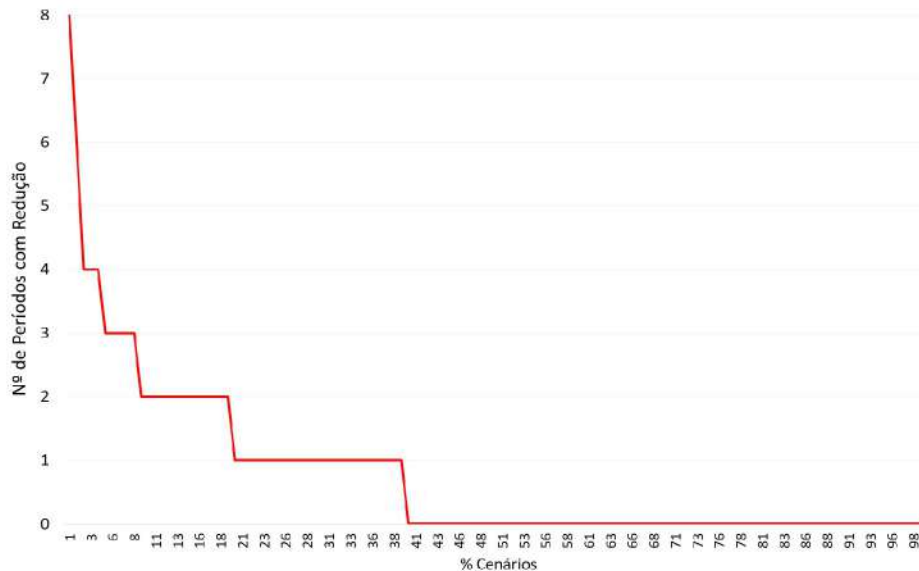


Figura 34 – Permanência do número de períodos com corte de geração eólica nos 120 cenários

Os resultados confirmam que, dada a opção, o modelo muitas vezes “escolhe” aumentar sua carga líquida como forma de reduzir o custo total de operação do sistema. A análise dos dados mostra que é possível obter-se redução significativa no custo de operação a partir de reduções singelas na geração eólica. Isso ocorre, pois, as reduções ocorrem pontualmente nos períodos de carga mais baixa, evitando a necessidade do desligamento de usinas térmicas mais baratas por períodos prolongados.

5.6.2 Profundidade de Penetração da Geração Eólica: 40%

Considerando uma profundidade de penetração da geração eólica de 40%, a capacidade da geração térmica original do sistema se reduz à 60% do original, conforme Tabela 8.

Tabela 8 – Capacidade instalada do sistema (40% profundidade de penetração)

Capacidade Instalada [MW]	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Sistema
Térmica	120,6	163,2	78,6	362,4
Eólica	80,4	108,8	52,4	241,6
Total	201	272	131	604,0

Com a alteração da capacidade instalada das usinas térmicas, a geração mínima de acionamento de cada unidade também foi alterada, proporcionalmente à capacidade máxima, conforme Tabela 9.

Tabela 9 – Restrições operativas do parque gerador térmico (40% profundidade de penetração)

Gerador	G _{máx} [MW]	G _{mín} [MW]	CVU [R\$/MWh]	Custo Acionamento [R\$]	Tempo Mínimo ON [h]	Tempo Mínimo OFF [h]
1	120,6	90	10,50	10.000,00	10	10
2	163,2	81	119,52	6.000,00	2	2
3	78,6	30	70,00	8.000,00	4	6

Custos de Operação

A Tabela 10 mostra média do custo total de operação para os 120 cenários de geração eólica, com ambas profundidades de penetração (30 e 40%), para as simulações com geração eólica prioritária e compulsória.

Com 40%, repete-se o resultado de custo de operação mais baixo quando o modelo possui a opção de reduzir a geração eólica. Entre as duas profundidades, o custo de operação com 40% é inferior ao de 30%, resultado esperado, visto que existe mais geração com custo variável nulo (geração eólica) atendendo à curva de carga do sistema.

Tabela 10 – Custo total de operação dos cenários (40% profundidade de penetração)

Geração Eólica	Média do Custo Total de Operação [R\$]	
	30 %	40%

Prioritária	369.216,46	350.965,41
Compulsória	377.565,83	360.463,45

A Figura 35 mostra o custo total de operação de cada um dos cenários e diferença de custo entre as simulações prioritárias e compulsórias. Observa-se que em 30% dos cenários o custo de operação da simulação compulsória é maior do que o custo de operação da simulação prioritária.

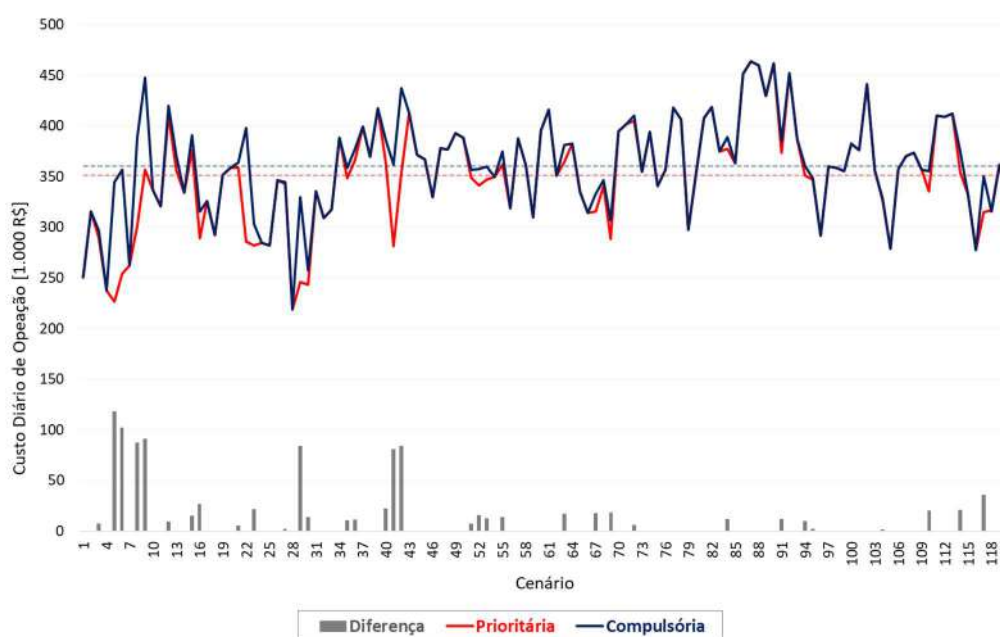


Figura 35 – Custo total de operação dos cenários (40% profundidade de penetração)

Redução na Geração Eólica

A Figura 36 apresenta a redução total de geração eólica em cada um dos cenários. Ocorreu corte de geração eólica em 42% dos cenários, em ao menos um período horário. A média do corte total nos cenários é de 7,4 MWh, enquanto que o corte máximo é de 149 MWh. Em termos de energia média diária, a redução de geração eólica nos cenários é de 0,31 MWmed, frente a uma disponibilidade de 86 MWmed. A Tabela 11 resume esses resultados, comparando-os com a simulação com 30% de penetração.

Tabela 11 – Resumo dos dados de corte de geração eólica (30% x 40%)

	Ocorrência de Corte nos Cenários	Corte Total [MWh]	Corte Máximo [MWh]	Corte/Disponibilidade Média [MWmed]
30%	38%	6,4	103,5	0,27 / 64 (0,42%)
40%	42%	7,4	149,0	0,31 / 86 (0,36%)

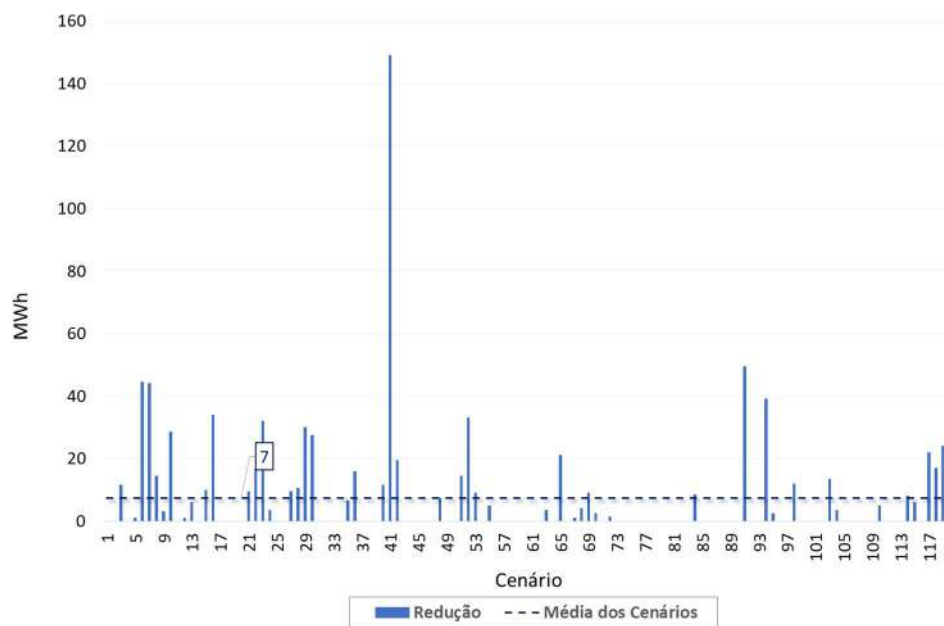


Figura 36 – Redução total na geração eólica em cada cenário

A Figura 37 mostra as curvas de permanência do número de períodos com corte de geração eólica para os 120 cenários simulados, com 30 e 40% de profundidade de penetração da geração eólica. Observa-se que os casos com 40% de penetração possuem menor ocorrência de corte de geração em muitos períodos no mesmo dia. Por outro lado, o corte de geração em apenas 1 ou 2 períodos por dia ocorre mais nesse caso do que com a penetração de 30%.

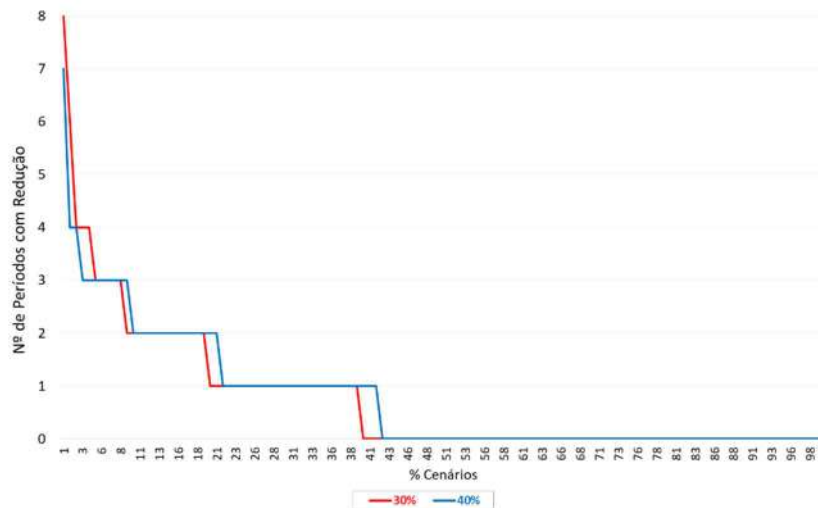


Figura 37 – Permanência do número de períodos com corte de geração eólica nos 120 cenários (30 x 40%)

5.7 Conclusões com o Sistema Teste

Nesse capítulo foi apresentado um sistema teste de 3 barras e 3 linhas, com matriz de geração inicialmente puramente térmica e evoluída para a inclusão de geração eólica. As usinas térmicas desse sistema são tais que se modela a diversidade de geração térmica com diferentes combustíveis e tecnologias, acarretando em diferentes restrições operativas, com objetivo de incorporar os desafios da coordenação térmica frente à variabilidade da geração intermitente.

Primeiramente foi analisada a resposta do sistema puramente térmico a uma curva diária de carga sem a consideração do *Unit Commitment Térmico*. Em seguida, incorporaram-se as restrições de tempos mínimos ligado/desligado e gerações mínimas de acionamento das usinas térmicas. Com isso, observou-se que o problema se torna muito mais complexo e mais caro, além da ocorrência de custos marginais de operação com comportamentos diferentes do observado atualmente no sistema elétrico brasileiro, que ainda não utiliza o modelo de PDO na formação do CMO.

Construiu-se o conceito de que, em se tratando de Programação Inteira Mista, elevações de demanda podem conduzir a reduções de custo de operação. Para tanto, além de análise minuciosa de exemplos palatáveis, foi construída uma Função Valor para o sistema 3 barras.

Finalmente, foi incorporada a geração eólica, com o desenvolvimento dos conceitos de modelagem compulsória e prioritária. Foi provado que a modelagem da geração eólica como prioritária permite que o modelo de otimização utilize o corte de geração eólica na solução de menor custo total de operação.

Esse resultado é fruto da alta disponibilidade de geração eólica nos períodos de carga baixa, quando poderia ser necessário realizar operações de desligamento de usinas térmicas mais baratas para alocação total da disponibilidade de geração eólica, conduzindo a pontos operativos desfavoráveis nos demais períodos, quando a demanda de energia elétrica é mais elevada.

O estudo de penetração de 30 e 40% da geração eólica mostrou que, por mais que haja aumento médio de corte de geração eólica com 40% de penetração em relação à 30%, os demais resultados não são significativos.

A simulação dos cenários com fatores de capacidade verificados entre janeiro e abril de 2017 em usinas do litoral e do interior da região nordeste brasileira provam que a opção de corte de geração eólica para otimização econômica do sistema não é pontual e que sua consideração na determinação do despacho de geração na PDO pode trazer benefícios significativos de redução custo, sem, entretanto, possuir impacto elevado na geração eólica total.

6 SISTEMA DE ESTUDO

6.1 O Sistema

Os estudos do capítulo anterior serão estendidos a um sistema baseado no IEEE Reliability Test System – RTS de 1 área de 1996 [32]. Esse sistema conta com 24 barras e 38 circuitos, conforme topologia da Figura 38.

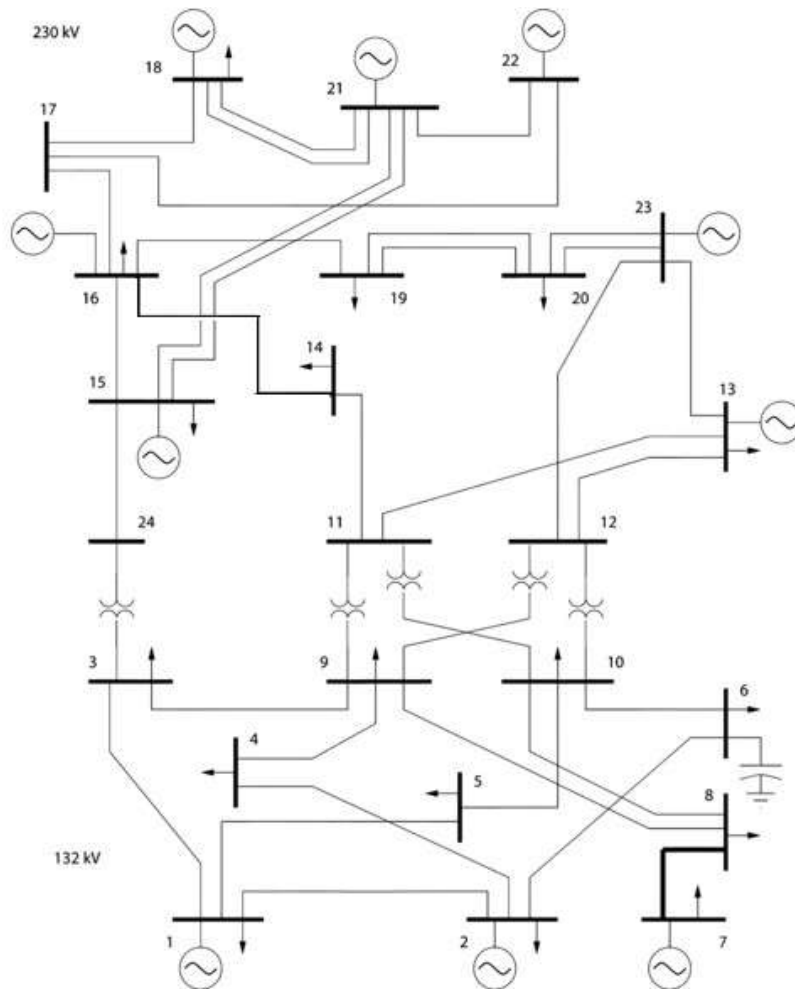


Figura 38 – Topologia do RTS-96 de 1 área

Os dados de interesse dos circuitos estão apresentados na Tabela 12, a seguir. Como a modelagem utilizada nos estudos simula a rede elétrica a partir de fluxo linearizado de potência sem cálculo das perdas, os dados necessários para as simulações são apenas os dados de capacidade máxima de transferência de energia em cada circuito e os dados das respectivas reatâncias. Para a capacidade máxima de transferência de energia entre as barras do sistema, verificou-se a necessidade de utilizar dados mais restritivos do que os

dados do RTS-96 original, de forma que os fluxos calculados na otimização da operação se aproximassem e/ou iguallassem às capacidades dos circuitos em ao menos alguns trechos e períodos simulados.

Tabela 12 – Dados do sistema de transmissão

Barra DE	Barra PARA	Reatância [%]	Capacidade Original [MW]	Capacidade Reduzida [MW]
1	2	1.39	175	140
1	3	21.12	175	140
1	5	8.45	175	140
2	4	12.67	175	140
2	6	19.2	175	140
3	9	11.9	175	140
3	24	8.39	400	224
4	9	10.37	175	140
5	10	8.83	175	140
6	10	6.05	175	140
7	8	6.14	175	140
8	9	16.51	175	140
8	10	16.51	175	98
9	11	8.39	400	320
9	12	8.39	400	320
10	11	8.39	400	320
10	12	8.39	400	320
11	13	4.76	500	400
11	14	4.18	500	400
12	13	4.76	500	400
12	23	9.66	500	400
13	23	8.65	500	400
14	16	5.89	500	280

15	16	1.73	500	400
15	21	4.9	500	400
15	21	4.9	500	400
15	24	5.19	500	400
16	17	2.59	500	280
16	19	2.31	500	280
17	18	1.44	500	400
17	22	10.53	500	400
18	21	2.59	500	400
18	21	2.59	500	400
19	20	3.96	500	400
19	20	3.96	500	400
20	23	2.16	500	400

O parque gerador do sistema foi definido de forma que a potência instalada por barra se aproximasse da potência instalada original do RTS-96, conforme Tabela 13.

Tabela 13 – Potência instalada

Barra	RTS-96 Original		RTS-96 Modificado	
	Potência Instalada [MW]	Nº de Unidades Geradoras	Potência Instalada [MW]	Nº de Unidades Geradoras Convencionais
1	192	4	192	2
2	192	4	192	3
7	300	3	300	7
13	591	3	591	3
15	215	6	215	1
16	155	1	155	4
18	400	1	400	4

21	400	1	396	6
22	300	6	365	1
23	660	3	660	7
Total	3.405	32	3.466	38

As unidades geradoras convencionais se referem às unidades das usinas térmicas e hidráulicas. O sistema modelado conta, ainda, com usinas eólicas, as quais compõem a potência instalada apresentada na Tabela 13.

A composição do parque gerador do sistema modelado se baseia na configuração do parque gerador da região Nordeste do Brasil em dezembro/2017 [1]. A Figura 39 apresenta essa configuração.

Como a capacidade de recebimento de energia pelo Nordeste, proveniente das demais regiões do SIN, é de 13% de sua capacidade total de atendimento à carga, e a capacidade de geração de energia das demais regiões provém, aproximadamente, 75% de usinas hidráulicas e 25% de usinas térmicas, adiciona-se 10% ($13\% \times 75\% \cong 10\%$) à capacidade hidráulica interna de 35% e 3% ($13\% \times 25\% \cong 3\%$) à capacidade térmica interna de 23%.

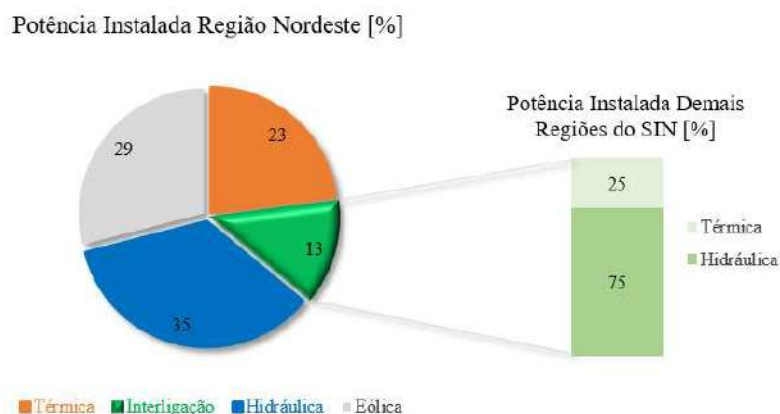


Figura 39 – Parque gerador região Nordeste em dezembro/2017

Assim, a divisão final do parque gerador modelado nas simulações está apresentada na Figura 40, a seguir. Individualmente, o parque é composto por 5 usinas hidráulicas com 45% da potência instalada total do sistema, 6 usinas térmicas com 26% e 8 barras

com injeção de geração eólica com 29%, atingindo a potência instalada total de 3.466 MW.

Potência Instalada RTS Modificado [%]

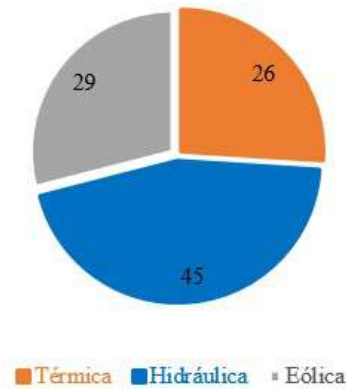


Figura 40 – Parque gerador simulado

6.1.1 Parque Gerador Térmico

O parque térmico é baseado em usinas reais do sistema elétrico brasileiro [50] e suas principais características estão apresentadas nas Tabela 14 e Tabela 15, para cada unidade geradora que o compõe. Apenas os dados de custo de acionamento das unidades geradoras foram obtidos com base em dados genéricos da literatura [80], e não com base em dados operativos reais de cada unidade.

Tabela 14 - Restrições operativas do parque gerador térmico

Usina	Barra	Unidade	G _{máx} [MW]	G _{mín} [MW]	Tempo Mínimo ON [h]	Tempo Mínimo OFF [h]	Rampa Subida Usina [MW/h]	Rampa Descida Usina [MW/h]
1	22	1	365	240	99	24	240	240
2	16	1 a 3	30	20	72	99	86	140
		4	50	26	72	99		

3	15	1	186	100	72	48	100	186
4	2	1 a 3	17	13	1	1	39	50
5	23	1 a 4	14	5	1	1	56	56
6	7	1 a 7	14	0,5	3	1	94	94

Tabela 15 – Custos de operação do parque gerador térmico

Usina	Barra	Unidade	CVU [R\$/MWh]	Custo de Acionamento [R\$]
1	22	1	177,68	134.000,00
2	16	1 a 3	218,10	16.400,00
		4		27.300,00
3	15	1	279,04	33.200,00
4	2	1 a 3	385,03	5.700,00
5	23	1 a 4	756,39	4.700,00
6	7	1 a 7	838,60	4.700,00

Observa-se que quanto mais barato o custo variável, mais inflexível é a operação da usina térmica. A usina com menor custo variável do sistema apresenta o maior tempo mínimo de acionamento, 99 horas. Para as usinas 1 a 3, as quais possuem os menores custos variáveis, uma troca de estado entre ligada e desligada significa manutenção mínima do novo estado de 24 a 99 horas. Já para as usinas 4 a 6, as quais possuem os maiores custos variáveis do sistema, a restrição de manutenção do novo estado varia apenas de 1 a 3 horas.

Também são consideradas as rampas de tomada e descida de carga das usinas. Mais uma vez, as usinas mais caras são mais flexíveis do que as usinas de custos variáveis menores, podendo, após cumprirem seus tempos mínimos de permanência em um determinado estado, atingir suas potências máximas, ou desligarem-se por completo, mais rapidamente. Por exemplo, as usinas 5 e 6 podem variar entre suas potências máximas e

zero, e vice-versa, em apenas um período horário. Já a usina 1, precisa de dois períodos horários para realizar tal variação de geração.

Adicionalmente, as usinas 1 e 3 possuem as maiores potências individuais do parque térmico, com 365 MW e 186 MW, respectivamente, divididas em apenas 2 unidades geradoras. A potência somada dessas duas usinas, de 551 MW, representa 62% da capacidade de geração térmica do sistema, enquanto que as demais usinas, com 335 MW, divididos em 18 unidades geradoras, representam os demais 38%.

Assim, o acionamento de apenas essas 2 unidades geradoras representa a geração compulsória mínima de 240 MW e 100 MW, respectivamente, que, conjuntamente, representa em torno de 38% da capacidade de geração térmica do sistema.

Os custos de acionamento das unidades refletem seus graus de flexibilidade, visto que as usinas com restrições mais severas, de menores custos variáveis, possuem os maiores custos de acionamento. Esse comportamento é esperado, visto que as usinas com custos variáveis mais baratas são projetadas com a expectativa de operação na base da curva de carga do sistema, sem considerar operações de liga-desliga intradiários para acompanhamento da flutuação da curva de carga líquida do sistema.

6.1.2 Parque Gerador Hidráulico

O parque hidráulico é baseado em usinas reais do sistema elétrico brasileiro [50] e suas principais características estão apresentadas na Tabela 16.

Tabela 16 – Parque gerador hidráulico

Usina	Barra	Nº de Unidades Geradoras	G _{máx} [MW]	G _{mín} [MW]
1	1	2	160	40
2	13	3	462	80
3	18	4	237	96
4	21	6	396	58
5	23	3	399	70

O parque conta com cinco usinas e capacidade instalada total de 1.654 MW. Cada usina possui uma geração mínima associada, correspondente à geração mínima de acionamento de 1 ou 2 de suas unidades geradoras. Por exemplo, a usina 4 possui 6 unidades geradoras, cada uma com capacidade de 66 MW. A geração mínima da usina, de 58 MW, é a geração mínima de acionamento de ao menos uma de suas máquinas.

A geração mínima em cada usina modela diversas restrições operativas, tanto dos reservatórios de usinas hidráulicas, quanto de operação do sistema elétrico.

As restrições para operação do sistema elétrico incluem, por exemplo, manutenção de inércia mínima e/ou número mínimo de unidades geradoras hidráulicas sincronizadas para manutenção da reserva operativa de potência no controle automático de geração – CAG, entre outras.

As restrições dos reservatórios incluem, por exemplo, defluências mínimas para manutenção de vazão sanitária em trechos de rio a jusante do reservatório e/ou vazões mínimas turbinadas para manutenção de nível mínimo de oxigenação da água no canal de fuga das barragens, entre outras. Nesse caso, as restrições de vazão turbinada mínima correspondem diretamente a restrições de geração mínima, enquanto que restrições de vazões defluentes totais mínimas poderiam ser atendidas via vertimento. Assim, caso as restrições de defluência total fossem modeladas com possibilidade de vertimento (restrição em m^3/s mínimo, ao invés de MW mínimo), a geração mínima hidráulica poderia ser reduzida, da mesma forma como pode ocorrer para as usinas eólicas na modelagem proposta nessa dissertação, às custas de vertimento de água.

6.1.3 Parque Gerador Eólico

A geração eólica será modelada a partir de injeções líquidas de potência nas barras que possuam capacidade instalada de geração eólica. O valor líquido das injeções é determinado a partir da capacidade instalada e de curvas de fatores de capacidade verificados em usinas reais do sistema elétrico brasileiro. A Tabela 17 resume os pontos de injeção de geração eólica e a referência utilizada para obtenção dos fatores de capacidade utilizados na simulação.

A referência para o fator de capacidade de cada injeção de geração eólica é o estado brasileiro no qual está instalada a usina eólica real a partir da qual são obtidos os fatores de capacidade utilizados nas simulações. Nota-se que há diversidade nas referências, de forma que os comportamentos dos fatores de capacidade considerados representam a variabilidade natural da geração eólica, bem como a complementariedade que pode ocorrer quando um sistema conta com parques geograficamente bem distribuídos.

Tabela 17 – Parque gerador eólico

Injeção	Barra	Capacidade [MW]	Referência para Fator de Capacidade
1	1	32	Bahia
2	2	142	Rio Grande do Norte
3	7	206	Piauí
4	13	129	Bahia
5	15	29	Ceará
6	16	17	Rio Grande do Norte
7	18	163	Pernambuco
8	23	208	Rio Grande do Norte

A modelagem das usinas eólicas por injeções de potência visa resumir em um ponto único a geração de diversas usinas eólicas próximas geograficamente e que possuam o mesmo comportamento de geração. Assim, a capacidade da Tabela 17 pode modelar tanto, apenas uma usina eólica, quanto um conjunto de usinas que possua curvas de fatores de capacidade similares.

6.2 Curva de Carga

A simulação do sistema de 24 barras será realizada em base horária para um horizonte de 7 dias. Dessa forma, são simulados 168 períodos com duração de uma hora. A forma da curva de carga foi obtida a partir da curva de carga verificada na região

Nordeste brasileira no período de 31/12/2016 a 06/01/2017 [1]. A curva utilizada nas simulações está apresentada na Figura 41, a seguir.

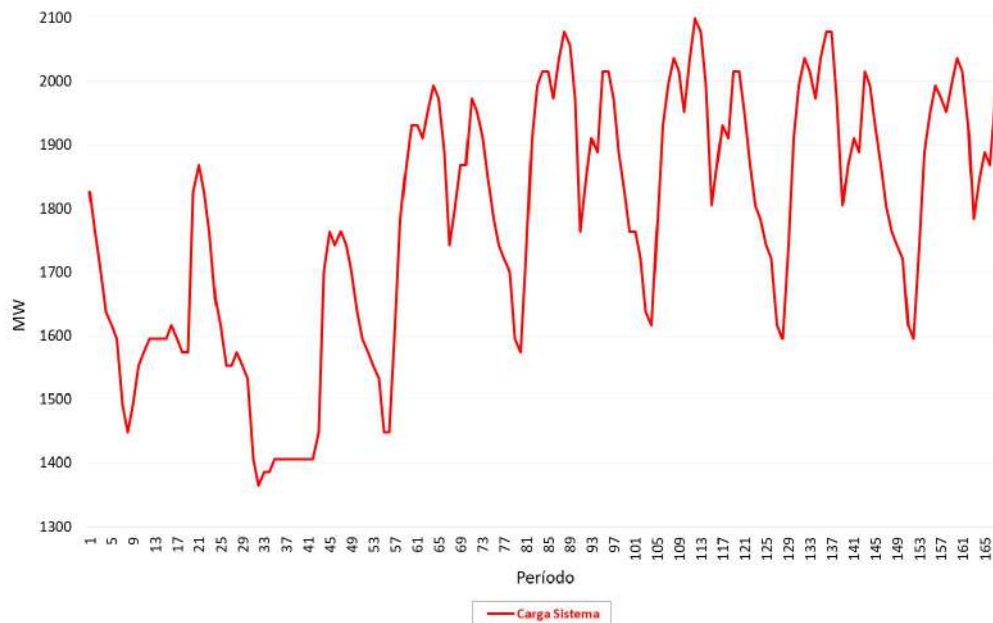


Figura 41 – Curva de carga do sistema 24 barras

A carga máxima ocorre às 15 horas do 5º dia de simulação, em 2.100 MW, enquanto que a carga mínima ocorre às 7 horas do segundo dia de simulação, em 1.364 MW (65% da carga máxima). A simulação se inicia em um sábado e termina em uma sexta-feira, de forma que a carga média diária se eleva a partir do terceiro dia de simulação, nos dias úteis.

Nota-se que o período escolhido para a definição da forma da curva de carga compreende o dia 01/01/2017, um feriado. Tipicamente, em feriados, a carga de energia apresenta valores consideravelmente reduzidos em comparação com dias úteis. Essa escolha é proposital, visto que os estudos com o sistema de 3 barras mostraram que os vales de carga, seguidos de elevação de carga nas próximas horas (no caso da simulação do sistema 24 barras, nas próximas horas e dias), introduzem o problema de geração eólica “competindo” com as restrições de geração mínima e tempo mínimo de acionamento das usinas térmicas.

A divisão da carga do sistema entre as barras se dá de acordo com a

Tabela 18, seguindo a mesma distribuição do RTS-96.

Tabela 18 – Participação de cada barra na carga total do sistema 24 barras

Barra	% Carga Total
1	3.8
2	3.4
3	6.3
4	2.6
5	2.5
6	4.8
7	4.4
8	6.0
9	6.1
10	6.8
11	0
12	0
13	9.3
14	6.8
15	11.1
16	3.5
17	0
18	11.7
19	6.4
20	4.5
21	0
22	0
23	0
24	0

6.3 Curvas de Geração Eólica

Para cada barra com injeção de geração eólica são definidas 120 curvas de disponibilidade, cada uma com 168 (7 dias x 24 horas) períodos de uma hora. As curvas são obtidas pela aplicação dos fatores de capacidade horários verificados em usinas reais do sistema brasileiro entre os dias 01/09/2015 e 18/12/2017 (120 cenários de 7 dias = 840 dias = 20.160 fatores de capacidade horários) às capacidades instaladas de cada barra. Assim, em cada cenário, a disponibilidade de geração eólica de todos os 168 períodos é distinta da disponibilidade dos períodos dos demais cenários.

A Tabela 19 apresenta o resumo dos principais dados estatísticos dos fatores de capacidade considerados na simulação dos 120 cenários, para cada injeção de geração eólica.

Tabela 19 – Resumo dos 20.160 fatores de capacidade horários de cada barra

Injeção	Barra	Mínimo [%]	Máximo [%]	Média [%]	Desvio Padrão [%]
1	1	0	95,47	49,78	32,05
2	2	0	97,82	51,96	24,61
3	7	0	95,54	46,02	29,76
4	13	0	92,42	38,59	24,84
5	15	0	85,95	30,40	20,42
6	16	0	98,56	54,43	26,84
7	18	0	100,00	58,12	30,72
8	23	0	98,07	49,40	25,87

A Figura 42 apresenta as curvas de permanência dos 20.160 fatores de capacidade aplicados à cada ponto de injeção de geração eólica no sistema de 24 barras.

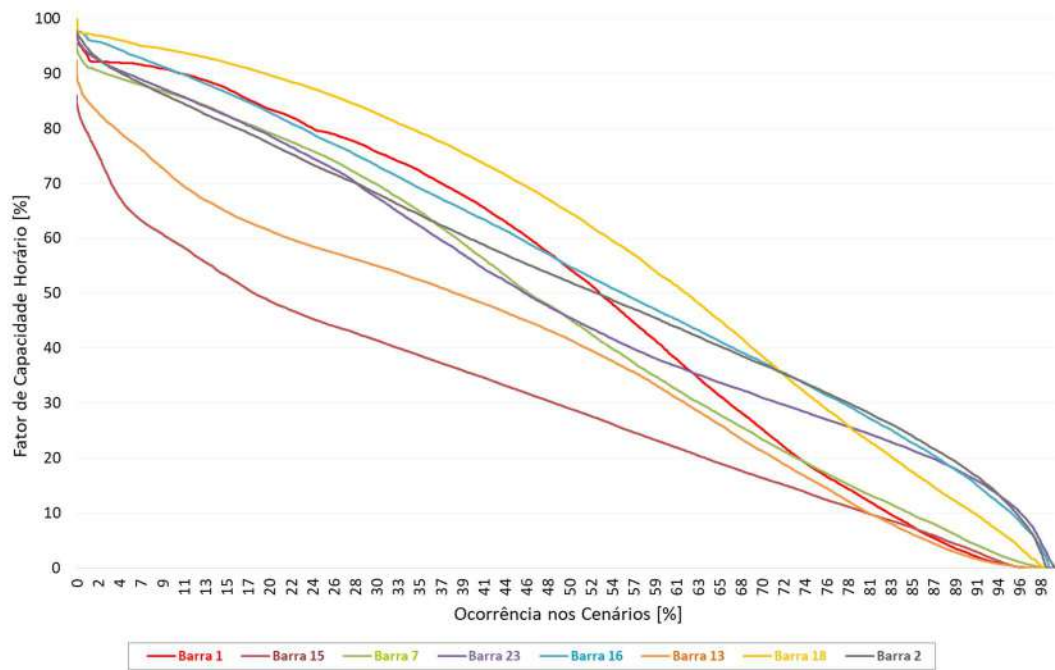


Figura 42 – Curvas de permanência dos 20.160 fatores de capacidade horários de cada barra

Como os fatores foram obtidos em um período que compreende dois anos completos, eles refletem, além da variabilidade intradiária, a sazonalidade típica dos ventos no Nordeste brasileiro.

6.3.1 Consideração da Sazonalidade da Geração Eólica

O impacto da sazonalidade típica dos ventos na região nordeste pode ser avaliado pela separação dos cenários de acordo com os meses fonte dos fatores de capacidade. Como o período de obtenção dos fatores é de setembro/15 a dezembro/17, é possível agrupar a análise dos cenários em grupos de meses que possuem comportamento similar dos ventos.

De acordo com o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [3], pode-se dividir os meses em quatro grupos de 3 meses cada, nos quais o potencial eólico da região nordeste é semelhante. Definem-se, então:

- Grupo 1: 30 cenários dos meses dezembro a fevereiro;
- Grupo 2: 25 cenários dos meses março a maio;
- Grupo 3: 37 cenários dos meses setembro a novembro e

- Grupo 4: 28 cenários dos meses junho a agosto.

Os grupos estão numerados de forma crescente com o aumento típico sazonal das velocidades dos ventos. Ou seja, o grupo 1 conta com os menores fatores de capacidade, enquanto que o grupo 4 conta com os maiores fatores.

6.4 Valor da Água das Usinas Hidráulicas

A simulação do sistema de 24 barras conta com 5 usinas hidráulicas, conforme definição do parque de geração no item 6.1. Assim, diferentemente da simulação do sistema 3 barras, onde o parque de geração conta apenas com usinas térmicas, é necessário gerar uma Função de Custo Futuro - FCF para o sistema 24 barras.

A FCF deve ser capaz de modelar o equilíbrio entre a geração hidráulica e a geração térmica nos períodos de simulação. Quanto mais alto for o valor da água das usinas hidráulicas, consultado na FCF, menor será a geração das usinas hidráulicas e, conseqüentemente, maior será a geração das usinas térmicas. Assim, quanto maior for o valor da água consultado, mais água será preservada nos reservatórios das usinas hidráulicas, à custa de uma geração presente mais cara, pelo acionamento mais intenso das usinas térmicas.

Ou seja, o valor da água vai ser um dos responsáveis por determinar quais usinas térmicas estarão acionadas a cada período, de forma que, se o valor da água for muito elevado, mais usinas térmicas estarão acionadas, logo, mais restrições de unit commitment estarão ativas. Assim, espera-se que, quanto maior for o valor da água, maior será a ocorrência de “competição” entre as restrições operativas das usinas térmicas e as gerações eólicas compulsórias.

Por outro lado, com valores da água mais baixos e o acionamento menos intenso das usinas térmicas, espera-se que haja menos restrições de unit commitment ativas e menor necessidade de geração de usinas eólicas em valores inferiores às suas disponibilidades. Nesse caso, espera-se que a variação da geração hidráulica seja capaz de acompanhar a curva de carga líquida do sistema, sem a necessidade de modulação da geração eólica ou de desligamento de usinas térmicas mais baratas e menos flexíveis, para o acionamento de usinas térmicas mais caras, porém mais flexíveis.

As FCF utilizadas nos estudos desenvolvidos nesse trabalho foram geradas pela execução dos modelos NEWAVE e DECOMP do CEPEL.

6.5 Análise do Cenário 48: Redução do Custo Presente

De forma a consolidar os conceitos e comportamentos do sistema de 24 barras, antes de analisar-se o resultado das simulações dos 120 cenários de geração eólica, estudam-se os resultados de dois cenários específicos. Assim como nas análises do sistema de 3 barras, a geração eólica foi modelada tanto como compulsória, quanto como prioritária.

6.5.1 Despacho de Geração

A Figura 43 apresenta o custo marginal de operação do sistema para a simulação em que a geração eólica é modelada como prioritária. Esse custo marginal é obtido de acordo com a metodologia de [79], desenvolvida nesse trabalho no item 5.3. Ou seja, o CMO do sistema é a média dos CMO das barras de carga, ponderados pelos valores de carga de cada barra.

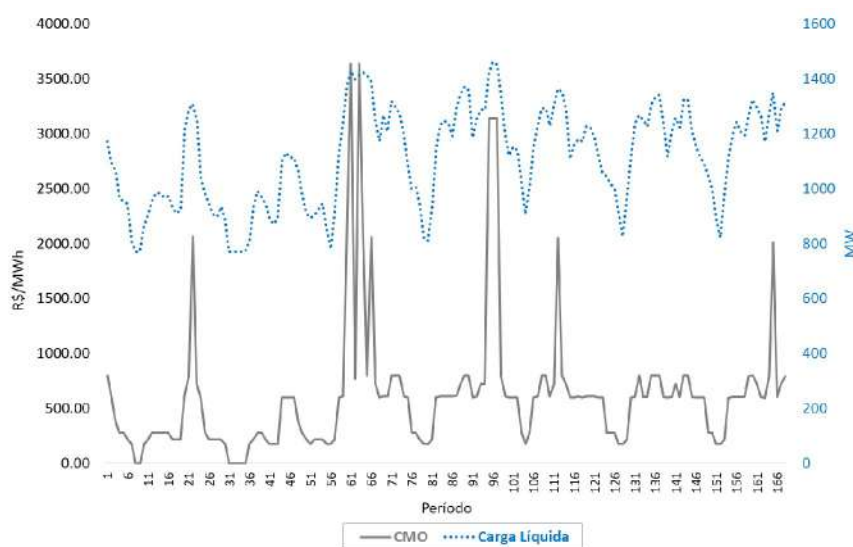


Figura 43 – Custo Marginal de Operação do sistema – GEol prioritária

Observa-se que os valores mínimos de CMO ocorrem diariamente nos vales de carga, em torno das 8 horas. Nos dois primeiros dias, os quais apresentam as menores cargas do horizonte de simulação, o valor mínimo de CMO chega a ser zero (em dois períodos horários do primeiro dia – sábado – e em cinco períodos horários do segundo dia – domingo e feriado). Nos demais dias, os quais são dias úteis, logo, possuem vales de carga menos acentuados do que nos dois primeiros dias, o valor mínimo de CMO é igual ao valor do CVU da usina térmica mais barata da configuração (Figura 44).

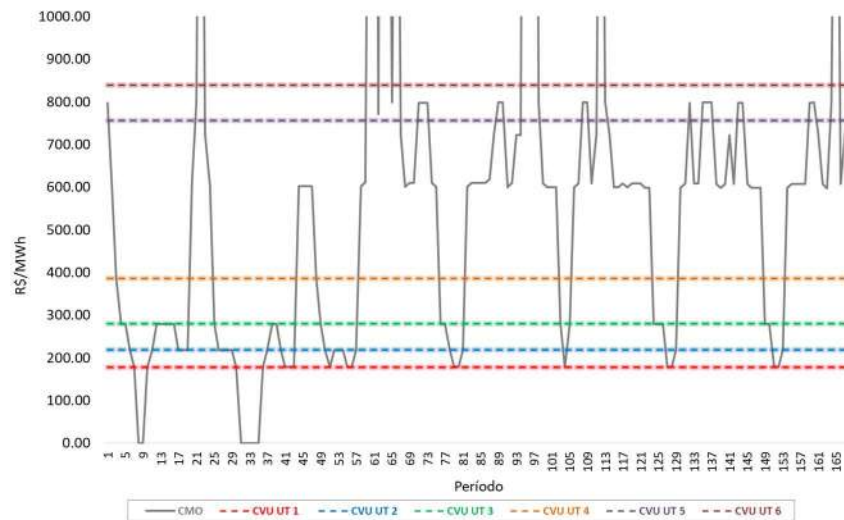


Figura 44 – Custo Marginal de Operação do sistema – GEol prioritária – Zoom

A curva de CMO indica que todas as usinas do parque térmico foram acionadas durante o horizonte de simulação em algum de seus períodos, visto que o CMO chega a atingir valores em torno de R\$ 3.500,00/MWh e o maior CVU da configuração é de R\$ 838,60/MWh. Os picos de CMO ocorrem justamente quando a carga líquida do sistema apresenta seus maiores valores, seja por elevação da demanda de energia elétrica, seja por redução da disponibilidade de geração das usinas eólicas.

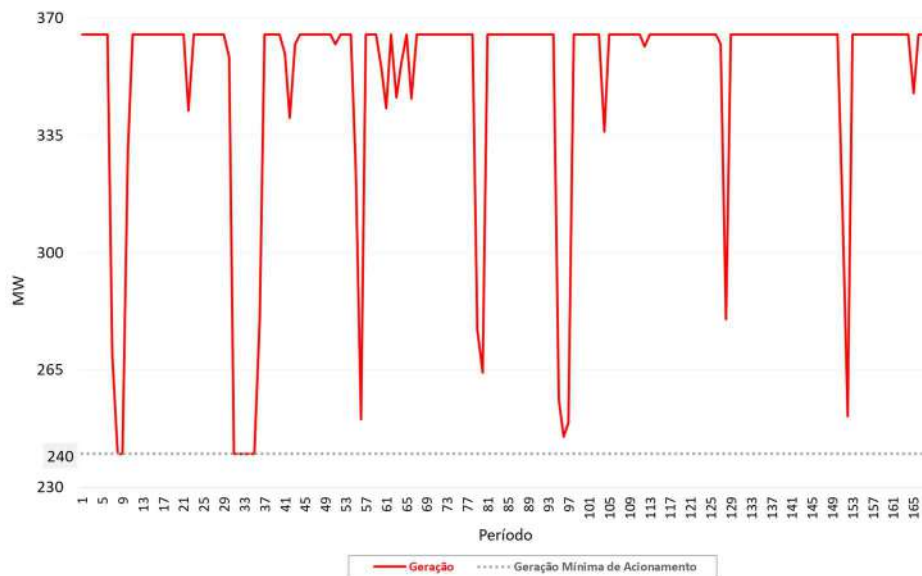


Figura 45 – Geração da usina térmica nº 1 – GEol prioritária

A Figura 45 apresenta a geração da usina térmica mais barata da configuração. A geração dessa usina varia entre o valor mínimo de acionamento e sua capacidade máxima ao longo do horizonte de simulação. A geração atinge seu valor mínimo de acionamento de 240 MW apenas nos dois primeiros dias, nos períodos 8, 9 e 31 a 35, justamente quando o CMO do sistema é nulo. Nos demais dias, mesmo reduzindo a geração da usina à valores inferiores à sua capacidade máxima nos momentos de carga líquida mais baixa, a geração fica superior ao valor mínimo de acionamento.

As Figura 46 e Figura 47 mostram as gerações das usinas térmicas 2 e 3, que possuem o segundo e o terceiro menor CVU do sistema, respectivamente.

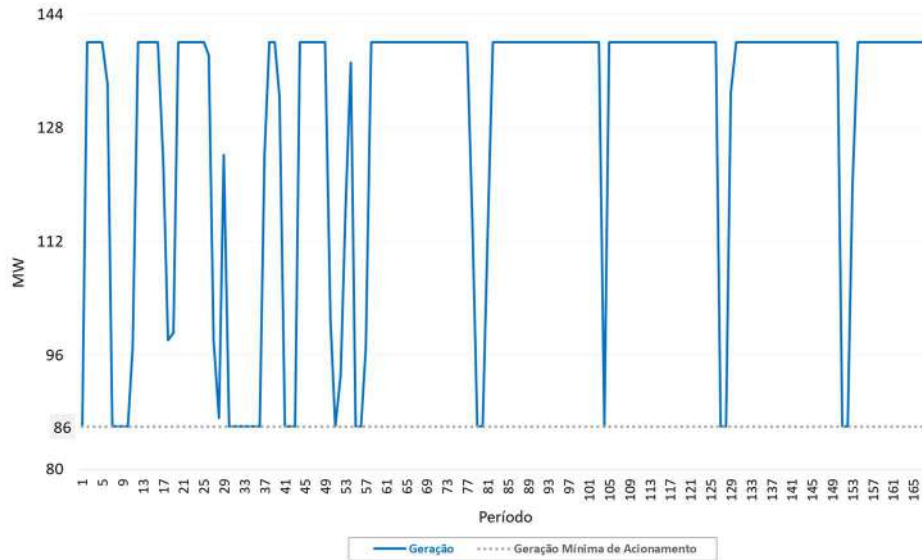


Figura 46 – Geração da usina térmica nº 2 – GEol prioritária

As gerações das usinas térmicas 2 e 3 variam entre seus valores mínimos de acionamento e suas capacidades máximas em todos os dias da simulação. Contudo, diferentemente do que acontece com a usina número 1, as usinas 2 e 3 atingem seus valores mínimos de acionamento, 86 MW e 100 MW, respectivamente, em todos os dias.

As usinas 1 a 3 operam com todas suas unidades geradoras acionadas em todos os períodos do estudo, e suas gerações variam entre a capacidade máxima e o valor mínimo de acionamento, de forma a acompanhar a curva de carga líquida do sistema. A geração dessas usinas passa a maior parte dos períodos no seu valor máximo e se reduz apenas nos vales diários de carga.

Esse comportamento é esperado, visto que essas usinas possuem os menores custos variáveis do sistema, assim como as restrições mais severas de operação (tempos mínimos em cada estado, rampas de variação de geração e custo de acionamento).

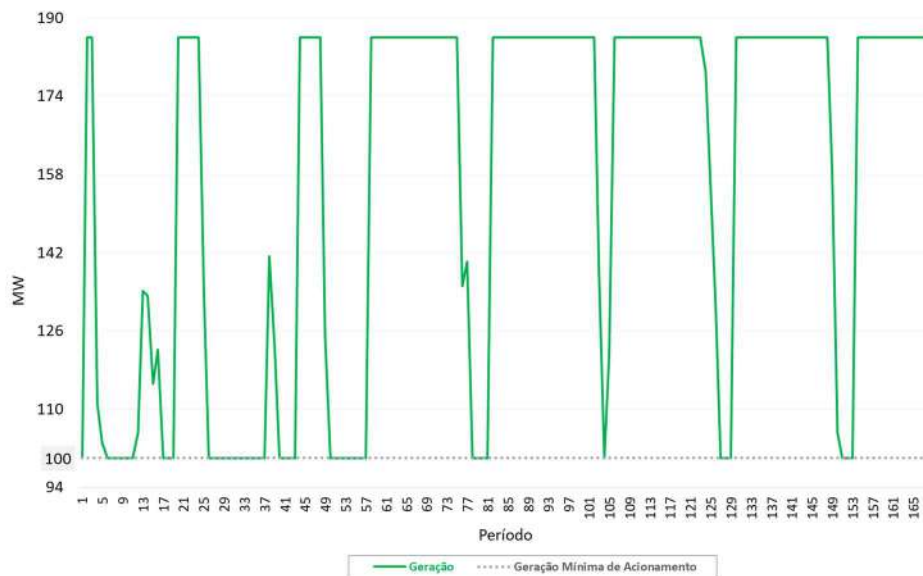


Figura 47 – Geração da usina térmica nº 3 – GEol prioritária

As Figura 48 a Figura 50 apresentam a geração das usinas térmicas 4, 5 e 6. Essas são as usinas mais flexíveis do sistema e com maiores custos variáveis. Essas características se refletem em suas curvas de geração, visto que essas usinas possuem geração nula em diversos períodos e ligam/desligam suas unidades geradoras de forma a atender à carga do sistema nos picos de carga líquida, e a reduzir a geração total do sistema nos vales de carga.

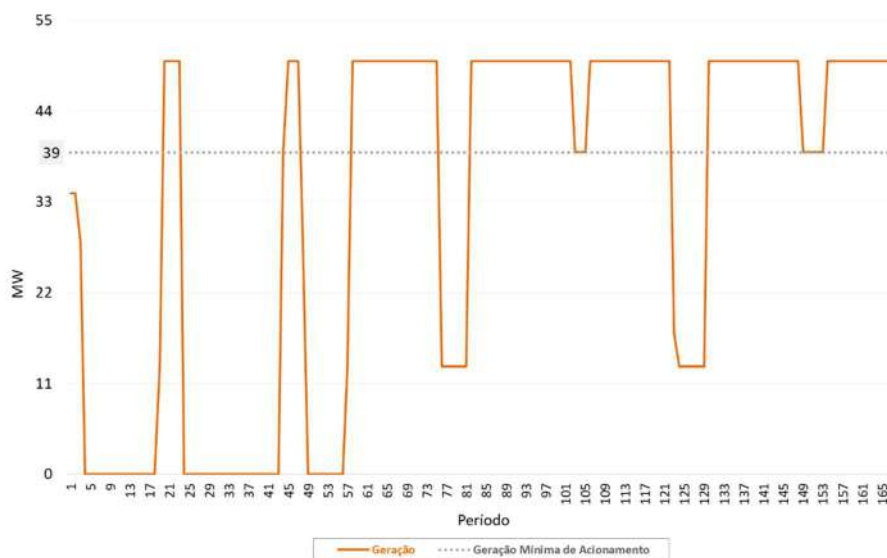


Figura 48 – Geração da usina térmica nº 4 – GEol prioritária

As gerações mínimas de acionamento referenciadas nos gráficos consideram a geração mínima de acionamento simultâneo de todas as unidades geradoras de cada usina. Como as usinas de CVU mais elevado possuem maior número de unidades geradoras,

muitas vezes as usinas geram com apenas algumas de suas máquinas, conferindo maior flexibilidade para a modulação da geração total.

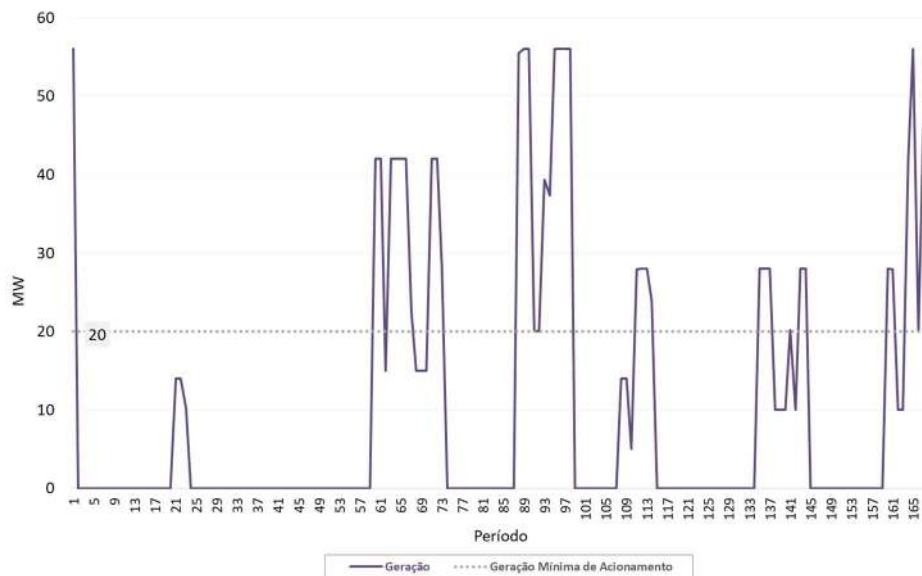


Figura 49 – Geração da usina térmica nº 5 – GEol prioritária

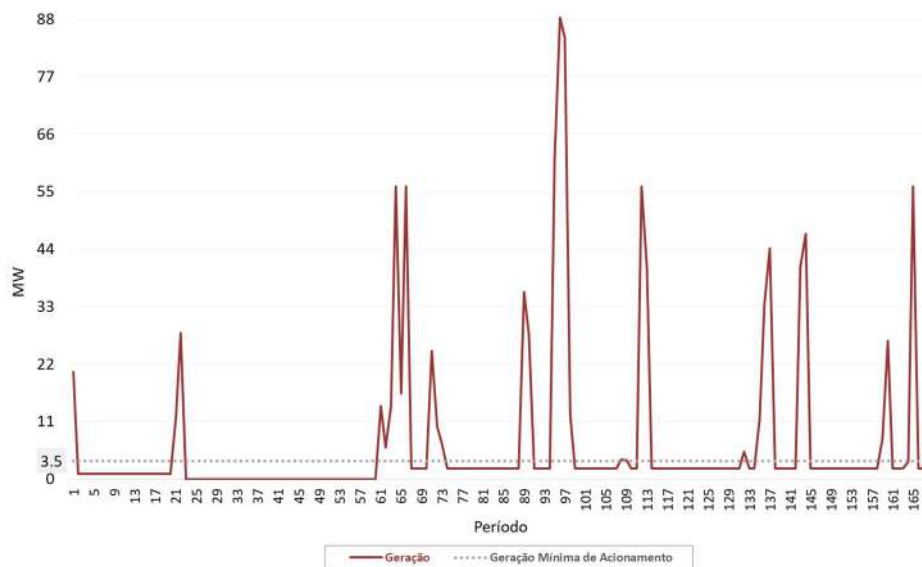


Figura 50 – Geração da usina térmica nº 6 – GEol prioritária

A geração das usinas hidráulicas está apresentada na Figura 51. Nota-se que, ao longo do horizonte de simulação, a geração das usinas hidráulicas 1, 2, 3 e 5 permanece, em quase todos os períodos, minimizada no valor de geração compulsória. Esse resultado indica que o valor da água dessas usinas hidráulicas é mais caro do que o valor da água

da usina 4, a qual eleva sua geração acompanhando a curva de carga ao longo dos períodos.

Também, esse resultado justifica a utilização intensa dos recursos do parque térmico, principalmente das usinas 1 a 4, que geraram próximo às suas capacidades máximas no horizonte simulado, reduzindo suas gerações apenas nos períodos de carga leve, de forma que a geração das usinas hidráulicas pudesse ser mantida minimizada.

Esse resultado está intimamente ligado às observações do item 6.4 Valor da Água das Usinas Hidráulicas. Caso o valor da água das usinas hidráulicas 1, 2, 3 e 5 fosse menor, essas usinas sofreriam elevação das suas gerações, permitindo redução na geração da usina hidráulica número 4 e/ou redução no despacho das usinas térmicas.

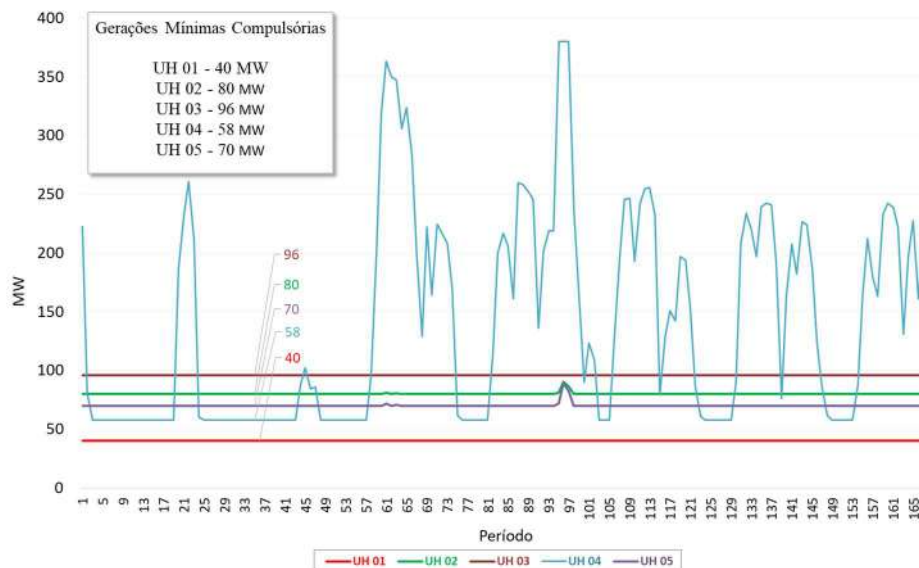


Figura 51 - Geração das usinas hidráulicas – GEol prioritária

6.5.2 Redução de Geração Eólica

Os resultados de CMO e de geração das usinas térmicas e hidráulicas são suficientes para indicar que a geração eólica foi inferior à sua disponibilidade nos períodos em que o CMO do sistema é nulo e em que as gerações das três usinas térmicas mais baratas da configuração são iguais aos seus valores mínimos de acionamento simultaneamente. Nesses períodos, de forma a não ser necessário o desligamento das usinas térmicas 1, 2

e/ou 3, que teriam que permanecer desligadas por ao menos 24, 48 e 99 horas, respectivamente, a geração eólica foi modulada à valores inferiores à sua disponibilidade (Figura 52, Figura 53 e Figura 54).

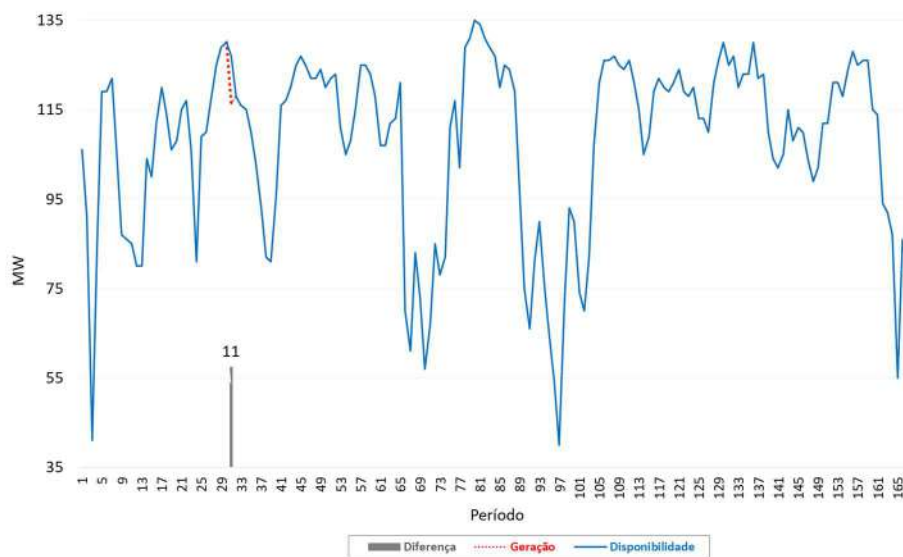


Figura 52 - Geração eólica na barra nº 2 – GEol prioritária

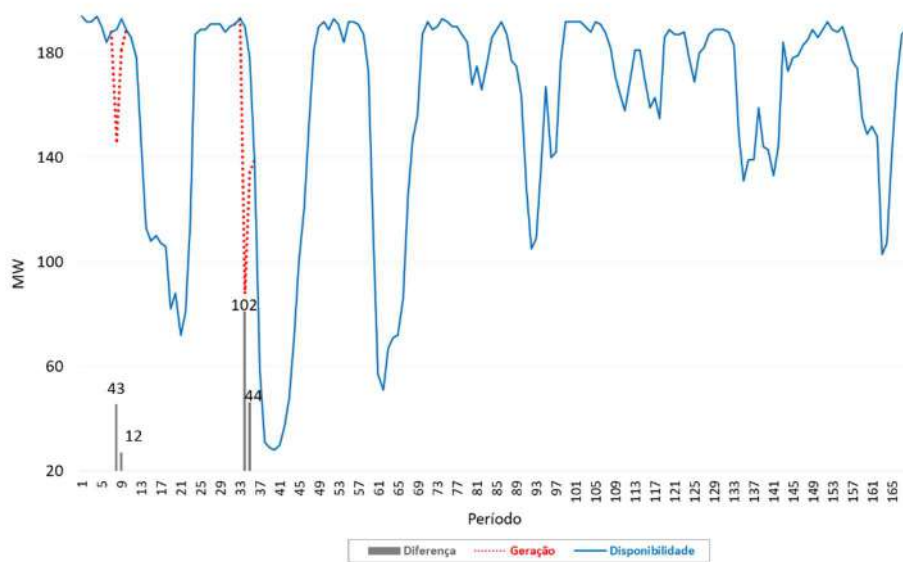


Figura 53 - Geração eólica na barra nº 7 – GEol prioritária

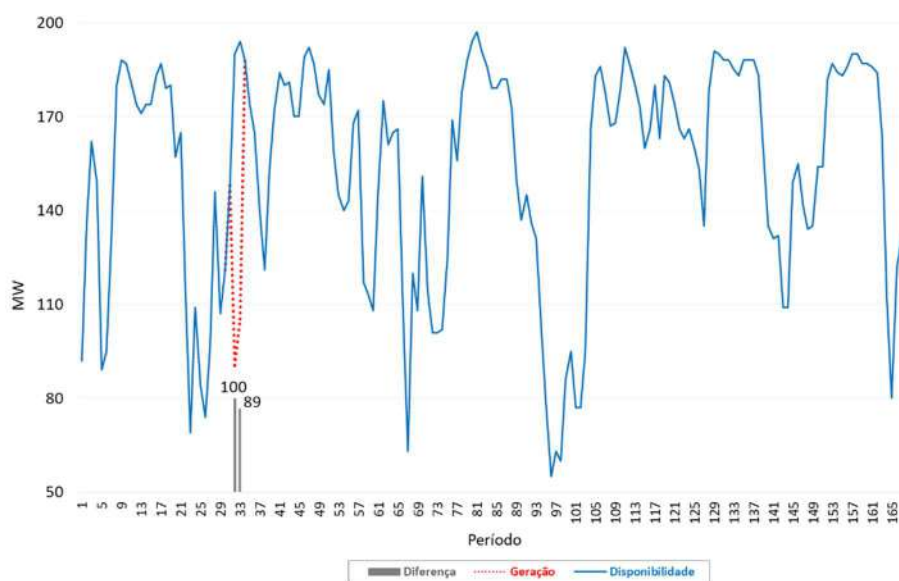


Figura 54 - Geração eólica na barra nº 23 – GEol prioritária

Nos períodos em que a geração eólica foi reduzida em relação à sua disponibilidade máxima, a carga do sistema era inferior ao somatório das gerações mínimas compulsórias das usinas hidráulicas e das gerações mínimas de acionamento das usinas térmicas 1 a 3, conforme Tabela 20.

Tabela 20 – Balanço de atendimento à carga nos períodos com redução de geração eólica

Período	Geração Mínima de Acionamento (T) / Geração Mínima Compulsória (H)	Disponibilidade Eólica [MW] (A)	Carga Total [MW] (B)	Carga Líquida [MW] (B) - (A)
8	Usinas térmicas 1 a 3: 426 MW	677	1448	728
9	240 + 100 + 86 MW	719	1490	759
31		636	1406	759
32	Usinas hidráulicas 1 a 5: 344 MW	594	1364	670
33	40 + 80 + 96 + 58 + 70 MW	615	1385	681
34		615	1385	668
35	Total: 770 MW	636	1406	726

Nesse caso, tendo em vista o atendimento à carga nos períodos seguintes, bem como o valor da água das usinas hidráulicas, a otimização indica a manutenção das unidades geradoras das usinas térmicas 1 a 3 ligadas, de forma que elas possam elevar suas gerações conforme a elevação da curva de carga ao longo do horizonte de simulação.

Caso as usinas térmicas 1 a 3 tivessem que ser desligadas nesses períodos, o sistema não poderia contar com suas gerações para atendimento à carga nos períodos seguintes, sendo necessário o acionamento mais intenso de usinas térmicas mais caras e/ou o deplecionamento dos reservatórios das usinas hidráulicas, com consequente elevação do valor da água e do custo marginal de operação. Esse foi o resultado observado na simulação com modelagem compulsória da geração eólica, conforme Figura 55.

Na simulação compulsória, foi necessário zerar a geração da usina térmica 1, a mais barata do parque térmico, de forma a “acomodar” a geração compulsória das usinas eólicas nos períodos 8, 9 e 31 a 35. Dessa forma, a usina térmica 1 inicia sua geração apenas no período 36, após a ocorrência dos vales de carga líquida. As usinas térmicas 2 e 3 não precisaram ser desligadas e tiveram suas gerações elevadas com relação à simulação prioritária, de forma a compensar parte da geração “perdida” com o não acionamento da usina térmica 1.

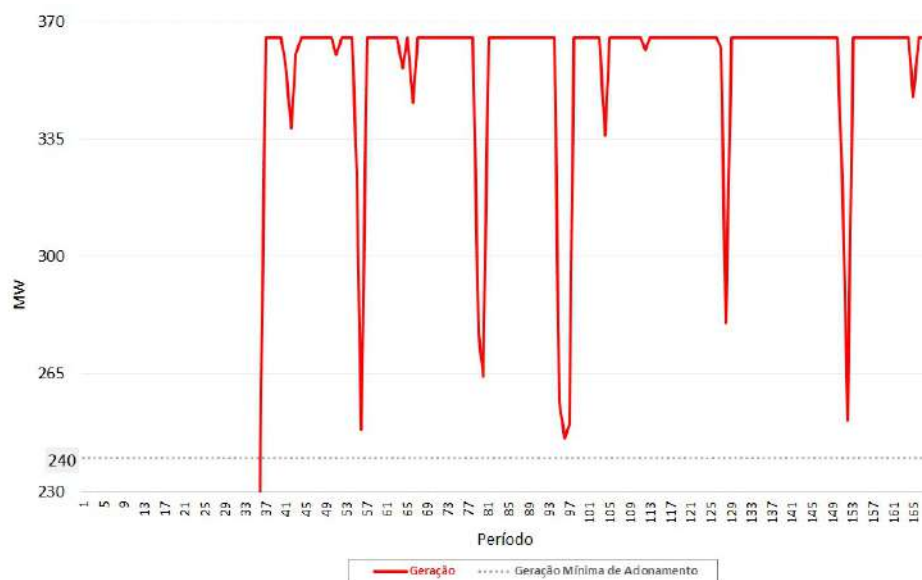


Figura 55 - Geração da usina térmica nº 1 – GEol compulsória

A consequência da redução na geração da usina térmica número 1 foi a elevação da geração térmica das demais usinas do sistema, conforme Tabela 21, e a elevação na geração hidráulica, notadamente na usina 4, conforme Tabela 22.

Tabela 21 – Geração térmica média semanal [MWmed]

Simulação	UT 01	UT 02	UT 03	UT 04	UT 05	UT 06
Prioritária	352	129	156	33	10	7
Compulsória	282	134	169	40	12	9

Tabela 22 – Geração hidráulica média semanal [MWmed]

Simulação	UH 01	UH 02	UH 03	UH 04	UH 05
Prioritária	40	80	96	141	70
Compulsória	40	81	96	177	72

Dessa forma, com a modelagem compulsória da geração eólica, o custo presente de operação é maior do que com a modelagem prioritária, devido ao acionamento mais intenso de usinas térmicas com CVU elevados. Outrossim, o aumento na geração hidráulica conduz a níveis de armazenamentos mais reduzidos na simulação compulsória, que, por sua vez, conduzem ao acoplamento com a FCF em pontos mais caros. Assim, tanto o custo presente, quanto o custo futuro, são mais caros na simulação compulsória, quando comparados à simulação prioritária, conforme Tabela 23.

Tabela 23 – Custos de operação [1.000 R\$]

Simulação	Custo Presente	Custo Futuro	Custo Total
Prio	27.405,74	10.614.560,75	10.641.966,49
Comp	34.044,19	10.620.153,16	10.654.197,35
Δ	6.638,45	5.592,41	12.230,86

É importante ressaltar-se que, caso a compensação da geração da usina térmica 1 tivesse sido realizada somente por elevação na geração hidráulica, com manutenção ou redução da geração térmica das demais usinas com relação ao valor da simulação

prioritária, o custo de operação da semana seria mais barato na simulação compulsória do que na simulação prioritária. Contudo, sem elevação da geração térmica para compensar a redução da geração na usina térmica 1, seria necessário elevar-se ainda mais a geração das usinas hidráulicas do sistema, levando a maior deplecionamento nos seus reservatórios.

Com níveis de armazenamento mais baixos nos reservatórios, o acoplamento com a função de custo futuro ocorreria em um ponto ainda mais caro, elevando-se o custo total de operação (custo presente + custo futuro). Em diversos cenários simulados o comportamento observado foi esse, de forma que a análise final dos cenários analisará as simulações prioritárias e compulsórias através da comparação do custo total de operação, ao invés do custo presente, como realizado no sistema teste de 3 barras.

6.5.3 *Impacto da Rede Elétrica*

Ao longo dos períodos simulados, apenas os circuitos 7-8, 16-14 e 17-16 tiveram suas capacidades máximas de fluxo atingidas. Esses circuitos estão destacados na Figura 56.

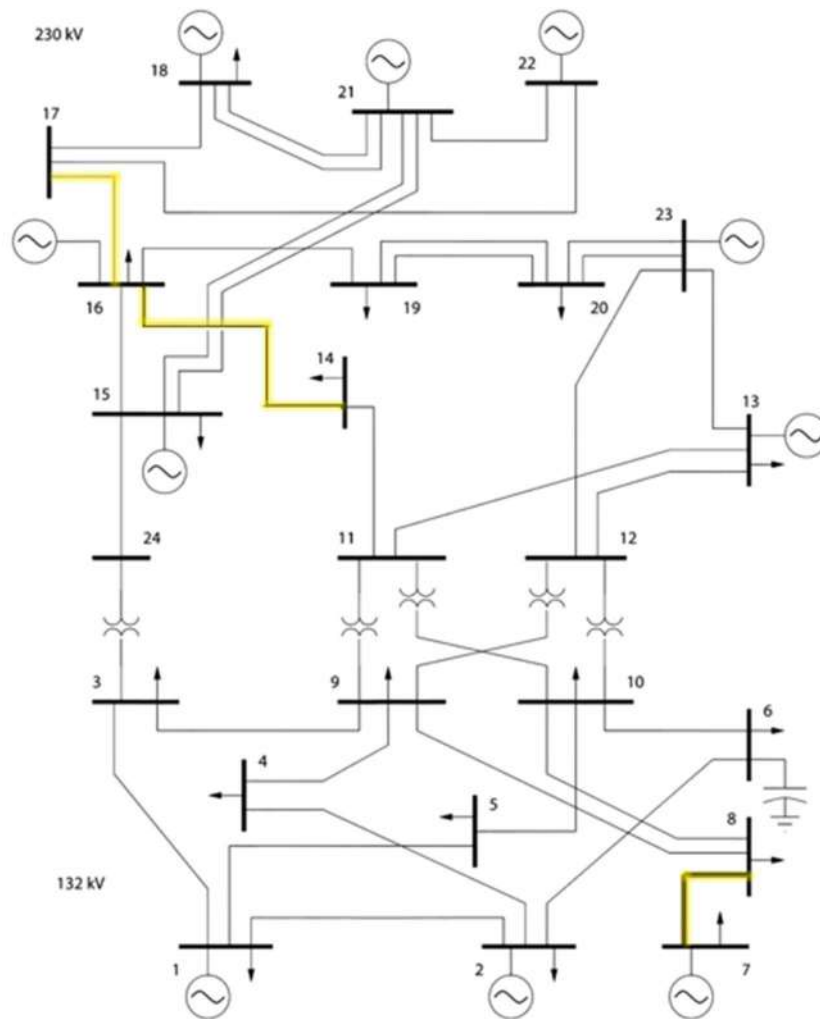


Figura 56 – Circuitos com fluxo maximizado

Nota-se que a limitação no circuito 7-8 pode levar à restrição de geração na barra 7, onde se encontra a injeção de geração eólica número 3, que conta com até 206 MW, e a usina térmica número 6, que conta com até 94 MW. A capacidade máxima de transferência de energia entre a barra 7 e o restante do sistema, que ocorre apenas pelo circuito 7-8, é de 140 MW. Assim, sempre que a geração da barra 7 exceder a carga da própria barra em mais de 140 MW, será necessário modulá-la.

A diferença entre a disponibilidade eólica na barra 7 e a sua carga é sempre inferior a 140 MW, de modo que não há necessidade de modulação da geração eólica devido à limitação do sistema de transmissão. Contudo, quando há necessidade de acionamento da usina térmica da barra 7, que é a mais cara do sistema, dependendo do valor líquido entre carga e geração eólica, pode ser atingido o limite máximo do circuito 7-8. Essa situação ocorre em três períodos do horizonte de simulação, 95 a 97, quando a carga líquida do

sistema é elevada, assim como o custo marginal de operação, levando ao acionamento de todo o parque térmico.

Nesse momento, o CMO da barra 7 é inferior ao CMO médio do sistema, visto que sua carga foi totalmente atendida por geração na própria barra, sua capacidade de transmissão com o restante do sistema foi esgotada e ainda há disponibilidade em sua usina térmica. Caso a geração mínima de acionamento da usina térmica da barra 7 fosse atingida, na simulação prioritária poderia ocorrer a redução da geração eólica dessa barra, para evitar o desligamento da usina térmica. Nesse caso, mesmo com custos marginais elevados no restante do sistema, o CMO da barra 7 seria nulo.

Nota-se que os períodos 95 a 97 contam com custos marginais consideravelmente elevados, sendo os 5º, 4º e 3º CMO mais altos do horizonte simulado, respectivamente. Contudo, justamente nesses períodos, a geração da usina térmica mais barata da configuração é inferior à sua capacidade máxima. As demais usinas térmicas, exceto a mais cara, conectada à barra 7, que está limitada pelo limite máximo do circuito 7-8, trabalham com geração maximizada nesses períodos. Ou seja, a geração da usina térmica 1 ficou limitada por restrições de rede, sendo mais um motivo do descolamento dos CMO das barras do sistema.

A Tabela 24 apresenta os custos marginais de operação das barras de carga do sistema no período 95. Observa-se que o menor CMO do sistema nesse período é na barra 18, a qual possui folga de troca de energia com as barras 21 e 22 e que está “isolada” do restante do sistema pela limitação dos fluxos 17-16 e 16-14. Já o maior CMO do sistema ocorre na barra 16. O CMO da barra 7 é justamente o CVU da usina térmica conectada à essa barra, conforme explicação anterior.

Enquanto que a limitação do fluxo 7-8 ocorre apenas nos três períodos horários citados, as limitações nos fluxos 16-14 e 17-16 ocorrem diversas vezes ao longo da semana, sendo acompanhadas, ou não, de redução na geração da usina térmica 1. A Figura 57 apresenta a geração da usina térmica 1, juntamente com a carga líquida do sistema, ressaltando os períodos em que a carga líquida do sistema é elevada e que, entretanto, há redução da geração da usina térmica mais barata da configuração, devido ao carregamento elevado no sistema de transmissão.

Tabela 24 – CMO das barras de carga do sistema 24 barras no período 95 – Opção 1

Barra	CMO [R\$/MWh]
18	26,32
7	838,60
15	2.821,61
3	3.406,41
1	3.697,34
2	3.706,56
4	3.733,16
9	3.754,93
5	3.757,75
8	3.787,90
6	3.793,48
10	3.820,87
13	3.901,30
14	3.977,20
20	4.008,73
19	4.051,93
16	4.102,33

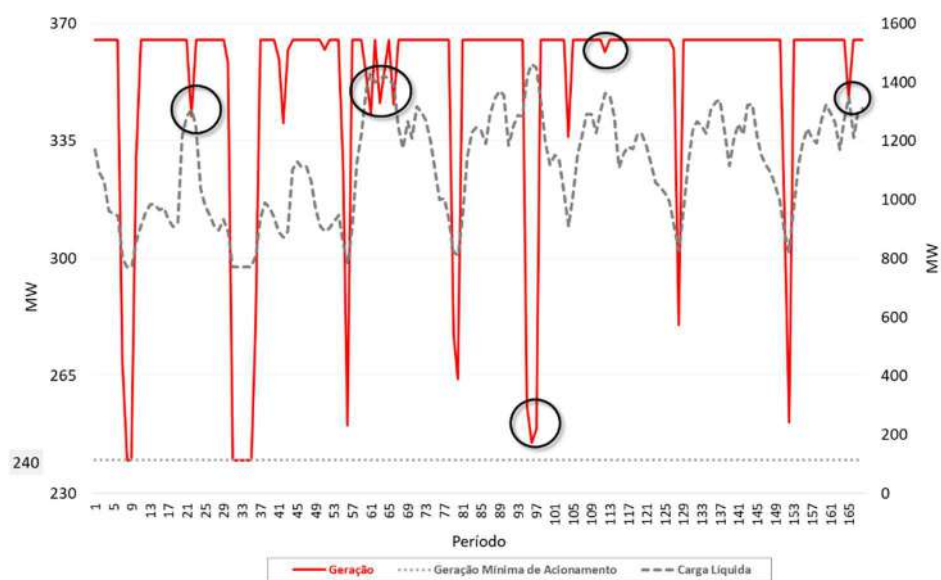


Figura 57 - Geração da usina térmica nº 1 – GEol prioritária e Carga líquida do sistema

6.5.4 Análise do Custo Marginal de Operação

Tradicionalmente, em programação linear contínua, estabelece-se uma relação direta entre custo marginal de operação e custo variável unitário de uma usina térmica na determinação do seu despacho:

- (A) Se o CMO for maior do que o CVU, então a usina térmica está despachada em sua disponibilidade máxima;
- (B) Se o CMO for igual ao CVU, então a usina térmica está despachada em um valor maior do que zero e menor do que sua disponibilidade máxima;
- (C) Se o CMO for menor do que o CVU, então a usina não está despachada.

As relações descritas desconsideram gerações compulsórias das usinas térmicas e o CMO mencionado é o CMO da barra de conexão da usina térmica.

Contudo, em programação inteira mista essa relação direta sofre algumas alterações, mais significativamente nos momentos em que a geração da usina térmica se iguala ao seu valor mínimo de acionamento ou em que as restrições de rampa e tempos mínimos estão ativas.

A Figura 58 mostra a relação entre CVU e CMO para a usina térmica 1.

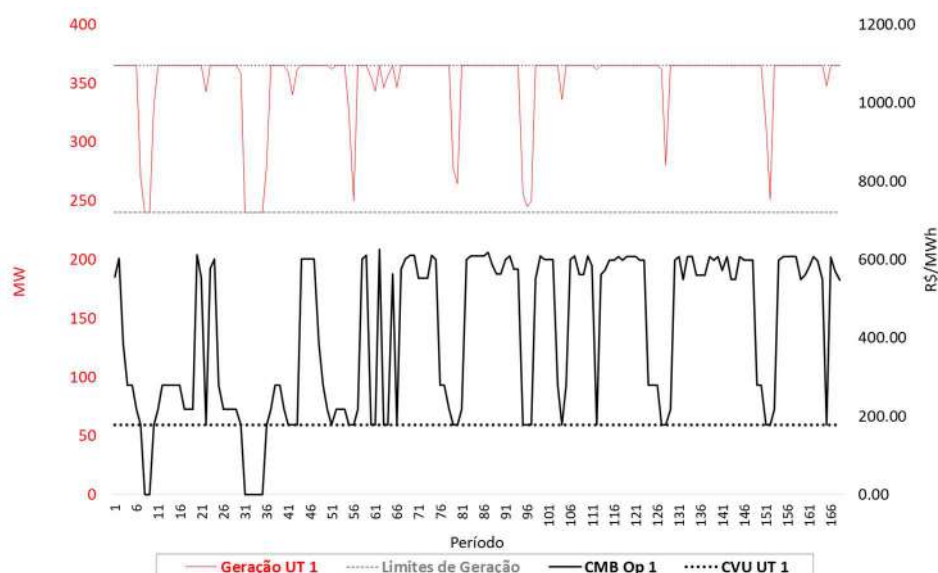


Figura 58 – CVU e CMB UT 1 – GEol prio

Existem três faixas de CMO para a barra 22 (barra onde está conectada a usina térmica 1):

$$(a) CMO_{B22} > CVU_{UT1}$$

$$(b) CMO_{B22} = CVU_{UT1}$$

$$(c) CMO_{B22} < CVU_{UT1}$$

Na faixa (a), que é correspondente ao item (A), a geração da UT 1 se mantém em sua disponibilidade máxima de 365 MW. Na faixa (b), que é correspondente ao item (B), a UT 1 é despachada em valores maiores do que sua geração mínima de acionamento (240 MW) e menores do que sua disponibilidade máxima (365 MW). Finalmente, na faixa (c), a geração da UT 1 é igual à sua geração mínima de acionamento, mesmo ainda existindo usinas com custo variável inferior ao CVU_{UT1} com disponibilidade para serem acionadas.

Esse mesmo comportamento se repete para as usinas térmicas 2 e 3, conforme Figura 59 e Figura 60. Contudo, para as usinas 2 e 3, no primeiro período de simulação, quando $CMB > CVU$, o despacho é inferior à disponibilidade máxima de cada usina, pois suas gerações estão restritas pelo limite máximo horário de rampa de geração.

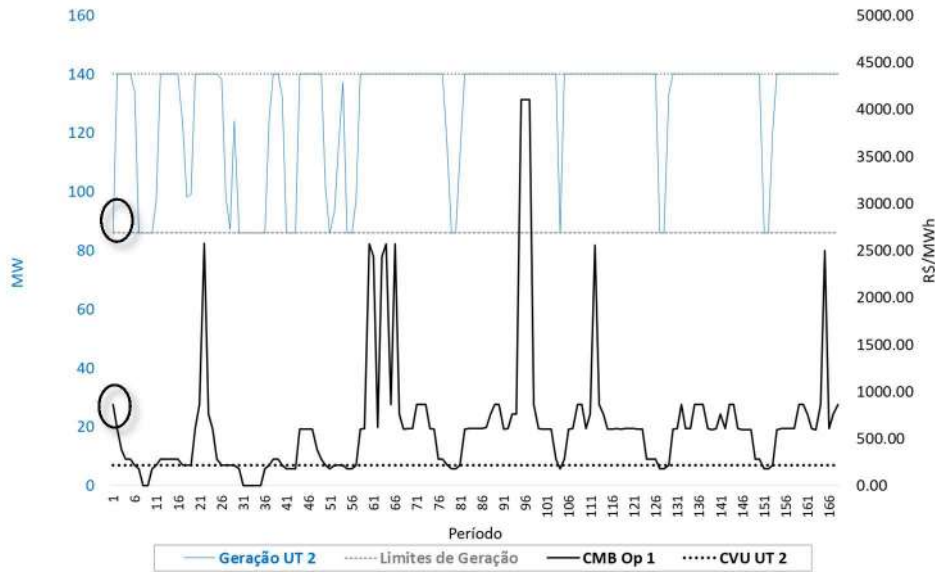


Figura 59 - CVU e CMB UT 2 – GEol prio – Opção 1

As relações observadas entre CMO e CVU das usinas térmicas 1 a 3 se mantém, de forma geral, para as demais usinas. Contudo, para as usinas 4 a 6, as quais possuem CVU mais elevados do que as usinas 1 a 3, passam a existir períodos em que o CVU é inferior ao CMO da barra, mas que o despacho da usina não é pleno. Esse comportamento pode ser observado na Figura 61, para a usina térmica 4.

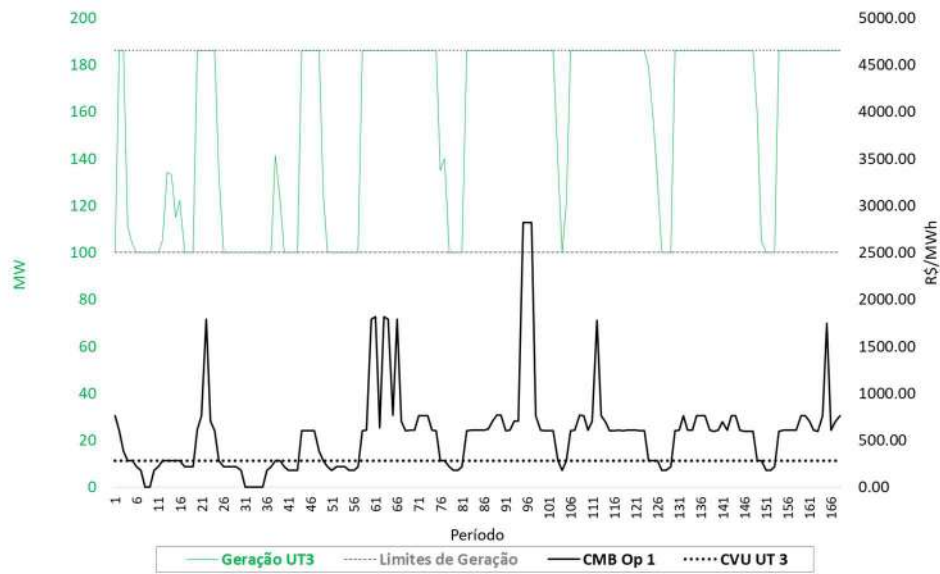


Figura 60 - CVU e CMB UT 3 – GEol prio – Opção 1

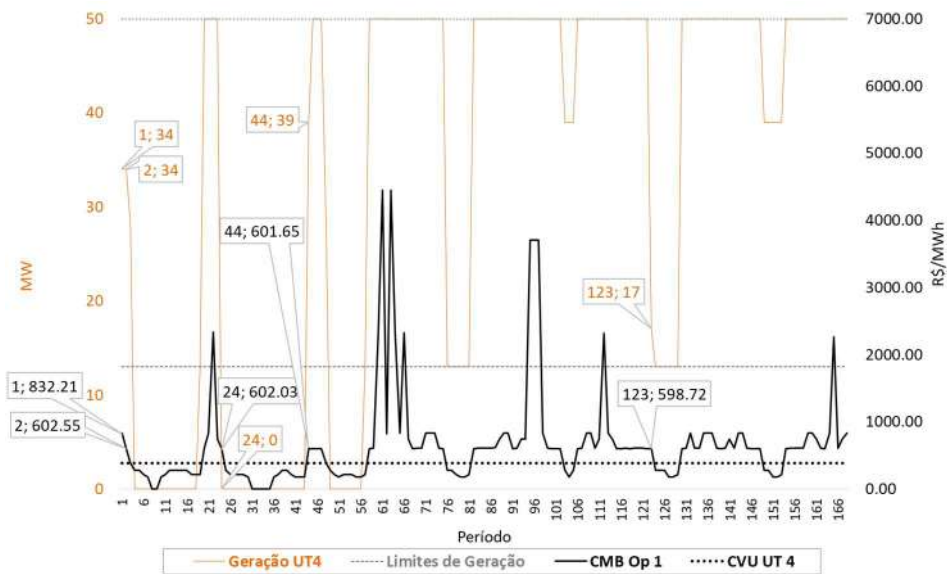


Figura 61 - CVU e CMOB UT 4 – GEol prio – Opção 1

No período 24, por exemplo, a geração da usina térmica 4 é zero, enquanto que o CMO na barra 2 é R\$ 602,03/MWh (maior do que o CVU de R\$ 385,03/MWh). Esse resultado gera a dúvida: se o CMO é superior ao CVU, não seria mais vantajoso gerar nessa usina ao invés de gerar em alguma das outras usinas que está atendendo a carga nesse período?

A análise dos demais resultados mostra que, no período 24, a geração das usinas térmicas 5 e 6 é zero, resultado esperado, visto que o CVU dessas usinas é maior do que o CMO de suas barras. Além disso, o despacho das usinas térmicas 1 a 3 é máximo, resultado também esperado, visto que o CMO das suas barras é superior aos respectivos CVU. Nesse caso, em relação às demais usinas do parque térmico, o não acionamento da usina 4 está coerente, visto que usinas com menor custo variável estão gerando em suas capacidades máximas e usinas com maior custo variável estão desligadas.

A geração das usinas hidráulicas está minimizada, com exceção da usina hidráulica 4, que gera 2 MW a mais do que sua geração mínima. Dessa forma, não é possível reduzir a geração das usinas hidráulicas 1, 2, 3 e 5, e a geração da usina hidráulica 4 só pode ser reduzida em 2 MW, de forma a atender sua restrição de geração mínima compulsória.

O valor da água da usina hidráulica 4 no período 24 é de R\$ 594,64/MWh, valor superior ao CVU da usina térmica 4, indicando que poderia ser mais interessante reduzir a geração na UH 4 e substituí-la por geração na UT 4. Contudo, caso a usina térmica 4 fosse acionada, seria necessária a geração mínima de uma de suas máquinas, no valor de 13 MW (Tabela 14).

Esse acionamento permitiria a redução de 2 MW na UH 4, contudo, seria necessária a redução de 11 MW em alguma das usinas térmicas ou eólicas (todas as usinas hidráulicas já se encontrariam em sua geração mínima compulsória). Considerando que se reduziriam 11 MW na usina térmica 3 (a mais cara antes da UT 4), de forma a possibilitar a geração de 13 MW na UT 4, o custo de operação desse período se elevaria em 13 MWh x R\$ 385,03/MWh e se reduziria em 11 MWh x R\$ 279,04/MWh, conduzindo a um custo total de operação mais elevado.

Ou seja, caso a usina térmica 4 tivesse geração nesse período, como seria esperado em PL, visto que ela se encontra na situação $CVU < CMO$, seria necessário reduzir geração de uma fonte mais barata de forma a alocar-se a geração mínima de acionamento de uma máquina da UT 4, elevando o custo total de operação. Nesse caso, o CMO do sistema se reduziria, visto que a UH 4 passaria a gerar seu valor mínimo compulsório.

A Tabela 25 mostra o ponto de operação do período 24, resumindo a análise anterior.

Tabela 25 – Ponto de operação período 24 – GEol prio – Opção 1

Usina	Geração [MW]	CVU / Valor da Água [R\$/MWh]	CMB x CVU	Despacho	CMB [R\$/MWh]
UT 1	365	177,68	CVU < CMB	Pleno	602,03
UT 2	140	218,10			
UT 3	186	279,04			
UT 4	0	385,03		Nulo	
UT 5	0	756,39	CVU > CMB		
UT 6	0	838,60			
UH 1	40	4.837,48	Valor da Água > CMB	Mínimo Compulsório	
UH 2	80	4.793,06			
UH 3	96	3.850,93			
UH 4	60	594,64	Valor da Água < CMB	Maior do que o mínimo compulsório	
UH 5	70	3.911,70	Valor da Água > CMB	Mínimo Compulsório	
Geração Eólica	621	0,00	CVU < CMB	Pleno	

A análise dos resultados mostra que a relação CMO x CVU tradicionalmente observada em problemas de programação linear, quando observada em problemas de programação linear inteira mista, deve ser considerada apenas como um guia para indicar como as restrições de unit commitment estão moldando o perfil de geração do sistema.

De forma geral, destacam-se as seguintes conclusões:

- i) É possível que uma usina térmica seja despachada a gerar em seu limite mínimo de acionamento em períodos em que $CVU > CMB$, de forma que essa usina esteja disponível em períodos subsequentes, quando $CVU < CMB$. Essa

situação ocorre, principalmente, pela combinação das restrições de tempo mínimo de permanência nos estados ligado e desligado e da restrição de geração mínima para acionamento de cada unidade geradora. Adicionalmente, percebe-se que essa situação se configura, em maior parte, nos períodos de carga reduzida, próximas aos vales de carga do sistema, nas usinas com menores CVU, cujas gerações são maximizadas nos períodos de carga mais elevada e que possuem as restrições de unit commitment mais severas, como visto no item 6.1.1.

- ii) É possível que uma usina térmica não seja despachada, mesmo tendo $CVU < CMB$ e sem incorrer em restrições da rede de transmissão. Nesse caso, devido às restrições de unit commitment, o custo de operação é mais barato com o acionamento de uma fonte com custo variável superior ao CVU da usina térmica, pois a usina pode precisar permanecer ligada durante outros períodos, ou sua geração mínima deslocaria a geração não só da fonte mais cara, como também de fontes mais baratas, como visto no exemplo do período 24. Essa situação tende a ocorrer com usinas térmicas com CVU mais caro, que operam para atendimento à ponta da curva de carga, ligando e desligando suas máquinas.

No cenário 48, as situações descritas nos itens i e ii ocorrem 208 e 39 vezes, respectivamente, conforme Tabela 26.

Tabela 26 – Situações i e ii no cenário 48 com o cálculo do CMO com a opção 1

	i) $CVU > CMB$ e $G \neq 0$	ii) $CVU < CMB$ e $G \neq \text{Máx.}$
UT 1	7	0
UT 2	24	1
UT 3	44	1
UT 4	22	5
UT 5	14	24
UT 6	97	8
Total	208	39

6.5.5 Função Valor

Assim como no sistema teste de 3 barras, constrói-se uma Função Valor para o RTS-96, variando-se a carga do sistema em um dos períodos do horizonte de estudo. Como visto no item 6.5.2, no período 34 ocorre redução da geração eólica em relação à sua disponibilidade máxima, indicando que a variação positiva da carga líquida nesse período pode levar a reduções do custo total de operação do sistema. Assim, a Função Valor apresentada na Figura 62 é construída pela variação proporcional da carga de todas as barras do sistema no período 34 e aferição do custo semanal de operação para cada valor de carga.

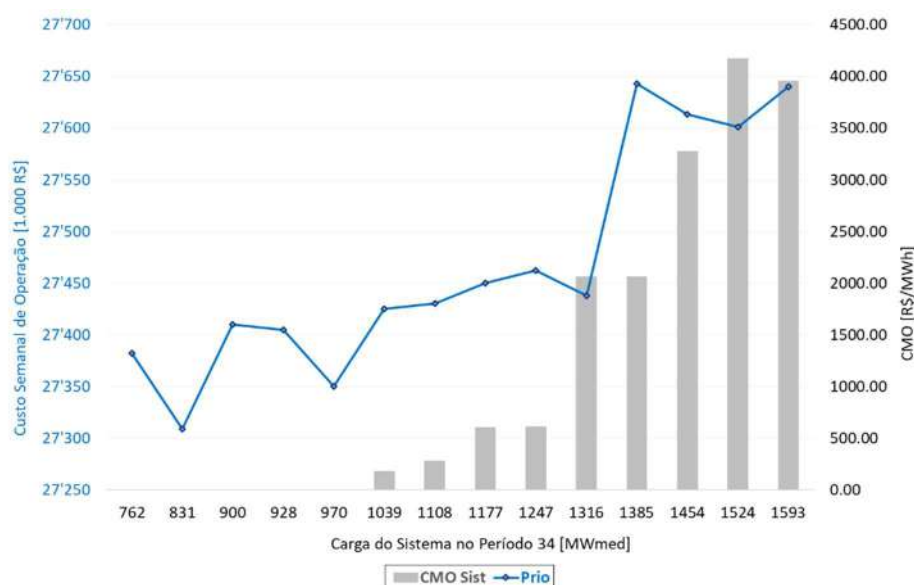


Figura 62– Função Valor do RTS-96 com variação da carga no período 34

Os resultados mostram que, enquanto há tendência de crescimento do custo semanal de operação com a elevação da carga, esse crescimento não é monótono.

6.6 Análise do Cenário 109: Redução do Custo Futuro

Como visto em 6.5.2, a redução da geração eólica em relação à sua disponibilidade máxima pode levar à redução do custo presente de operação pelo acionamento mais intenso de usinas térmicas com custos variáveis menores, em substituição às usinas

térmicas com custos variáveis mais altos. Contudo, nem sempre a substituição de geração conduz à um custo presente de operação menor na simulação prioritária do que na simulação compulsória.

É possível que a geração térmica seja mais cara na simulação prioritária do que na simulação compulsória. Nesse caso, o custo presente da simulação prioritária será maior do que na simulação compulsória. Contudo, o custo total de operação sempre será igual ou inferior na simulação prioritária, visto que qualquer resultado da simulação compulsória é viável na simulação prioritária.

Sob essa luz, para redução do custo total de operação, quando não há redução do custo presente, é necessário que ocorra redução no custo futuro de operação da simulação prioritária, em relação à simulação compulsória. Dessa forma, a decisão de geração eólica em valores inferiores à disponibilidade conduz a um custo total de operação menor, mesmo que o custo presente seja mantido ou elevado.

O cenário 109 apresenta a situação descrita anteriormente e será analisado a seguir.

6.6.1 *Despacho de Geração*

As Figura 63 a Figura 68 apresentam as gerações das usinas térmicas, comparando os resultados das simulações prioritária e compulsória. Entre as usinas mais baratas, nota-se que a geração da usina térmica 1 sofre pouca alteração entre os dois casos, enquanto que as usinas 2 e 3 geram mais no caso prioritário, principalmente no início do horizonte, quando as cargas médias diárias são mais baixas. Já entre as usinas mais caras, a geração é maior no caso compulsório do que no caso prioritário.

Esses resultados são esperados, visto que as usinas térmicas mais baratas possuem restrições de operação mais severas e são mais sensíveis aos vales de carga líquida. Conforme a geração das usinas térmicas mais baratas se reduz na simulação compulsória devido a acentuação dos vales de carga, o despacho das usinas térmicas mais caras aumenta, visto que elas são capazes de modular suas gerações mais rapidamente.

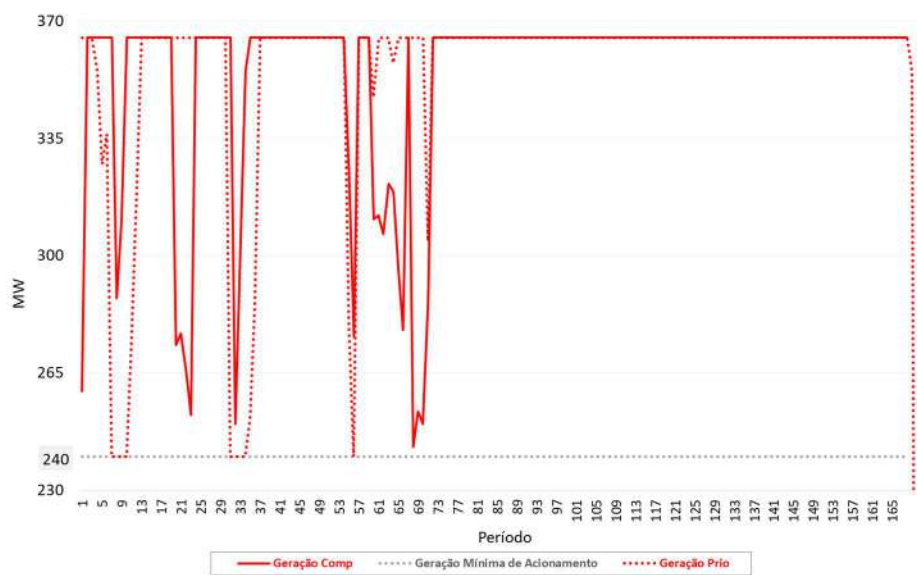


Figura 63 – Geração da usina térmica nº 1

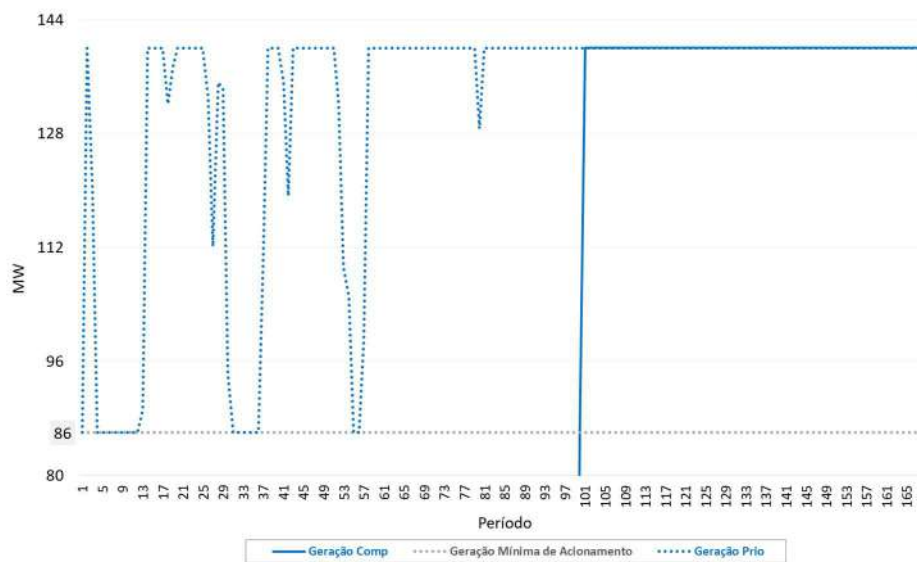


Figura 64 – Geração da usina térmica nº 2

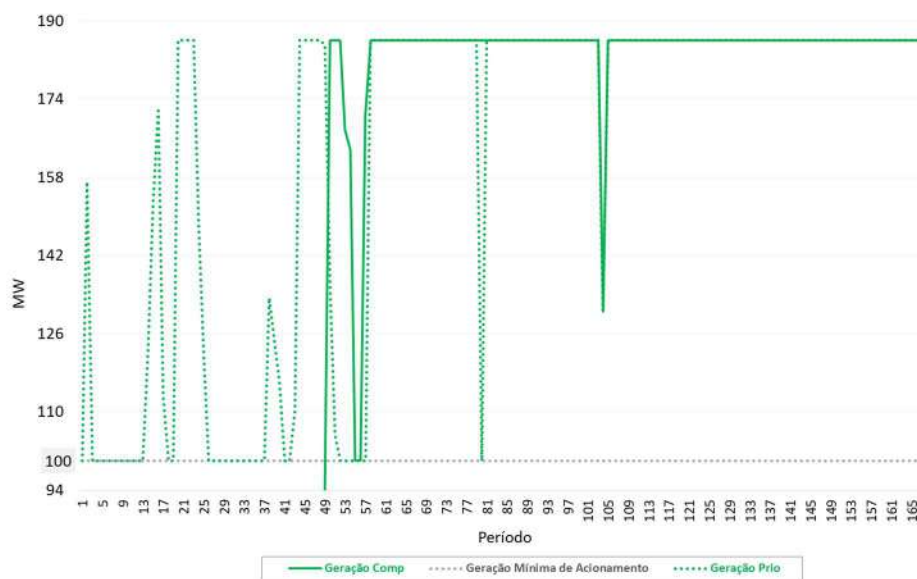


Figura 65 – Geração da usina térmica n° 3

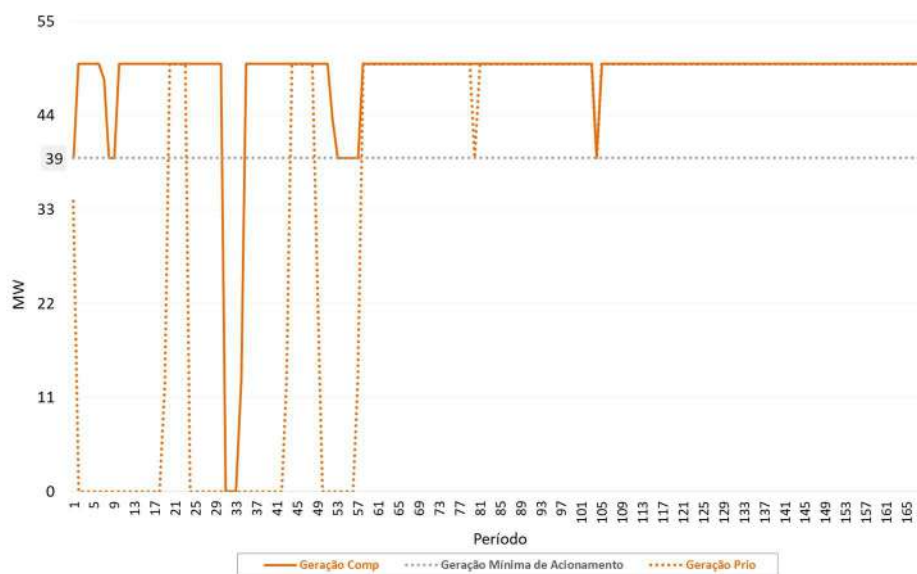


Figura 66 – Geração da usina térmica n° 4

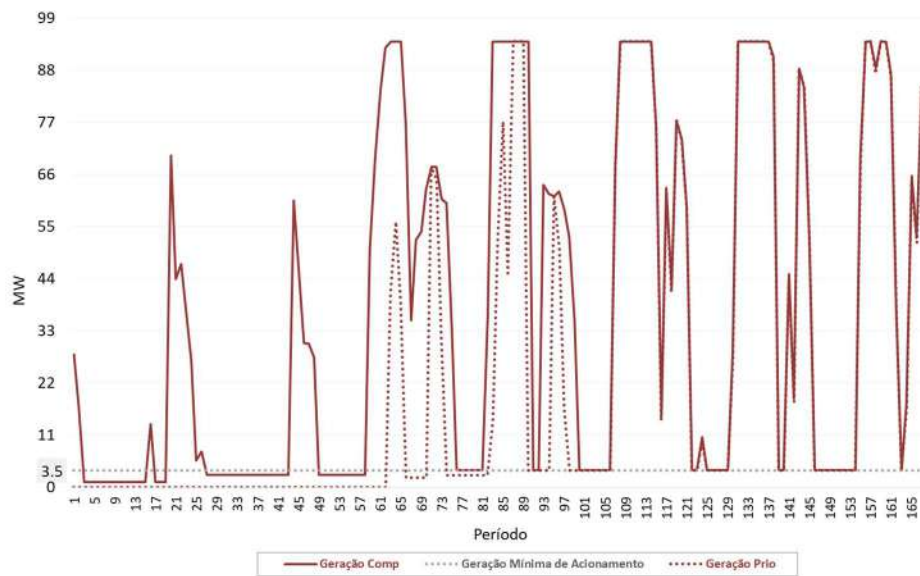


Figura 67 – Geração da usina térmica nº 5

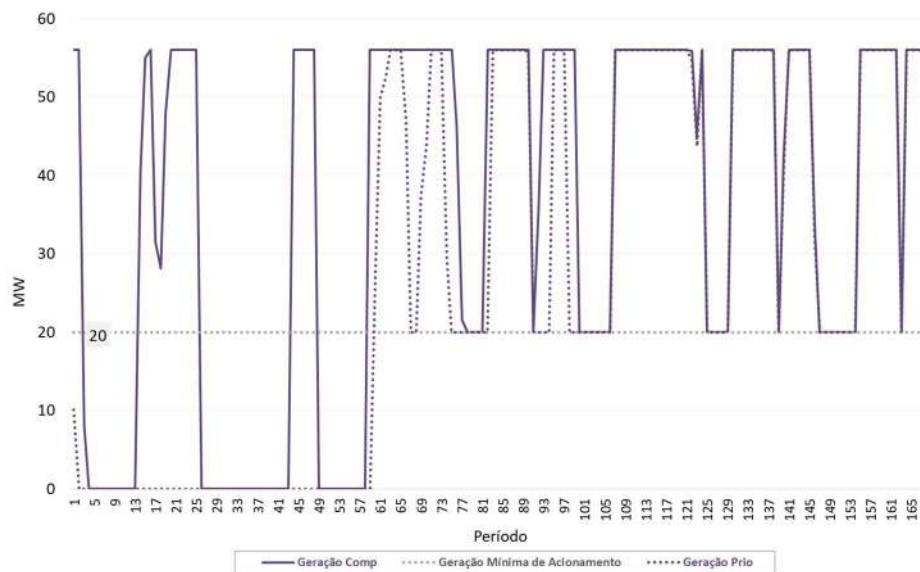


Figura 68 – Geração da usina térmica nº 6

Contudo, não foram apenas as usinas térmicas mais caras que sofreram elevação em suas gerações na simulação compulsória. As usinas hidráulicas, que podem responder rapidamente à variações da curva de carga líquida, também sofreram elevação entre os dois casos, conforme Figura 69 e Figura 70.

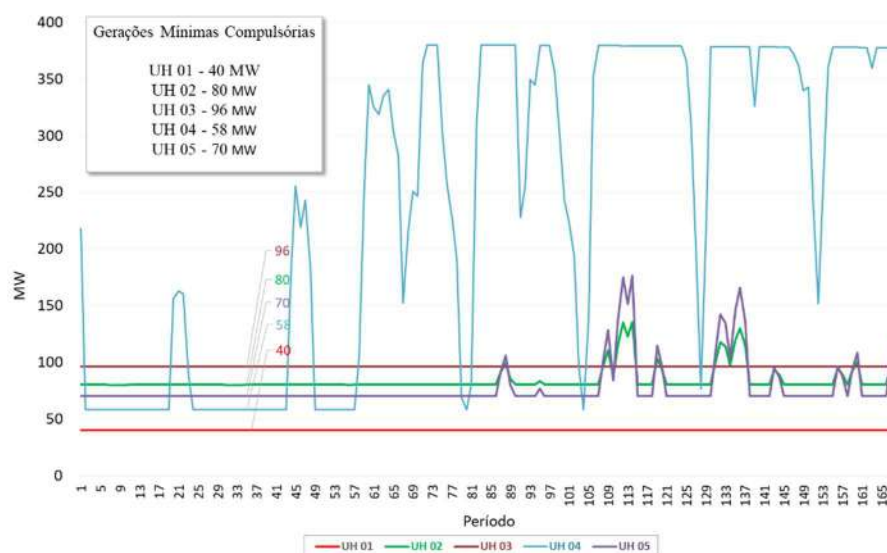


Figura 69 – Geração hidráulica - GEol Prio

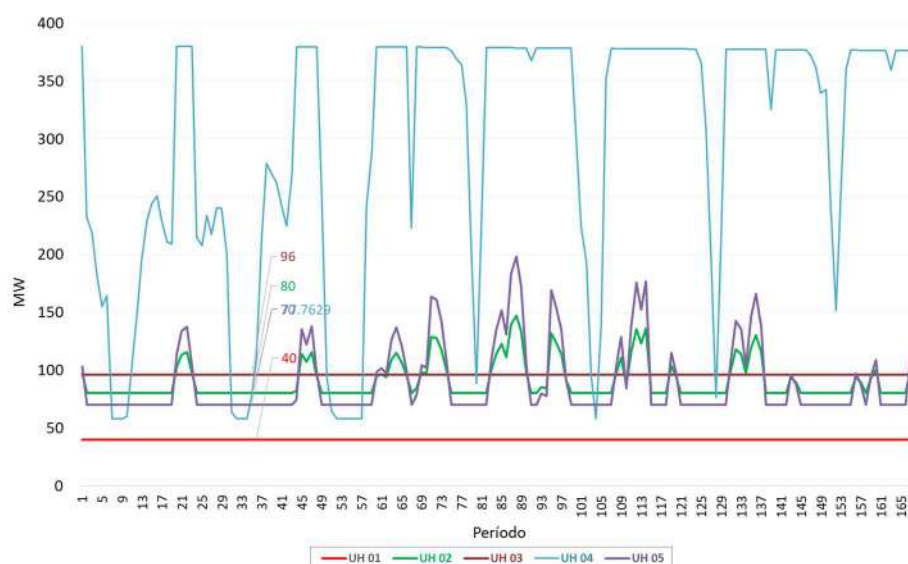


Figura 70 – Geração hidráulica - GEol Comp

Dessa forma, os níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidráulicas 4 e 5 ao final do período de simulação são menores no caso com geração eólica compulsória do que no caso com geração eólica prioritária, conforme Tabela 27.

Tabela 27 – Volume útil dos reservatórios ao final do período de simulação [hm³]

Usina	Prio	Comp
1	284	284
3	632	632
4	5.150	5.061
5	1.274	1.269

6.6.2 Redução da Geração Eólica

A Figura 71 apresenta os CMO do sistema para os 168 períodos da simulação prioritária. Nota-se que o CMO é zero nos períodos 7 a 10, 31 a 34 e 56, quando a geração das usinas hidráulicas é minimizada nos valores mínimos compulsórios e as usinas térmicas 1, 2 e 3 estão despachadas em seus valores mínimos de acionamento. A Figura 72 mostra que nesses períodos a geração eólica do sistema é inferior à sua disponibilidade, de forma que não seja necessário desligar alguma das usinas térmicas, como ocorre na simulação compulsória.

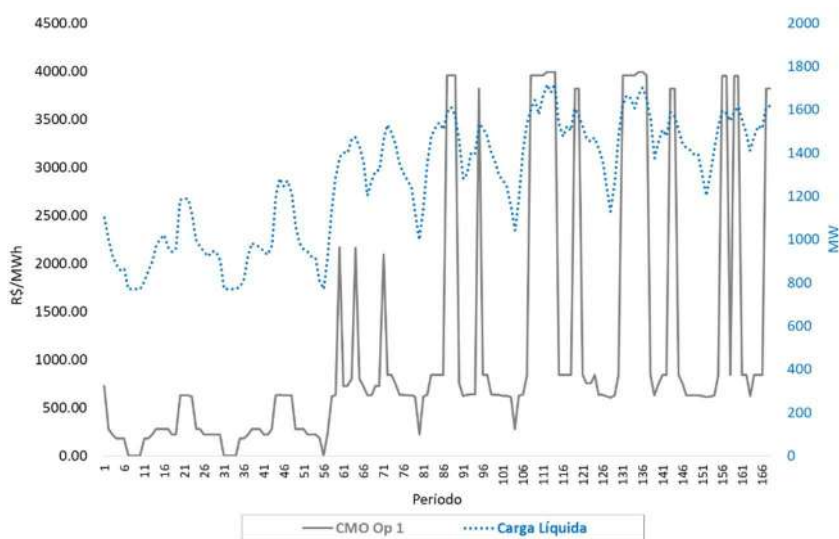


Figura 71 – Custo Marginal de Operação do sistema – GEol prioritária

As Tabela 28 e

Tabela 29 mostram o impacto da possibilidade de redução da geração eólica na geração média semanal das usinas térmicas e hidráulicas.

Observa-se que a geração térmica média é menor na simulação compulsória do que na simulação prioritária, de forma que é possível que o custo presente de operação também seja menor.

Tabela 28 – Geração térmica média semanal [MWmed]

Simulação	UT 01	UT 02	UT 03	UT 04	UT 05	UT 06	Total

Prioritária	355	132	164	36	25	27	739
Compulsória	354	57	131	48	37	36	663

Tabela 29 – Geração hidráulica média semanal [MWmed]

Simulação	UH 01	UH 02	UH 03	UH 04	UH 05	Total
Prioritária	40	84	96	241	78	539
Compulsória	40	90	96	295	90	611

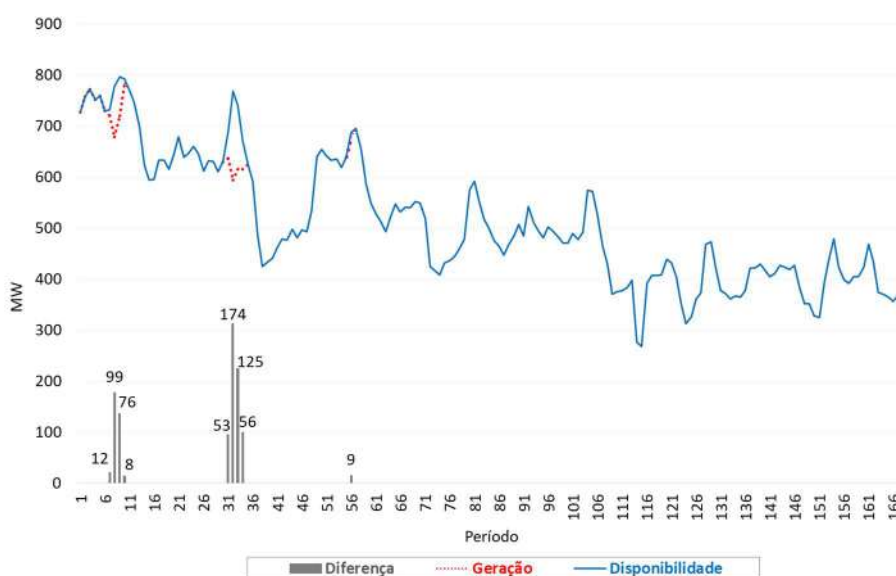


Figura 72 - Geração eólica no sistema – GEol prioritária

Por outro lado, a geração hidráulica média foi superior na simulação compulsória, acarretando em armazenamentos inferiores.

Em síntese, o custo total de operação da simulação prioritária é de R\$ 10.665.185.761,14, enquanto que o custo total de operação da simulação compulsória é de R\$ 10.682.073.704,92. A composição dos custos totais de operação está apresentada na Tabela 30, mostrando que o custo de despacho térmico no horizonte de simulação, de fato, é inferior na simulação compulsória. Contudo, o custo futuro aumenta mais do que a redução do custo presente, conduzindo a um custo total superior.

Tabela 30 – Custos de operação [1.000 R\$]

Simulação	Custo Presente	Custo Futuro	Custo Total
Prio	32.706,07	10.632.479,49	10.665.185,76
Comp	32.029,46	10.650.044,01	10.682.073,70
Δ	-676,61	17.564,52	16.887,94

6.7 Resultados dos 120 Cenários

As análises dos cenários 48 e 109 mostram que a possibilidade de relaxação na geração eólica injetada na rede conduz a custos totais de operação inferiores com relação à quando a geração eólica é compulsoriamente igual a sua disponibilidade.

Verificou-se que esse resultado decorre da redução no despacho de usinas térmicas com custos variáveis elevados e/ou da maior preservação dos estoques de água nos reservatórios das usinas hidráulicas. Assim, a redução do custo total de operação pode ocorrer tanto pela redução do custo presente, quanto pela redução do custo futuro, ou mesmo de ambos.

Tendo em vista os aspectos observados, o exame dos cenários é baseado nos resultados de custo total de operação, segregado em custo presente e custo futuro. Nem sempre os resultados conduzirão à custo total de operação inferior na simulação prioritária do que na simulação compulsória, pois nem sempre o corte de geração eólica conduz à redução no custo total de operação, o qual pode permanecer o mesmo entre as simulações prioritárias e compulsórias. Contudo, como a simulação prioritária permite a geração das usinas eólicas em suas disponibilidades máximas, o corte na geração eólica só ocorrerá quando o mesmo conduzir à redução no custo total, de forma que o custo total da simulação prioritária nunca será superior ao da simulação compulsória, dentro da precisão considerada.

6.7.1 Redução da Geração Eólica

A Figura 73 mostra, para cada um dos 120 cenários, o número de períodos em que houve redução de geração eólica no horizonte de simulação. Os cenários 98 e 113 apresentam a maior ocorrência de períodos com redução na geração eólica, 19, que correspondem a, aproximadamente, 11% dos 168 períodos. Por outro lado, em 5 cenários ocorre redução de geração em apenas 1 período. Em média, o número de períodos em que a geração eólica é inferior à sua disponibilidade é de 5,92, que corresponde a, aproximadamente, 3,5% dos 168 períodos de cada cenário.

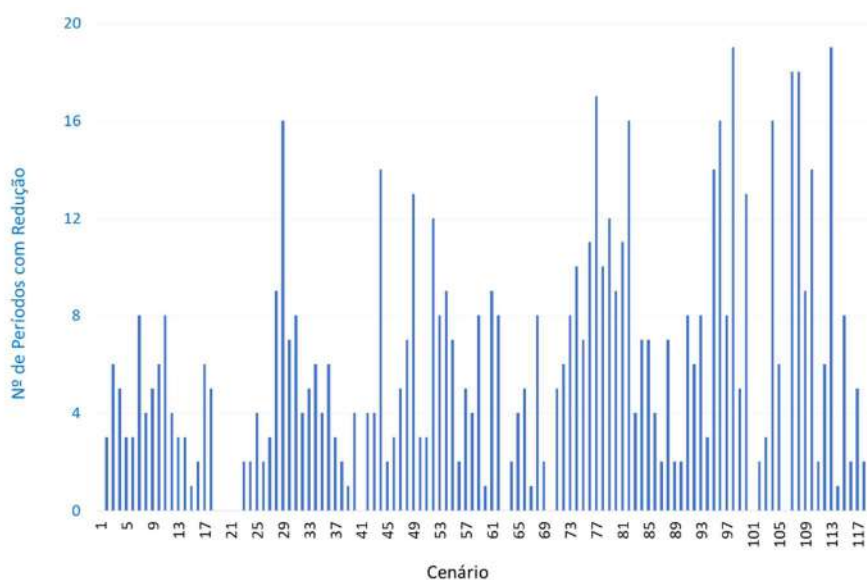


Figura 73 – Nº de períodos em que houve redução de geração eólica

A Figura 74 exibe a curva de permanência do número de períodos com redução de geração eólica. Observa-se que em 8,33% dos cenários não ocorre redução na geração eólica e que, por outro lado, em metade dos cenários a redução ocorre em ao menos 5 dos 168 períodos.

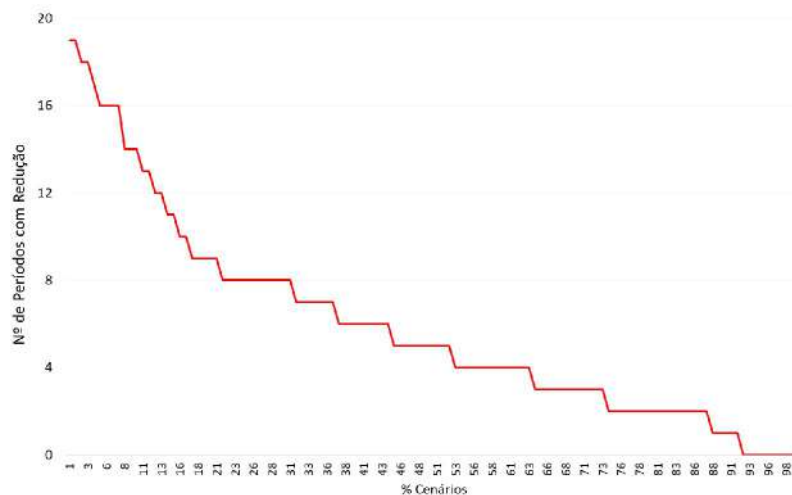


Figura 74 – Curva de permanência do nº de períodos com redução de geração eólica nos 120 cenários

Em termos de energia, a redução da geração eólica média semanal nos cenários é de 1,23 MWmed, sendo que a redução máxima é de 8,99 MWmed. A redução média representa 0,27% da disponibilidade média semanal, enquanto que a redução máxima representa 2%.

Já em termos de potência, a redução horária máxima em um período é de 174 MWh, enquanto que a média da redução horária máxima nos 120 cenários é de 48 MWh.

A redução total de energia eólica no período de simulação, na média dos 120 cenários, é de 206 MWh, conforme Figura 75.

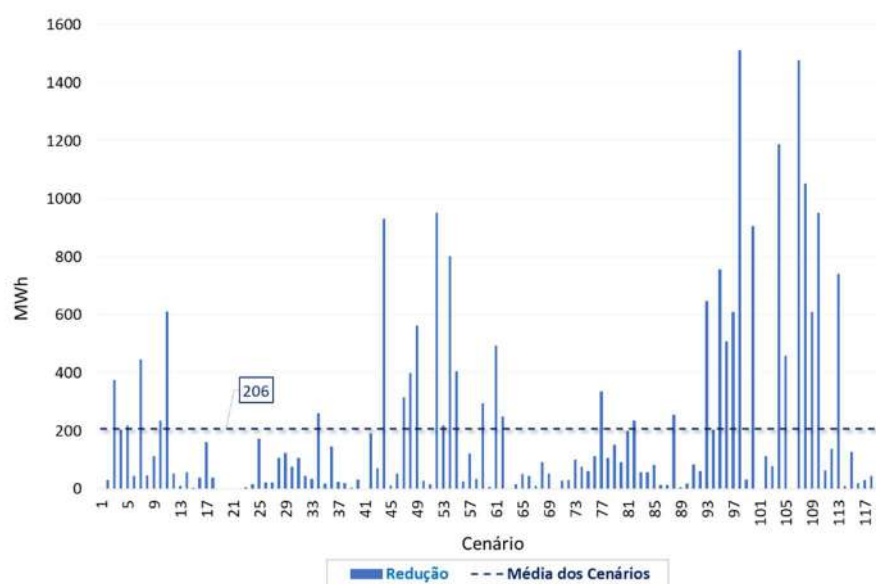


Figura 75 – Redução total de geração eólica

6.7.2 Custos de Operação

A Figura 76 mostra os custos semanais de operação do sistema 24 barras, com as modelagens prioritária e compulsória da geração eólica, para os 120 cenários apresentados em 6.3. Do mesmo modo, a Figura 77, mostra os custos futuros.

Nota-se que na maior parte dos cenários o custo presente é menor na simulação compulsória do que na simulação prioritária, enquanto que o custo futuro exhibe comportamento contrário. Esses resultados retratam que, na maior parte dos cenários, a redução na geração eólica permite que os estoques armazenados nos reservatórios das usinas hidráulicas sejam mais preservados, conduzindo a um acoplamento “melhor” com a função de custo futuro.

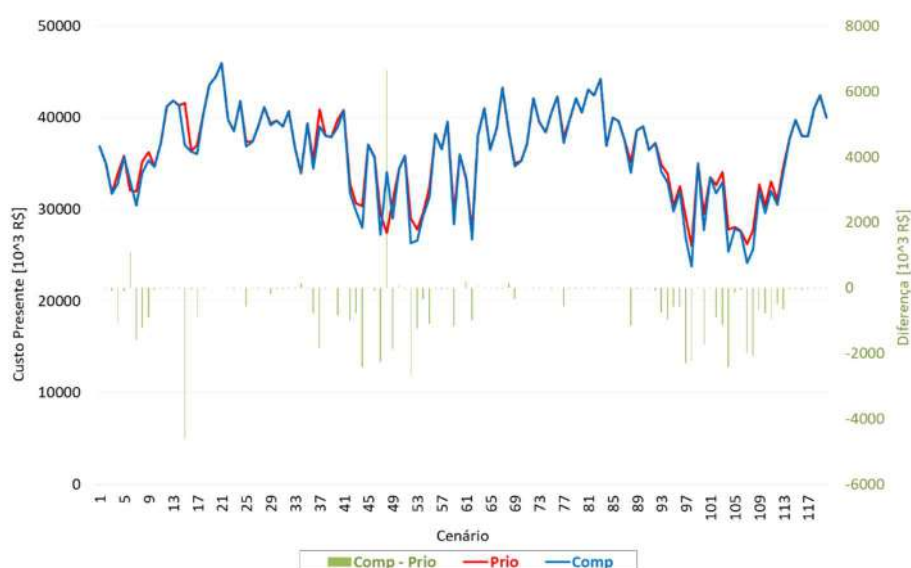


Figura 76 – Custo presente dos 120 cenários

A combinação dos resultados de custo futuro e custo presente culminam nos custos totais de operação exibidos na Figura 78. Verifica-se, conforme esperado, que a simulação prioritária, que é menos restritiva do que a simulação compulsória, possui custo total sempre menor ou igual ao da última, dentro da precisão de resolução do problema.

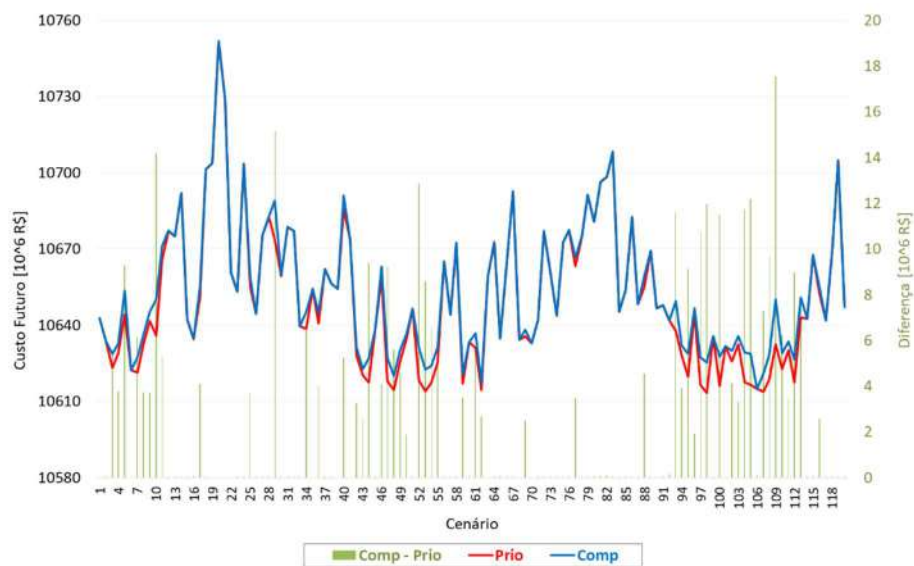


Figura 77 - Custo futuro dos 120 cenários

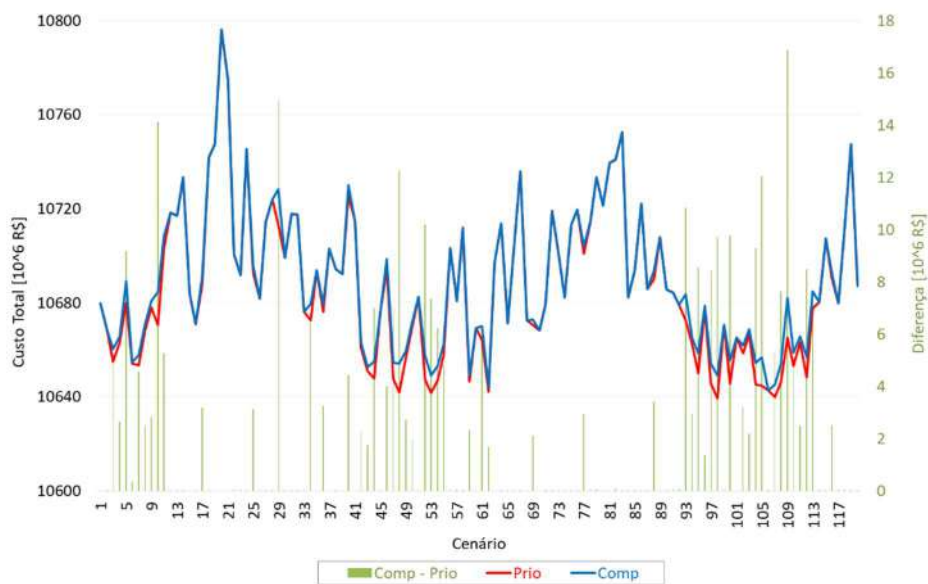


Figura 78 - Custo total dos 120 cenários

A Tabela 31 resume os dados médios de custos de operação dos cenários.

Tabela 31 – Custos de operação (10^6 R\$)

Simulação	Custo Presente	Custo Futuro	Custo Total
Prioritária	36,3	10.650,3	10.686,6
Compulsória	35,9	10.653,2	10.689,1

6.7.3 Simulação com FCF com Condições Hidrológicas Mais Favoráveis

Tendo em vista os aspectos observados, espera-se que, caso a função de custo futuro utilizada nas simulações conduza a custos marginais de operação mais baixos, a redução na geração eólica seja menos profunda. Esse resultado é esperado pois quanto mais baixo for o CMO, menos intenso será o despacho das usinas térmicas. Por outro lado, maior será o despacho das usinas hidráulicas, as quais possuem maior flexibilidade na operação de *load following*.

Ou seja, espera-se que menos restrições operativas das usinas térmicas (geração mínima para acionamento, rampa de tomada de carga etc) estejam ativas e que a redução na geração eólica seja menos competitiva na determinação do despacho ótimo.

De forma a obter resultados que comprovem essa expectativa, os 120 cenários são simulados acoplando à uma FCF mais “barata”, construída a partir dos mesmos dados da FCF utilizada nas demais simulações, contudo, com estado inicial mais favorável. Os demais dados da simulação dos cenários são mantidos inalterados.

A Tabela 32 mostra o CMO médio mensal da simulação de 100 cenários sintéticos com o modelo NEWAVE para a FCF utilizada na simulação base dos cenários e para a FCF que será utilizada nos resultados desse item 6.7.3, referenciada como ‘Condições Hidrológicas Mais Favoráveis’.

Tabela 32 – CMO FCF Base x CMO FCF Sensibilidade

FCF	CMO Médio Mensal - Séries Sintéticas (R\$/MWh)
Base	401,19
Condições Hidrológicas Mais Favoráveis	353,69

Os resultados da simulação dos 120 cenários de geração eólica com a nova FCF corroboram a expectativa, com redução no número médio de períodos com corte de geração eólica, além de menor profundidade nesse corte. Os resultados podem ser vistos na Tabela 33 e na Figura 79.

Tabela 33 – Resultados médios dos 120 cenários simulados com cada FCF

FCF	CMO Médio Mensal - Séries Sintéticas (R\$/MWh)	Nº de Períodos com Redução	Redução Total [MWh]	Redução Média Semanal [MWmed]
Base	401,19	5,92	206	1,23
Condições Hidrológicas Mais Favoráveis	353,69	2,21	120	0,71

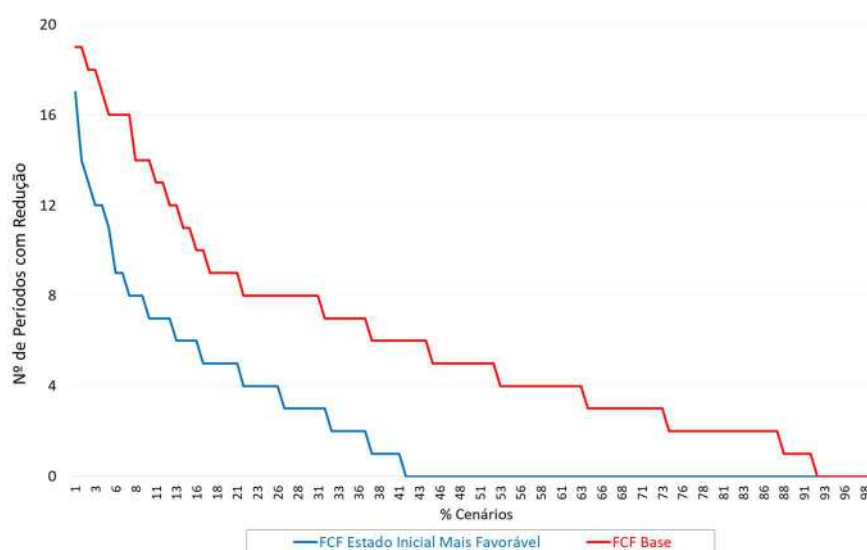


Figura 79 – Curvas de permanência do nº de períodos com redução de geração eólica nos 120 cenários

Consideração da Sazonalidade da Geração Eólica

A Tabela 34 resume os dados de redução da geração eólica para cada um dos grupos definidos no item 6.3.1. São apresentados os dados médios dos resultados dos cenários que pertencem a cada grupo. Ressalta-se que os grupos estão numerados em ordem crescente de desempenho da geração eólica, sendo que o grupo 1 apresenta os menores fatores de capacidade, enquanto que o grupo 4 representa os meses com o maior perfil de geração eólica na região Nordeste.

Os resultados mostram que nos meses em que a geração eólica possui fatores de capacidade mais elevados, de acordo com a sazonalidade típica, a escolha do modelo em

cortar essa geração é mais frequente e mais intensa. Esse resultado está de acordo com o esperado, visto que quanto maior for a geração intermitente, mais acentuados podem ficar os vales da curva de carga líquida.

Tabela 34 – Resumo da redução de geração eólica considerando a sazonalidade

Grupo	% dos Cenários com Redução em ao menos 1 Período	Número de Períodos com Redução	Redução Total [MWh]	% não gerado da disponibilidade eólica média dos cenários
1 (FC Baixos)	13,33	0,43	20	0,027
2 (FC Médios)	16,00	0,52	23	0,028
3 (FC Altos)	56,76	3,19	171	0,182
4 (FC Muito Altos)	71,43	4,32	245	0,242

6.8 Alternativa ao Corte de Geração Eólica

Até o momento, estabeleceu-se que a injeção compulsória da geração eólica na rede pode levar a custos totais de operação mais elevados do que quando essa geração está susceptível a corte. Contudo, por tratar-se de uma fonte de energia que não pode ser estocada em sua forma primária, e que possui custo variável nulo ou muito reduzido, alternativas ao corte da geração podem ser vantajosas para a operação do sistema.

Esse trabalho explora o armazenamento, de parte da energia que seria cortada, no reservatório superior de uma Usina Hidrelétrica Reversível - UHER. Nesse caso, a geração eólica que seria reduzida é injetada na rede e, caso não haja restrições na malha de transmissão, ela é utilizada para o acionamento das bombas da usina reversível.

Energia eólica que não seria cortada também pode ser armazenada na UHER, de forma a realizar-se deslocamento temporal da disponibilidade eólica, que pode passar a ser utilizada em demais períodos, caso essa seja a decisão ótima do modelo.

A energia armazenada na UHER pode ser utilizada pelo sistema em períodos seguintes, aliviando a malha de transmissão e/ou auxiliando na operação de '*load following*'.

6.8.1 Armazenamento em Usinas Hidrelétricas Reversíveis

Reservatórios

Considera-se dois reservatórios em ciclo fechado. Ou seja, a troca de água entre os reservatórios inferior e superior, por meio de bombeamento e turbinamento, é a única forma de alteração nos volumes de água armazenados em cada reservatório. Como não há chegada/retirada de água no sistema da UHER, o volume total de água nos dois reservatórios é sempre o mesmo, sendo alterada somente a distribuição desse volume entre o Reservatório Inferior – RI e o Reservatório Superior – RS.

A escolha por uma UHER de ciclo fechado se deve pelo objetivo de isolar o seu efeito nas simulações, sem interferência hidráulica da sua inclusão na operação das demais usinas hidrelétricas.

Os perfis dos RI e RS são baseados em dois reservatórios existentes no sistema brasileiro, das usinas hidrelétricas de Barra dos Coqueiros e Caçu, respectivamente. Contudo, o RI foi modificado de forma que seu volume útil se igualasse ao do RS. Os dados cadastrais desses reservatórios estão apresentados na Tabela 35.

Tabela 35 – Reservatórios da UHER

	Cota Mín. [m]	Cota Máx. [m]	Vol. Mín. [hm ³]	Vol. Máx. [hm ³]	Vol. Útil [hm ³]
RI	447	448	316,11	347,80	31,69
RS	475	477	195,76	227,45	31,69

Considerando que a tomada d'água no RS ocorre na sua cota mínima de 475 m, quando toda a água do sistema da UHER estiver no RS, ou seja, quando o RI estiver vazio, a altura de queda líquida para a geração de energia elétrica é de 28 metros. Por outro lado, no limite, quando o RI estiver próximo de sua cota máxima, a altura de queda líquida se reduz à 27 metros. Ou seja, a altura de queda entre os dois reservatórios se mantém aproximadamente constante, entre 27 e 28 metros.

Sistemas de Bombeamento e Geração

A capacidade máxima de bombeamento da água armazenada no RI para o RS é de 190 m³/s, baseada na UHER de Vigário do complexo de Lajes no estado do Rio de Janeiro. O consumo de energia elétrica nas bombas, para a elevação de 1 m³/s em 28 metros, é de 0,44 MW. Considerando o volume útil de 31,69 hm³, para a transferência de 50% do volume útil do RI para o RS é necessário o acionamento das bombas durante 24 horas em 190 m³/s (0,684 hm³ por hora). Ou seja, se o RI estiver em 100% do V.U., são necessários no mínimo dois dias para a transferência total de seu volume para o RS.

A capacidade máxima de geração de energia elétrica é de 97,5 MW, em três unidades geradoras de 32,5 MW. A produtividade das unidades geradoras é de, aproximadamente, 0,24 MW/m³/s. Ou seja, a elevação de 1 m³/s pelas bombas “custa” 0,44 MW, enquanto que essa mesma vazão “rende” apenas 0,24 MW quando utilizada para a geração de energia elétrica. Em suma, o acionamento das UHER, mesmo completando o “ciclo” bombeamento + geração, resulta em um maior consumo líquido de energia elétrica no sistema.

Por outro lado, mesmo elevando a carga líquida do sistema, o acionamento das bombas nos períodos de menor demanda conduz à menores custos de operação, visto que essa operação possibilita a suavização dos vales de carga, além do armazenamento virtual da energia dos ventos. Em um período em que as bombas sejam acionadas em suas capacidades máximas, resultando em uma transferência de 190 m³/s, a demanda do sistema se eleva em 83,6 MW.

Ou seja, as UHER podem “criar” carga no sistema nos períodos em que ocorrem os vales, reduzindo o montante de corte da geração eólica. A geração que deixa de ser

cortada passa a acionar as bombas da UHER, transferindo água do RI para o RS, estocando a energia eólica, que seria cortada, em forma de energia potencial da água. Em síntese, 1 MWh que seria cortado pode ser utilizado na elevação de 2,27 m³/s do RI para o RS, que, por sua vez, poderá gerar 0,55 MWh em períodos seguintes, quando for de interesse para o sistema.

Como o “saldo” entre bombeamento e geração é negativo, espera-se que o bombeamento da UHER seja utilizado apenas em duas situações: para suavizar o vale de carga, como visto nesse trabalho que pode ser economicamente interessante, e para possibilitar alívio nos carregamentos da malha de transmissão em períodos seguintes. Visando a segunda situação, a UHER foi conectada ao sistema na barra 14, a qual “fecha” o caminho 17-16 e 16-14 que, como visto no item 6.5.3, apresenta “congestionamento” em diversos períodos da simulação.

Representação no modelo DESSEM

A representação da UHER no modelo DESSEM utiliza os registros Usinas Hidráulicas – UH para inclusão dos reservatórios inferior e superior, e o registro Unidades Elevatórias - UE para cadastramento do sistema de bombeamento. Os dados necessários para cadastramento do sistema de bombeamento incluem a definição do reservatório de jusante (RI) e do reservatório de montante (RS), adicionados aos registros UH, além da capacidade máxima de bombeamento, em m³/s, e do consumo específico das bombas, em MW/m³/s.

Adicionalmente, através do cadastro de usinas hidráulicas, arquivo HIDR.DAT, ou através dos registros Alteração de Cadastro – AC, deve ser informado ao modelo que o reservatório inferior não possui unidades geradoras, enquanto que o reservatório superior conta com as unidades geradoras da UHER.

Finalmente, a conexão da UHER com a rede elétrica ocorre pela alocação das unidades geradoras e da unidade elevatória às barras desejadas (no caso dessa dissertação, à mesma barra), através do arquivo de caso base da simulação elétrica e através do próprio registro UE, respectivamente.

Os resultados dos cenários 48 e 109, com a modelagem da UHER, são descritos a seguir.

Resultados do Cenário 48

A Figura 80 mostra a geração eólica no sistema para o caso base (sem UHER) e para o caso com a modelagem da UHER.

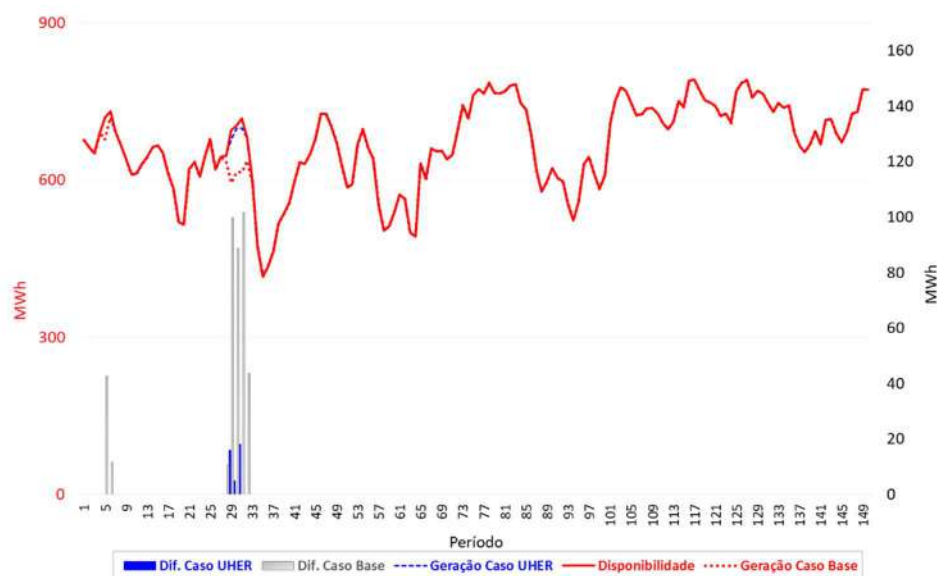


Figura 80 – Disponibilidade e Geração Eólica no cenário 48 – com e sem UHER

No segundo caso, a diferença entre disponibilidade e geração eólica ocorre apenas em três períodos (29, 30 e 31), enquanto que no caso base a diferença ocorre em 7 períodos e com maior profundidade. Observa-se que, no caso com a UHER, nos períodos em que ainda ocorreu corte de geração eólica para minimização do custo total de operação, o consumo das bombas já estava no máximo, de 83,6 MW, conforme Figura 81. Ou seja, não era possível “criar” mais carga para a geração eólica.

Nota-se que o bombeamento ocorre não apenas nos períodos em que há corte de geração eólica no caso base, mas também em diversos outros períodos. Esse resultado mostra que a UHER foi utilizada não somente como fonte de armazenamento da geração eólica, mas também como recurso de injeção de potência para alívio da rede de transmissão. Pode-se verificar esse entendimento pela análise dos carregamentos das linhas do sistema, conforme Tabela 36.

O acionamento da UHER leva a uma média semanal de elevação na demanda do sistema de 29 MW, enquanto que sua contribuição na geração de energia elétrica é de apenas 16 MW. Portanto, o acionamento da UHER ocorre de forma a minimizar o custo total de operação pela transferência de recursos entre os períodos de simulação.

Essa transferência permitiu o acionamento mais intenso de fontes mais baratas e a redução do despacho de fontes mais caras. Adicionalmente, assim como visto na análise do cenário 109, também pode ocorrer a menor utilização dos estoques armazenados nos reservatórios das usinas hidráulicas, conduzindo a um “melhor” acoplamento com a FCF. Esse comportamento está apresentado na Tabela 37.

Tabela 36 – N° de períodos com carregamento máximo em cada circuito

	Caso Base	Caso UHER
17 → 16	45	28
16 → 14	1	0
7 → 8	3	0

Observa-se que a geração das usinas térmicas mais baratas, de 1 a 4, é maior no caso com UHER do que no caso base, enquanto que a geração das usinas térmicas mais caras, 5 e 6, sofre redução considerável. Adicionalmente, a geração na UH 4 também se reduz consideravelmente. Esses dois efeitos conduzem à redução do custo total de operação pela redução tanto do custo presente, quanto do custo futuro (Tabela 38).

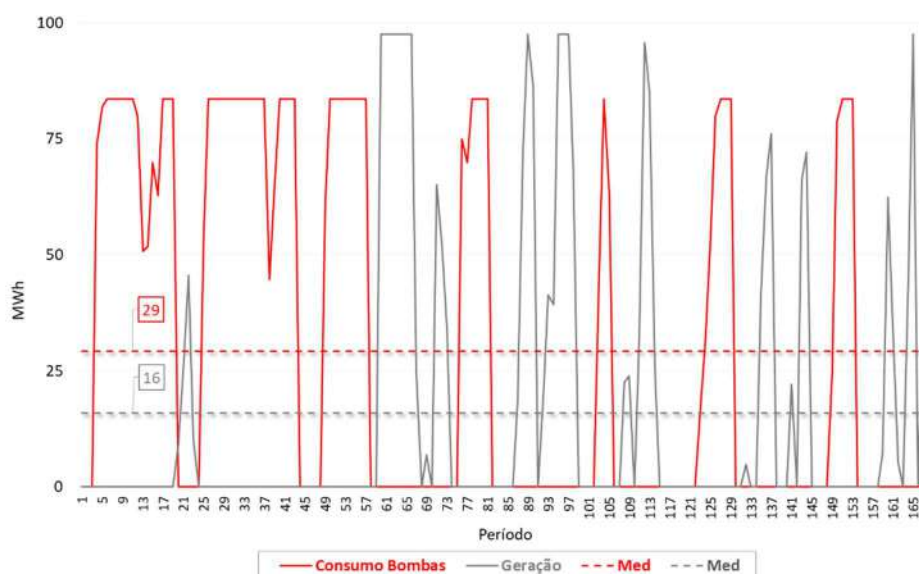


Figura 81 – Consumo e Geração na UHER no cenário 48

Tabela 37 – Geração total no período de simulação

	Caso Base [MWh]	Caso UHER [MWh]	Δ
Eólicas	112.097	112.457	0.32%
UT 1	59.098	60.449	2.3%
UT 2	21.650	22.678	4.7%
UT 3	26.268	28.563	8.7%
UT 4	5.524	5.883	6.5%
UT 5	1.685	210	-87.5%
UT 6	1.133	104	-90.8%
UH 1	6.720	6.720	0.0%
UH 2	13.472	13.454	-0.1%
UH 3	16.128	16.128	0.0%
UH 4	23.663	23.055	-2.6%
UH 5	11.795	11.760	-0.3%
UHER	0	2.684	

A Figura 82 mostra a geração da UT 1 nos 168 períodos simulados. O caso com a UHER possibilita que a geração dessa usina, que é a térmica mais barata do sistema, se mantenha mais elevada nos momentos em que, no caso base, foi necessária redução na geração por limitação no sistema de transmissão (item 6.5.3).

Tabela 38 – Custos de operação do cenário 48 [$10^3 R\$$]

Simulação	Custo Presente	Custo Futuro	Custo Total
Base	27.405,73	10.614.560,75	10.641.966,48

UHER	26.505,97	10.613.967,46	10.640.473,43
------	-----------	---------------	---------------

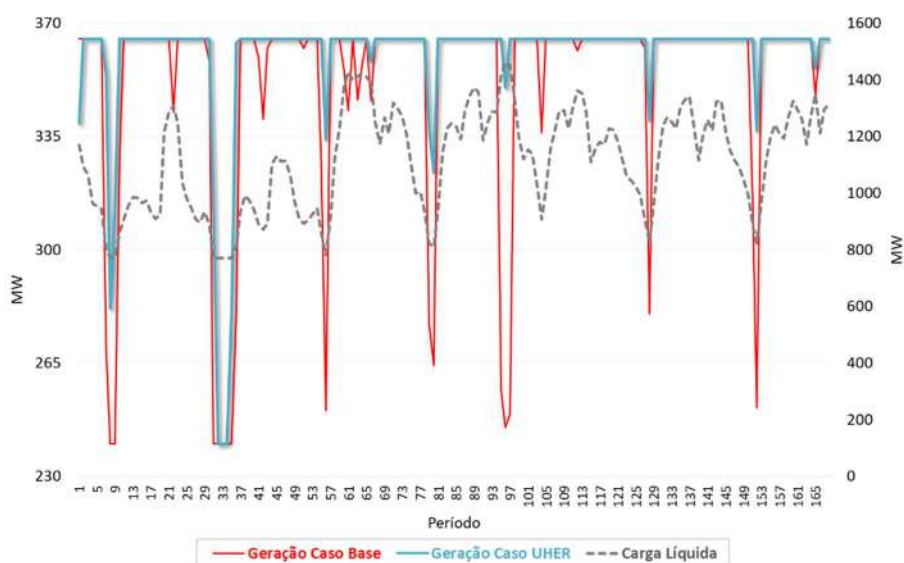


Figura 82 – Geração UT 1 no cenário 48 – caso base e caso UHER

A Figura 83 mostra os armazenamentos no RS e RI da UHER ao longo dos períodos de simulação. O RI inicia e termina o estudo em 100% do volume útil, passando uma única vez pelo armazenamento mínimo de 15%. Esse resultado se justifica, visto que o período de simulação se inicia em um sábado, quando a carga média diária do sistema é menor do que nos dias úteis. Assim, nos dois primeiros dias, sábado e domingo, quando a carga média diária é mais baixa e os vales são mais acentuados, as bombas são acionadas mais intensamente.

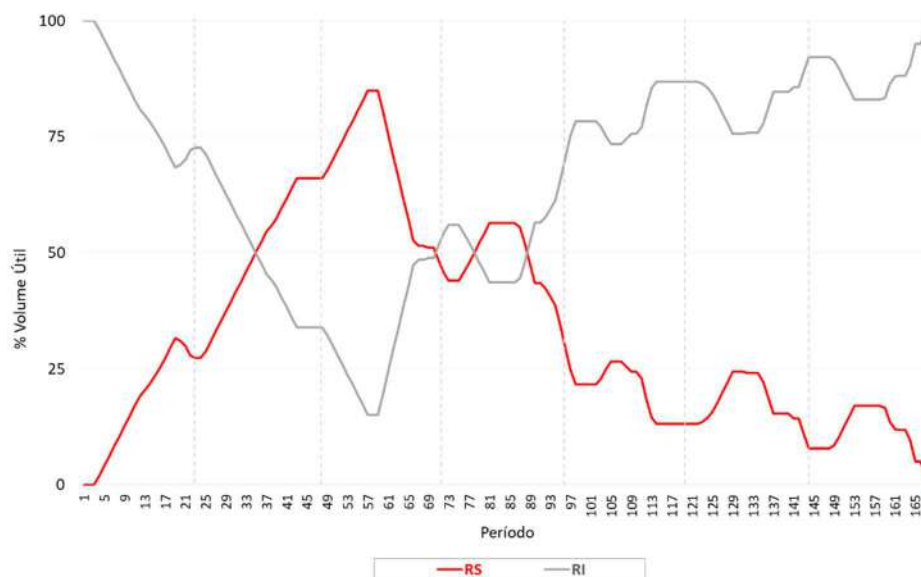


Figura 83 – Armazenamento nos reservatórios da UHER no cenário 48

Por outro lado, ao longo da semana, nos dias úteis, quando a carga diária média é mais alta, logo a rede fica mais carregada, a geração é mais intensa, replecionando o RI e deplecionando o RS. Além do “macro” comportamento entre os dias da semana, também se observa alternância entre bombeamento e geração dentro de cada dia, principalmente nos dias úteis, quando ocorre bombeamento nas horas iniciais do dia e geração nos períodos seguintes, quando a carga se eleva.

O armazenamento do RS ao final do horizonte de PDO é 0%, comportamento esperado, visto que não há valoração do seu armazenamento na FCF utilizada nas simulações. Assim, não é vista pelo modelo a vantagem de se estocar essa água para uso futuro. Dessa forma, a UHER é caracterizada para utilização de curtíssimo prazo, sendo operada para realizar o deslocamento temporal dos recursos energéticos dentro do horizonte de PDO. Caso seja desejável a utilização do recurso de armazenamento de energia por períodos maiores do que o da PDO, é necessário incluir valoração dessa água ao final do horizonte de PDO.

Resultados do Cenário 109

A Figura 87 mostra a geração eólica no sistema para o caso base (sem UHER) e para o caso com a modelagem da UHER.

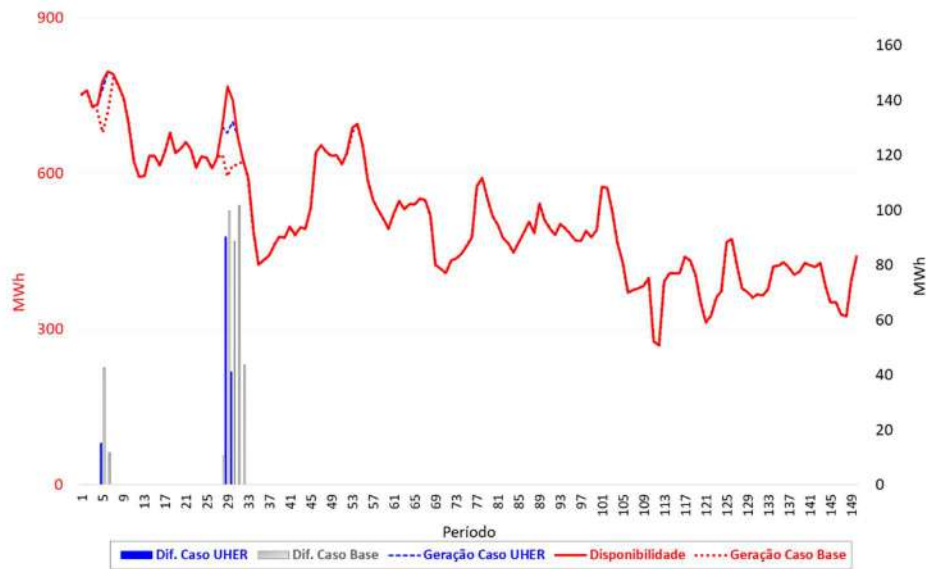


Figura 84 – Disponibilidade e Geração Eólica no cenário 109 – com e sem UHER

No segundo caso, a diferença entre disponibilidade e geração eólica ocorre apenas em três períodos (8, 32 e 33), enquanto que no caso base a diferença ocorre em 7 períodos e com maior profundidade.

Assim como na análise do cenário 48, nota-se que o bombeamento ocorre não apenas nos períodos em que há corte de geração eólica no caso base, mas também em diversos outros períodos, conforme Figura 85.

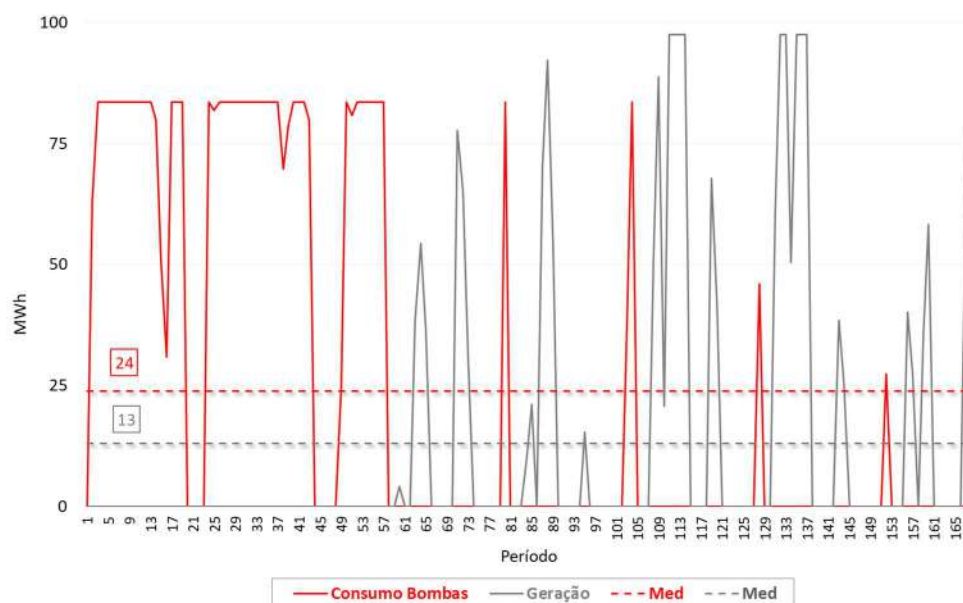


Figura 85 – Consumo e Geração na UHER no cenário 109

O acionamento da UHER leva a uma média semanal de elevação na demanda do sistema de 24 MW, enquanto que sua contribuição na geração de energia elétrica é de apenas 13 MW. Portanto, o acionamento da UHER ocorre de forma a minimizar o custo total de operação pela transferência de recursos entre os períodos de simulação.

Essa transferência permitiu a menor utilização dos estoques armazenados nos reservatórios das usinas hidráulicas, conduzindo a um “melhor” acoplamento com a FCF. Contudo, no caso do cenário 109, a presença da UHER não reduziu a geração das usinas térmicas mais caras no período da PDO. Esses comportamentos estão apresentados na Tabela 42.

Tabela 39 – Geração total no período de simulação

	Caso Base [MWh]	Caso UHER [MWh]	Δ
Eólicas	84.621	85.084	0.55%
UT 1	59.618	60.445	1.39%
UT 2	22.195	22.744	2.48%
UT 3	27.475	29.301	6.64%
UT 4	6.077	6.372	4.86%
UT 5	4.187	3.685	-11.98%
UT 6	4.590	4.598	0.18%
UH 1	6.720	6.720	0.00%
UH 2	14.131	13.536	-4.21%
UH 3	16.128	16.128	0.00%
UH 4	40.433	40.520	0.21%
UH 5	13.058	11.918	-8.73%
UHER	0	2.193	

Observa-se que a geração das usinas térmicas sofre aumento considerável com a UHER, à exceção da UT 5, cuja geração reduziu em aproximadamente 12%. Adicionalmente, a geração hidráulica total se reduz. Esses dois efeitos conduzem à redução do custo total de operação pela redução apenas do custo futuro (Tabela 40).

Tabela 40 – Custos de operação do cenário 109 [$10^3 R\$$]

Simulação	Custo Presente	Custo Futuro	Custo Total
Base	32.706,07	10.632.479,49	10.665.185,76
UHER	33.181.50	10.625.664,29	10.658.845,79

A Figura 89 mostra os armazenamentos no RS e RI da UHER ao longo dos períodos de simulação. Assim como no cenário 48, o RI inicia e termina o estudo em 100% do volume útil, passando uma única vez pelo armazenamento mínimo de 3%. Verifica-se o mesmo macro comportamento, com deplecionamento do RI principalmente nas primeiras 48 horas, quando a carga média diária do sistema é mais reduzida do que nos demais dias.

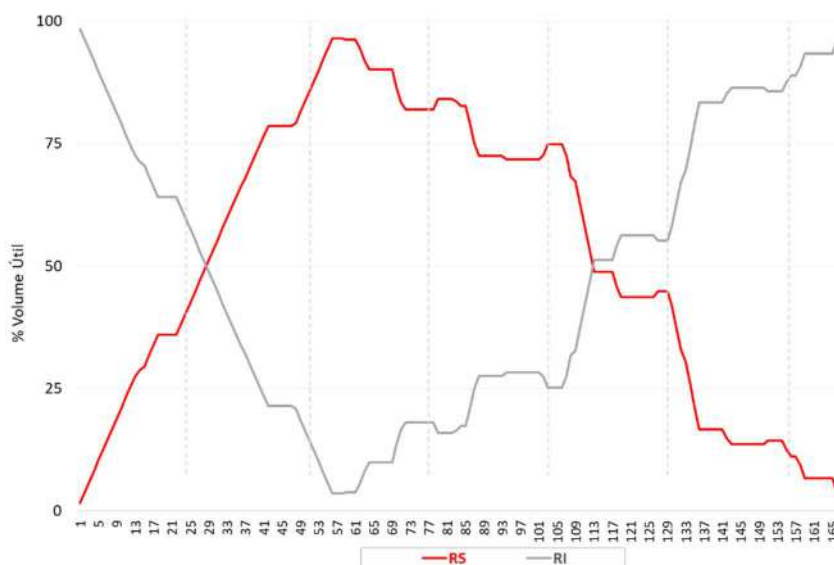


Figura 86 – Armazenamento nos reservatórios da UHER no cenário 109

Resultados dos 120 Cenários

Dadas as análises dos cenários 48 e 109, espera-se que a inclusão da UHER na simulação dos cenários de geração eólica conduza à redução do número de períodos com corte de geração eólica, pelo acionamento das bombas da UHER nos momentos em que essa geração seria cortada. Também se espera que a profundidade dos cortes que não sejam eliminados se reduza, limitada apenas pelo limite de 83,6 MWh de consumo máximo das bombas.

Os resultados dos 120 cenários, simulados com a UHER conectada à barra 14, são apresentados a seguir.

Conforme o esperado, observa-se que a inclusão da UHER reduz consideravelmente o número de períodos com corte na geração eólica, além de diminuir

a profundidade na redução dessa geração em relação à sua disponibilidade, conforme Tabela 41, Figura 87 e Figura 88.

Tabela 41 – Corte total de geração eólica – média dos 120 cenários

	Caso Base	Caso UHER
Corte Total [MWh]	206	45

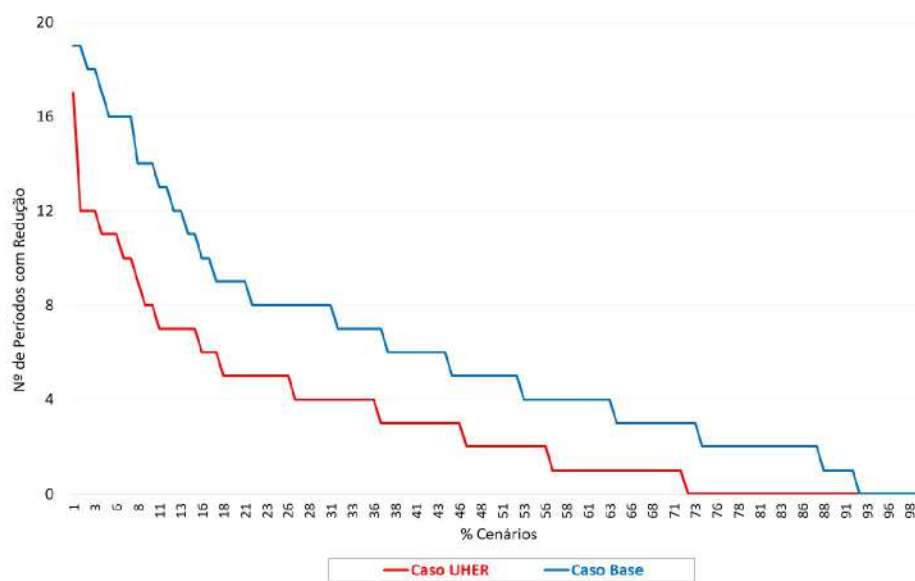


Figura 87 – Nº de períodos com corte de geração eólica – caso base x caso UHER

Com a inclusão da UHER, a máxima redução de geração eólica em um único período passa de 173,65 MWh para 90,05 MWh. A diferença entre esses dois valores é justamente o consumo horário máximo da UHER, de 83,6 MWh ($190 \text{ m}^3/\text{s} \times 0,44 \text{ MW}/\text{m}^3/\text{s}$).

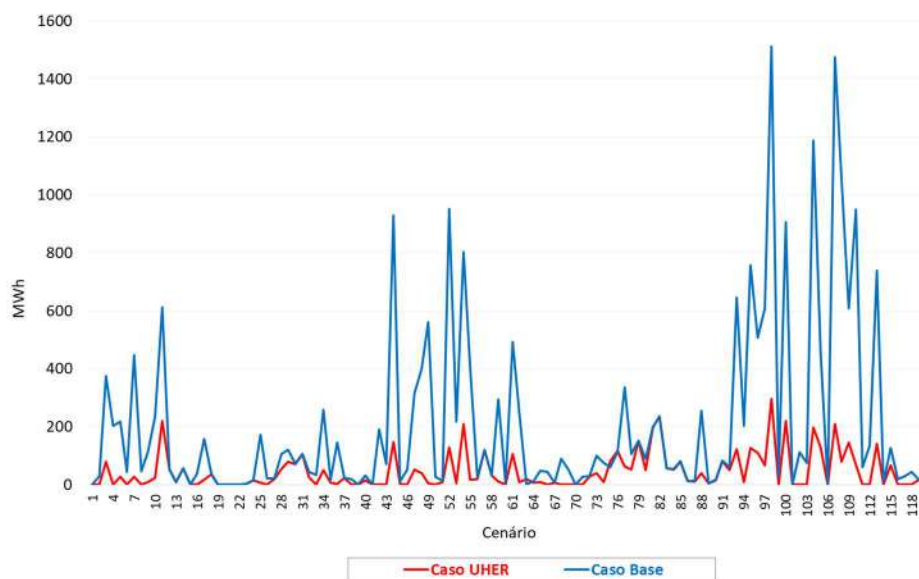


Figura 88 - Corte total de geração em cada cenário

O acionamento da UHER, na média dos 120 cenários, leva a um saldo positivo de 2.240 MWh adicionais à curva de carga líquida do sistema, pela diferença entre consumo total das bombas e geração total de energia elétrica. Todavia, mesmo com a elevação da carga líquida, ocorre redução no custo total de operação em todos os cenários, conforme Figura 89.

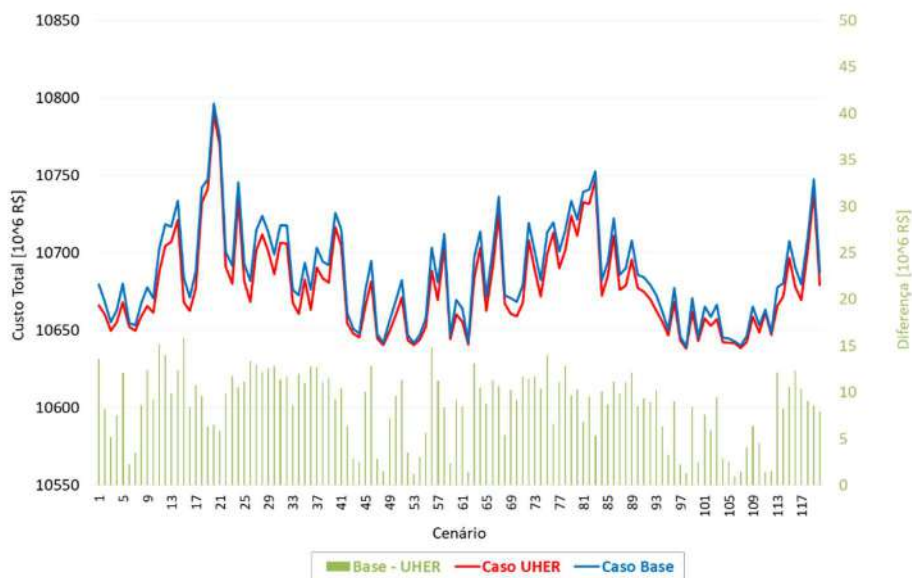


Figura 89 - Custo total de operação de cada cenário

A análise dos custos presente e futuro, apresentados nas Figura 90 e Figura 91, mostram que a redução no custo total de operação, para a maior parte dos cenários (~ 82%), ocorre pela redução somente no custo futuro de operação, como visto na análise do cenário 109. Apenas em, aproximadamente, 18% dos cenários, ocorreu redução no custo presente de operação. Nos demais cenários, a redução no custo total foi devida ao melhor acoplamento com a FCF.

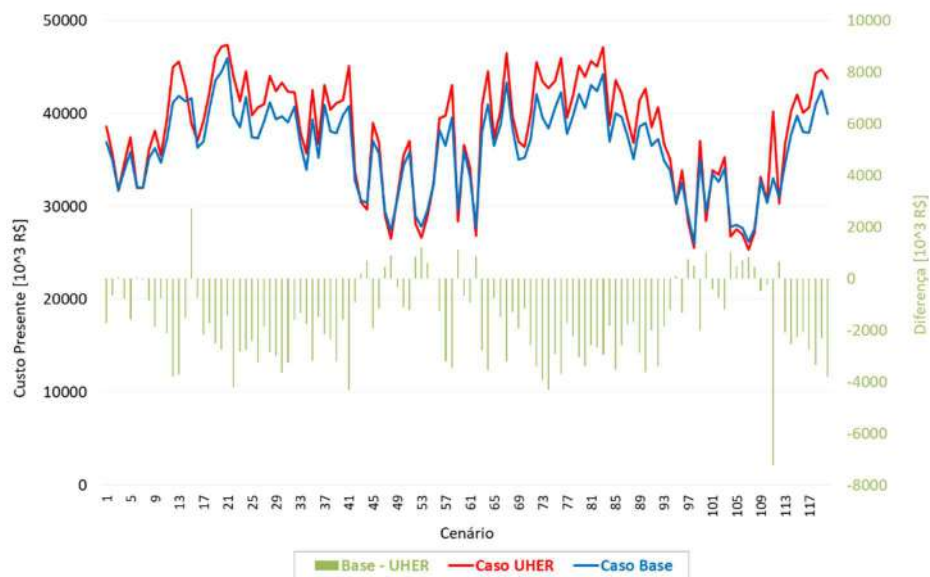


Figura 90 - Custo presente de operação de cada cenário

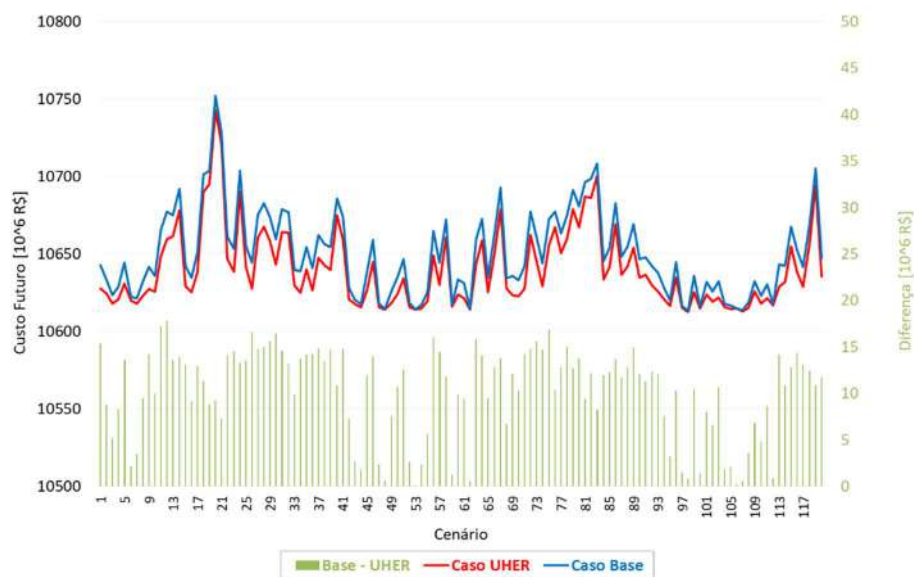


Figura 91 - Custo futuro de operação de cada cenário

A Tabela 42 resume os custos de operação presente, futuro e total médios da simulação dos 120 cenários com a UHER conectada à barra 14.

Tabela 42 – Custo de operação [10⁶ R\$] – média dos 120 cenários

	Custo Presente	Custo Futuro	Custo Total
Caso Base	36,3	10.650,3	10.686,6
Caso UHER	38,0	10.640,0	10.678,0

Simulação com FCF com Condições Hidrológicas Mais Favoráveis

Os resultados da simulação dos 120 cenários de geração eólica com a UHER e a FCF com condições hidrológicas mais favoráveis são apresentados a seguir.

Na Tabela 43 são comparados os resultados de corte de geração eólica na presença da UHER com ambas FCF, que modelam o uso mais intenso de geração térmica no caso Base e, por outro lado, uma situação hidrológica mais favorável no segundo caso, conduzindo a redução na geração térmica pelo maior aproveitamento dos estoques de água dos reservatórios.

Tabela 43 – Resultados médios dos 120 cenários simulados com cada FCF na presença da UHER

FCF	Nº de Períodos com Redução	Redução Total [MWh]	Redução Média Semanal [MWmed]
Base	3,07	45	0,27
Condições Hidrológicas Mais Favoráveis	0,76	21	0,13

Observa-se que na simulação com a FCF com condições hidrológicas mais favoráveis ocorre corte de geração eólica menos frequente, além de em menor profundidade. Esse resultado está em linha com os resultados anteriores de comparação entre as duas FCF, visto que, quando há uso mais intenso de geração hidráulica para o atendimento da curva de carga, menos restrições de UC térmico ficam ativas.

Com a UHER e um cenário hidrológico favorável, o corte de geração eólica praticamente se extingue, ocorrendo, na média dos 120 cenários, em apenas 0,76 períodos

por semana. Outrossim, só ocorre corte em 24% dos cenários simulados, conforme Figura 92.

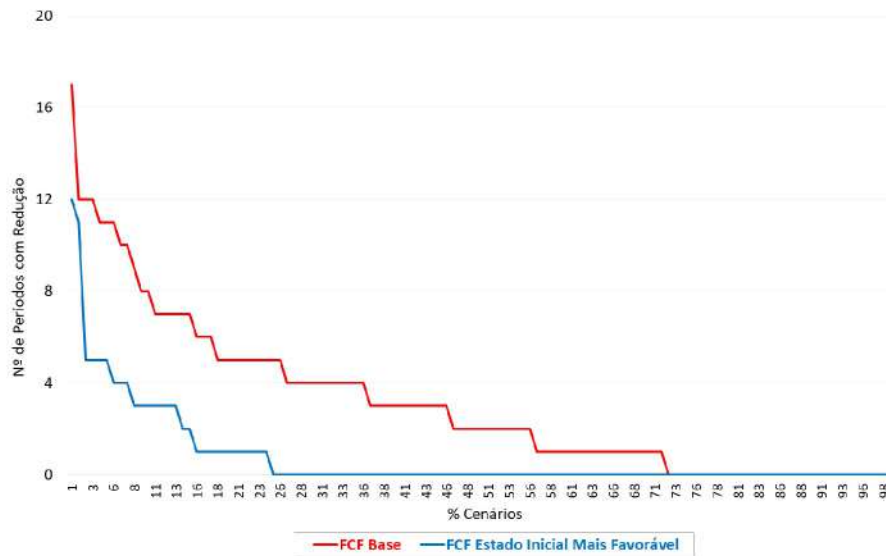


Figura 92 – Curvas de permanência do nº de períodos com redução de geração eólica nos 120 cenários

Os 24% dos cenários que apresentam corte de geração eólica com a presença da UHER e a FCF com condições hidrológicas mais favoráveis são compostos por 9,17% pertencentes ao grupo 4, com fatores de capacidade sazonalmente mais elevados, além de 11,67% pertencentes ao grupo 3. Ou seja, o corte se mantém principalmente nos cenários em que a geração eólica apresenta o padrão sazonal mais elevado.

6.9 Conclusões com o Sistema de Estudo

Nesse capítulo foram realizadas simulações com um sistema baseado no IEEE RTS-96, com 24 barras e 36 circuitos. O parque de geração do sistema foi baseado na composição atual da região Nordeste do SIN, com participação de usinas hidráulicas, térmicas e eólicas. A malha de transmissão foi modificada em relação ao RTS original com o intuito de tornar algumas restrições de fluxo ativas na resolução dos problemas de PDO.

A modelagem da geração eólica foi realizada de forma prioritária e compulsória, analogamente ao capítulo 5, com vistas a avaliar a injeção da geração eólica no sistema

dentro do despacho econômico de geração. De forma a realizar análise abrangente e robusta, foram gerados cenários de disponibilidade de geração eólica a partir de fatores de capacidade verificados em usinas eólicas da região Nordeste. Os fatores utilizados foram verificados entre setembro/2015 e dezembro/2017, cobrindo a sazonalidade típica da velocidade dos ventos.

Inicialmente foram analisados, em detalhes, os resultados de dois cenários de geração eólica dentro do problema de PDO. O cenário 48 apresentou resultado de corte de geração eólica associado à redução no custo presente de operação pela manutenção de geração térmica mais barata na simulação prioritária do que na simulação compulsória. Já o cenário 109 apresentou corte de geração eólica associado à redução no custo futuro de operação pela redução na geração hidráulica na simulação prioritária, permitindo melhor acoplamento com a função de custo futuro.

Os resultados dos cenários de geração eólica corroboraram as análises realizadas com o sistema tutorial, apresentando corte de geração eólica por decisão do modelo na determinação do despacho ótimo de geração. Essa operação conduziu a custos totais de operação inferiores do que quando não é realizado o corte, seja por redução do custo presente, como no cenário 48, seja por redução do custo futuro de operação, como no cenário 109.

Também foi realizada avaliação dos resultados dos cenários divididos em 4 grupos de acordo com a sazonalidade típica dos ventos na região Nordeste. Verificou-se que nos meses em que a geração eólica é mais intensa, a utilização do corte é mais frequente e mais profunda.

Verificou-se, também, que o Valor da Água das usinas hidráulicas tem impacto significativo no corte de geração eólica. Quando a FCF traz informações mais pessimistas sobre o futuro, a geração térmica é mais intensa no presente para a preservação dos estoques de água nos reservatórios, assim, a “competição” entre as restrições operativas das usinas térmicas e a variabilidade e intensidade da geração eólica nos períodos de carga baixa fica mais acentuada, conduzindo à maior ocorrência do corte de geração eólica. Pelo outro lado, quando as informações sobre o futuro são mais otimistas, há menos acionamento de usinas térmicas e as usinas hidráulicas podem ser acionadas mais intensamente, sendo utilizadas na operação de acompanhamento da curva de carga líquida, reduzindo a necessidade de corte de geração eólica.

Finalmente, foi estudada a inserção de uma Usina Hidroelétrica Reversível no sistema, com o objetivo de reduzir o corte de geração eólica. Verificou-se que esse objetivo é atingido, com redução significativa no corte de geração eólica, que passou a ser utilizada no acionamento das bombas da UHER. Também foi constatado um benefício adicional da UHER, de alívio do sistema de transmissão, a partir de injeções líquidas de potência nos períodos em que a carga do sistema é elevada e a rede apresentava congestionamento.

7 CONCLUSÕES

Essa dissertação se propôs a estudar uma nova forma de representação da geração das usinas de fontes alternativas de energia, notadamente a geração eólica, em um modelo de Programação Diária da Operação. O modelo utilizado nos desenvolvimentos foi o DESSEM, do CEPEL, o qual é amplamente utilizado e validado pelo setor elétrico brasileiro.

Esse modelo se caracteriza fortemente pelo *Unit Commitment Térmico*, com a inclusão de variáveis binárias na formulação matemática do problema, além da representação cronológica da curva de carga de energia elétrica. Essas duas características, que não são comuns aos horizontes de Planejamento da Operação de Médio e Curto Prazos, justificam a aplicação da representação proposta apenas no horizonte de PDO.

A representação proposta permite que o modelo de otimização module a geração eólica a valores inferiores à sua disponibilidade, considerando que esse é o único aspecto controlável dessa geração. Na formulação adotada, a geração eólica permanece sendo prioritária em relação às demais fontes, respeitando seu custo variável nulo e baixos impactos ambientais em relação às gerações térmica e hidráulica. Contudo, a geração está sujeita a corte quando for de interesse sistêmico para redução do custo total de operação.

A revisão bibliográfica realizada mostrou que diversos autores estudam o corte de geração eólica, principalmente em países nos quais essa geração participa mais fortemente da composição da matriz de geração elétrica do que no Brasil. Os estudos são focados no corte de geração eólica devido à congestionamento no sistema de transmissão, além de limitações à geração não síncrona total nos sistemas elétricos, visando a manutenção da segurança da operação elétrica. Nesse aspecto, essa dissertação acrescenta a análise do corte de energia eólica por escolha ótima de minimização do custo total de operação e não por necessidade sistêmica.

No capítulo 5 foi desenvolvido o conceito de redução de custo total de operação pela redução da geração eólica, que é uma fonte com custo variável nulo. Inicialmente, esse resultado poderia gerar estranheza, visto que o corte da geração eólica significa elevação da carga líquida do sistema. Contudo, mesmo com elevação da carga líquida, comprovou-se que o custo total de operação pode ser reduzido.

Para tanto, foi construída a chamada Função Valor, a qual, para problemas de PDO, não é monotonamente crescente. Esse resultado só é possível devido à modelagem das restrições de UCT e do acoplamento temporal acrescentado ao problema por essas restrições. Na modelagem em uso atualmente no setor elétrico brasileiro nos modelos de Planejamento da Operação de Médio e Curto Prazos, NEWAVE e DECOMP, do CEPEL, os quais possuem domínio contínuo para as variáveis de decisão do problema, além de patamares de carga não cronológicos, esse resultado não seria possível. Os modelos citados foram utilizados nos estudos realizados, possibilitando a construção das Funções de Custo Futuro utilizadas nos casos em estudo.

Em seguida, no capítulo 6, aplicou-se a modelagem proposta a um sistema baseado no RTS-96 de 24 barras do IEEE, com parque gerador hidro-termo-eólico baseado na configuração atual da Região Nordeste Brasileira. As simulações com cenários de geração eólica que abrangem as variabilidades horária, diária e sazonal do parque eólico brasileiro mostram que o sistema estudado pode beneficiar-se do corte de geração eólica, seja por redução no custo presente de operação, seja por redução no custo futuro.

Os resultados indicam que nos meses sazonalmente mais elevados em geração eólica o corte seria mais intenso, enquanto que, nos meses em que a geração se reduz pelo padrão de ventos, a operação de corte se reduziria significativamente. Além disso, os cortes podem atingir valores consideráveis em determinados períodos horários, mas a média da geração eólica, em energia, sofre redução muito pequena. Por exemplo, na média dos 120 cenários com a FCF Base, a disponibilidade média semanal de geração eólica é de 449,82 MWmed e o corte médio semanal simulado é de 1,23 MWmed, apenas 0,27% do total.

Ademais, verificou-se que em condições hidráulicas mais favoráveis, com uso menos intenso do parque térmico, a operação de corte de geração eólica é menos frequente e menos profunda. Esse resultado é intuitivo, visto que a geração hidráulica possui maior flexibilidade no atendimento à curva de carga líquida do sistema, sendo capaz de variar sua geração mais rapidamente.

Também, os resultados mostram que o corte de geração eólica muitas vezes permite redução do custo total de operação pela redução do custo futuro. Isso significa que o corte de geração eólica permite melhor acoplamento entre a PDO e a FCF de curto prazo, devido à melhor estado dos reservatórios. Isso ocorre, pois, o corte de geração eólica,

mesmo que em poucos períodos, confere maior flexibilidade à operação do parque térmico, mantendo em operação usinas térmicas mais baratas, que teriam sido desligadas, conduzindo a maior utilização da geração hidráulica, que é mais flexível.

Adicionalmente, foi estudada a inclusão de uma Usina Hidrelétrica Reversível como fonte de armazenamento da energia eólica cortada. Os resultados mostram que o objetivo inicial de prover o armazenamento da geração eólica é atingido, com redução considerável da energia que seria cortada. Todavia, também se verificam benefícios adicionais, como a utilização da UHER no auxílio ao controle de carregamentos das linhas de transmissão, além de deslocamento temporal de disponibilidades energéticas, auxiliando no atendimento à curva de carga nos períodos de maior demanda.

Conclui-se que a modelagem proposta de fato confere maior flexibilidade à operação do sistema estudado, sem risco de prejudicar a determinação da PDO, visto que o corte de geração eólica é apenas uma das opções, com manutenção da prioridade dessa geração e sem exclusão da solução de geração igual à disponibilidade, caso essa seja a opção de menor custo total de operação.

7.1 Trabalhos Futuros

Sugere-se a aplicação da representação proposta nessa dissertação à sistemas de grande porte, como o sistema elétrico brasileiro. Nesse caso, é importante analisar-se a configuração atual do parque gerador, bem como a expansão prevista para os próximos 10 anos, a qual conta com crescimento significativo de fontes intermitentes, além de usinas hidráulicas a fio d'água.

Nesse contexto, a variabilidade da curva de carga líquida seguirá aumentando, juntamente com o crescimento de gerações pouco controláveis, especialmente nos meses de período úmido, quando as grandes usinas hidráulicas da região Norte do Brasil possuem significativos excedentes energéticos. Com essa configuração, é importante estudar a forma da curva de carga líquida do sistema, avaliando a ocorrência de vales acentuados, seguidos de rampas e elevações consideráveis nos períodos seguintes.

Adicionalmente, deve-se estudar o impacto da operação de corte de geração eólica nos estudos de planejamento da expansão, visto que o retorno econômico do investimento

em geração eólica prevê a operação com determinados Fatores de Capacidade, os quais podem sofrer redução com a modelagem proposta. Como o foco dessa dissertação é no ótimo custo de operação, sugere-se aliar o estudo realizado à estudos de planejamento da expansão, de forma a obter-se o ótimo custo global de planejamento (da expansão e da operação conjuntamente).

Finalmente, acredita-se ser interessante a extensão do estudo realizado para sistemas com modelagem de restrições de defluência mínima de usinas hidráulicas com possibilidade de atendimento via vertimento. Nesse caso, o modelo poderia optar pelo vertimento (“desperdício” de água armazenada) ou pelo corte de geração eólica (“desperdício” de vento).

8 BIBLIOGRAFIA

1. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Resultados da Operação - Histórico da Operação**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>. Acesso em: Abril 2018.
2. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano da Operação Energética - PEN**, Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-energetico>>. Acesso em: Abril 2018.
3. CRESESB. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: [s.n.]. 2001.
4. UMMELS, B. C. et al. "Impacts of Wind Power on Thermal Generation Unit Commitment and Dispatch". **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 22, n. 1, p. 44-51, Março 2007.
5. TUOHY, A. et al. "Unit Commitment for Systems With Significant Wind Penetration". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 2, p. 592-601, Maio 2009.
6. ZHANG, Y. et al. "Conditional value at risk-based stochastic unit commitment considering the uncertainty of wind power generation". **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 2, p. 482-489, Janeiro 2018.
7. DUI, X.; ZHU, G. "Optimal unit commitment based on second-order cone programming in high wind power penetration scenarios". **IET Renewable Power Generation**, v. 12, n. 1, p. 52-60, Janeiro 2018.
8. SHAO, C. et al. "Security-Constrained Unit Commitment With Flexible Uncertainty Set for Variable Wind Power". **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 8, n. 3, p. 1237-1246, Julho 2017.

9. CHEN, Y. et al. "Robust unit commitment for large-scale wind generation and run-off-river hydropower". **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 2, n. 4, p. 66-75, Dezembro 2016.
10. TROY, N.; FLYNN, D.; OMALLEY, M. "Multi-Mode Operation of Combined-Cycle Gas Turbines With Increasing Wind Penetration". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 1, p. 484-492, Fevereiro 2012.
11. KAZEMPOUR, J.; HOBBS, B. F. "Value of Flexible Resources, Virtual Bidding, and Self-Scheduling in Two-Settlement Electricity Markets with Wind Generation—Part I: Principles and Competitive Model". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 1, p. 749-759, Janeiro 2018.
12. REN, H.; ORTEGA, J.; WATTS CASIMIS, D. "Review Of Operating Reserves And Day-Ahead Unit Commitment Considering Variable Renewable Energies: International Experience". **IEEE Latin America Transactions**, v. 15, n. 11, p. 2126-2136, Novembro 2017.
13. LIU, C. et al. "Fuzzy Energy and Reserve Co-optimization With High Penetration of Renewable Energy". **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 8, n. 2, p. 782-791, Abril 2017.
14. ZHOU, B.; GENG, G.; JIANG, Q. "Hydro-Thermal-Wind Coordination in Day-Ahead Unit Commitment". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 6, p. 4626-4637, Novembro 2016.
15. BURKE, D. J.; O'MALLEY, M. J. "Factors Influencing Wind Energy Curtailment". **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 2, p. 185-193, Abril 2011.
16. QI, Y. et al. "Wind power curtailment sequence characteristic analysis". **The Journal of Engineering**, v. 2017, n. 13, p. 1662-1665, 2017.
17. GU, Y.; XIE, L. "Fast Sensitivity Analysis Approach to Assessing Congestion Induced Wind Curtailment". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 1, p. 101-110, Janeiro 2014.

18. CHEN, X.; MCELROY, M. B.; KANG, C. "Integrated Energy Systems for Higher Wind Penetration in China: Formulation, Implementation, and Impacts". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 2, p. 1309-1319, Março 2018.
19. LI, J. et al. "Optimal trade-off between regulation and wind curtailment in the economic dispatch problem". **CSEE Journal of Power and Energy**, v. 1, n. 4, p. 37-45, Dezembro 2015.
20. MC GARRIGLE , E. V.; LEAHY, P. G. "Cost Savings From Relaxation of Operational Constraints on a Power System With High Wind Penetration". **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, n. 3, p. 881-888, Julho 2015.
21. TAN, W. S.; SHAABAN, M.; ABDULLAH, M. P. "Chance-constrained programming for day-ahead scheduling of variable wind power amongst conventional generation mix and energy storage". **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 14, p. 1785-1793, Dezembro 2017.
22. MCKENNA, E.; GRÜNEWALD, P.; THOMSON, M. "Going with the wind: temporal characteristics of potential wind curtailment in Ireland in 2020 and opportunities for demand response". **IET Renewable Power Generation**, v. 9, n. 1, p. 66-77, Janeiro 2015.
23. VARGAS, L. S.; BUSTOS-TURU, G.; LARRAÍN, F. "Wind Power Curtailment and Energy Storage in Transmission Congestion Management Considering Power Plants Ramp Rates". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 5, p. 2498-2506, Setembro 2015.
24. BITARAF, H.; RAHMAN, S. "Reducing Curtailed Wind Energy Through Energy Storage and Demand Response". **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 9, n. 1, p. 228-236, Janeiro 2018.
25. ZHANG, N.; ET AL. "Planning Pumped Storage Capacity for Wind Power Integration". **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 4, n. 2, p. 393-401, Abril 2013.

26. ATTYA, A. B. T.; HARTKOPF, T. "Utilising stored wind energy by hydro-pumped storage to provide frequency support at high levels of wind energy penetration". **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 9, n. 12, p. 1485-1497, Setembro 2015.
27. HOZOURI, M. A. et al. "On the Use of Pumped Storage for Wind Energy Maximization in Transmission-Constrained Power Systems". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 2, p. 1017-1025, Março 2015.
28. KHODAYAR, M. E.; ABREU, L.; SHAHIDEHPOUR, M. "Transmission-constrained intrahour coordination of wind and pumped-storage hydro units". **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 7, n. 7, p. 755-765, Julho 2013.
29. KHODAYAR, M. E.; SHAHIDEHPOUR, M.; WU, L. "Enhancing the Dispatchability of Variable Wind Generation by Coordination With Pumped-Storage Hydro Units in Stochastic Power Systems". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 2808-2818, Agosto 2013.
30. BRUNINX, K. et al. "Coupling Pumped Hydro Energy Storage With Unit Commitment". **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 2, p. 786-796, Abril 2016.
31. JIANG, R.; WANG, J.; GUAN, Y. "Robust Unit Commitment With Wind Power and Pumped Storage Hydro". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 800-810, Maio 2012.
32. RELIABILITY TEST SYSTEM TASK FORCE OF THE APPLICATION OF PROBABILITY METHODS SUBCOMMITTEE. "The IEEE Reliability Test System - 1996", v. 14, p. 1010-1020, Agosto 1999.
33. VAN DEN BERGH, K.; DELARUE, E. "Cycling of conventional power plants: Technical limits and actual costs". **Energy Conversion and Management**, v. 97, p. 70-77, 2015.

34. FORTUNATO, L. A. M. et al. **Introdução ao Planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990.
35. PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning". **Mathematical Programming**, v. 52, p. 359-375, Maio 1991.
36. SASSON, A. M.; MERRILL, H. M. "Some applications of optimization techniques to power systems problems". **Proceedings of the IEEE**, p. 959-972, Julho 1974.
37. YOKOYAMA, R. et al. "Multiobjective Optimal Generation Dispatch Based on Probability Security Criteria". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 1, p. 317-324, Março 1988.
38. CHENG, Y.; ZHANG, N.; KANG, C. "Low-carbon economic dispatch for integrated heat and power systems considering network constraints". **The Journal of Engineering**, v. 2017, n. 14, p. 2628-2633, 2017.
39. MACEIRA, M. E. P. et al. "Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system". **Proceedings of the Power System Computation Conference**, Junho 2002.
40. SIQUEIRA, T. G. et al. "Stochastic Dynamic Programming for Long Term Hydrothermal Scheduling Considering Different Streamflow Models". **International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS**, 11-15 Junho 2006.
41. MACEIRA, M. E. P. et al. "Periodic ARMA models applied to weekly streamflow forecasts". **International Conference on Electric Power Engineering, PowerTech Budapest 99**, Setembro 1999.
42. JARDIM, D. L. D. D.; MACEIRA, M. E. P.; FALCAO, D. M. "Stochastic streamflow model for hydroelectric systems using clustering techniques". **2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings**, Setembro 2001.

43. DINIZ, A. L. "Processo iterativo de construção da função de produção das usinas hidroelétricas para o problema de coordenação hidrotérmica". **XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE**, Recife, 2009.
44. BELLMAN, R. **Dynamic Programming**. Princeton, NJ: Princeton University Press, 1957.
45. 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. [S.l.]. Maio 2002.
46. GIL, E.; BUSTOS, J.; RUDNICK, H. "Short-term hydrothermal generation scheduling model using a genetic algorithm". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 4, p. 1256-1264, Novembro 2003.
47. FOSSO, O. B. et al. "Generation scheduling in a deregulated system. The Norwegian case". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 1, p. 75-81, Fevereiro 1999.
48. PEREIRA, L. F.; ET AL. "Using stochastic dual dynamic programming and a periodic autoregressive model for wind-hydrothermal long-term planning". **2015 IEEE Eindhoven PowerTech**, Eindhoven, 2015. 1-6.
49. MUMMEY, J. F. C. "**Uma contribuição metodológica para a otimização da operação e expansão do sistema hidrotérmico brasileiro mediante a representação estocástica da geração eólica**". Tese de D.Sc, Universidade de São Paulo. [S.l.]. 2017.
50. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Sobre o ONS - Procedimentos de Rede**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: Abril 2018.
51. 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". M.Sc., COPPE/UFRJ. [S.l.]. 2000.

52. TERRY, L. A. et al. "Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System". **Interfaces**, v. 16, n. 1, p. 16-38, Fevereiro 1986.
53. MACEIRA, M. E. P. et al. "An approach to consider hydraulic coupled systems in the construction of equivalent reservoir model in hydrothermal operation planning". **Power Systems Computation Conference (PSCC)**, Estocolmo, Agosto 2011.
54. GONÇALVES, C. P.; PAULA, M. B. S. D.; RAMOS, D. S. "Cost of Deficit Function: Conceptual and methodological aspects with an evaluation of impacts on the operation and expansion of the Brazilian electricity sector". **2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)**, Dresden, p. 1-5, 2017.
55. LITTLE, J. D. "The use of storage water in a hydroelectric system". **Operations Research**, v. 3, n. 2, p. 187-197, Maio 1995.
56. SHAO, C. et al. "Security-Constrained Unit Commitment With Flexible Uncertainty Set for Variable Wind Power". **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 8, n. 3, p. 1237-1246, Julho 2017.
57. CASTILLO, A. et al. "The Unit Commitment Problem With AC Optimal Power Flow Constraints". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 6, p. 4853-4866, Novembro 2016.
58. HAMAM, K. et al. "Unit commitment of thermal generation". **IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution**, v. 127, n. 1, p. 3-8, Janeiro 1980.
59. LI, C.-A. et al. "Hydro unit commitment in hydro-thermal optimization". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 2, p. 764-769, Maio 1997.

60. GUEDES, L. S. M. et al. "A Unit Commitment Algorithm and a Compact MILP Model for Short-Term Hydro-Power Generation Scheduling". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 5, p. 3381-3390, Setembro 2017.
61. DINIZ, A. L. "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 D.Sc., COPPE/UFRJ. [S.l.]. 2007.
62. DINIZ, A. L.; MACEIRA, M. E. P.; TERRY, L. A. "Modelagem da Função de Produção energética das usinas hidroelétricas nos modelos de otimização do planejamento a curto prazo e da programação do despacho do despacho de sistemas hidrotérmicos interligados". **IX SEPOPE - Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning**, Rio de Janeiro, Maio 2004.
63. XAVIER, L. N. et al. "Aprimoramento da modelagem da função de produção energética das usinas hidroelétricas no modelo DECOMP: metodologia e resultados". **XVIII SNPTEEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Outubro 2005.
64. DINIZ, A. L.; MACEIRA, M. E. P. "A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 3, p. 1298-1308, Agosto 2008.
65. DINIZ, A. L.; SOUZA, L. C. F.; MACEIRA, M. E. P. "Estratégia de Representação DC da Rede Elétrica no Modelo de Despacho da Operação Energética - DESSEM". **VII SEPOPE - Symposium of Specialists in Electrical Operational and Expansion Planning**, Brasília, Maio, 2002.
66. CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual do Usuário do Modelo DESSEM**. [S.l.]. 2018.

67. CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual do Usuário do Modelo NEWAVE**. [S.l.]. 2018.
68. CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual do Usuário do Modelo DECOMP**. [S.l.]. 2018.
69. SABÓIA, C. H. M.; DINIZ, A. L. "A local branching approach for network-constrained thermal unit commitment problem under uncertainty". **2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)**, Genoa, 2016.
70. WANG, P.; WANG, Y.; XIA, Q. "Fast bounding technique for branch-and-cut algorithm based monthly SCUC". **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**, San Diego, CA, 2012.
71. CHANG, G. W. et al. "A practical mixed integer linear programming based approach for unit commitment". **IEEE/PES General Meeting**, Junho, 2004.
72. DINIZ, A. L.; SOUZA, T. M. "Short-Term Hydrothermal Dispatch With River-Level and Routing Constraints". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 5, p. 2427-2435, Setembro 2014.
73. SANTOS, T. N.; DINIZ, A. L. "A Dynamic Piecewise Linear Model for DC Transmission Losses in Optimal Scheduling Problems". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 2, p. 508-519, Maio 2011.
74. DOS SANTOS, T. N.; DINIZ, A. L. "A New Multiperiod Stage Definition for the Multistage Benders Decomposition Approach Applied to Hydrothermal Scheduling". **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 3, p. 1383-1392, Agosto 2009.
75. SOUZA, T. M.; DINIZ, A. L. "An accurate representation of water delay times for cascaded reservoirs in hydro scheduling problems". **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**, San Diego, p. 1-7, 2012.
76. DOS SANTOS, T. N. **Uma nova estratégia da definição dos estágios para a programação dinâmica dual determinística - aplicação ao**

problema da programação diária da operação. M.Sc., COPPE/UFRJ. [S.l.]. 2009.

77. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**, 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026>>. Acesso em: Abril 2018.
78. ZUCULIN, S.; R. R. C. PINTO, M. A.; S. F. BARBOSA, P. "A retomada do conceito de usinas hidrelétricas reversíveis no setor elétrico brasileiro". **XXIII SNPTEE - Seminário Técnico de Usinas Reversíveis**, Novembro 2014.
79. CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Custos Marginais de Operação por Barra e por Subsistema no Modelo DESSEM-PAT**. Nota Técnica. Rio de Janeiro. 2008.
80. HERMANS, M.; DELARUE, E. "Impact of start-up mode on flexible power plant operation and system cost". **2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)**, Junho 2016.