



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Taís Dahleni Kraemer

Modelagem das restrições de faixa operativa, limites elétricos de transmissão e taxa máxima de variação de defluência na alocação da reserva de potência operativa em problemas de otimização da programação hidrotérmica de curto prazo

Florianópolis

2024

Taís Dahleni Kraemer

Modelagem das restrições de faixa operativa, limites elétricos de transmissão e taxa máxima de variação de defluência na alocação da reserva de potência operativa em problemas de otimização da programação hidrotérmica de curto prazo

Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Erlon Cristian Finardi, D. Eng.

Coorientadora: Prof.^a. Fernanda da Serra Costa, Dr.

Florianópolis

2024

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Kraemer, Taís Dahleni

Modelagem das restrições de faixa operativa, limites elétricos de transmissão e taxa máxima de variação de defluência na alocação da reserva de potência operativa em problemas de otimização da programação hidrotérmica de curto prazo / Taís Dahleni Kraemer ; orientador, Erlon Cristian Finardi, coorientadora, Fernanda da Serra Costa, 2024.
182 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Reserva operativa. 3. Programação diária da operação. 4. Limites de geração de usinas hidrelétricas. 5. Restrições de defluência na operação de reservatórios. I. Finardi, Erlon Cristian. II. Costa, Fernanda da Serra. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Taís Dahleni Kraemer

Modelagem das restrições de faixa operativa, limites elétricos de transmissão e taxa máxima de variação de defluência na alocação da reserva de potência operativa em problemas de otimização da programação hidrotérmica de curto prazo

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado no dia 09 de fevereiro de 2024 por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Murilo Reolon Scuzziato, Dr.

Instituto Federal de Santa Catarina

Guilherme Matussi Ramalho, D. Eng.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Prof. Erlon Cristian Finardi, D. Eng.

Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, Dr.

Coordenação do Programa de Pós-Graduação

Prof. Erlon Cristian Finardi, Dr.

Orientador

Florianópolis, 2024.

Este trabalho é dedicado a todos que me ajudaram nesta trajetória.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a minha família pelo apoio e incentivo a minha formação acadêmica.

Agradeço aos professores e colegas da Universidade Federal de Santa Catarina pela contribuição na minha formação. Em especial, ao Professor Erlon Finardi, pelo auxílio e parceria durante a orientação deste trabalho.

Agradeço aos colegas meu trabalho, pela compreensão e motivação durante este período.

Agradeço aos professores Fernanda da Serra Costa e André Luiz Diniz que se dispuseram a contribuir com as discussões.

De longe, o maior prêmio que a vida oferece é a chance de trabalhar muito e se dedicar a algo que valha a pena.

(Theodore Roosevelt)

RESUMO

Nos últimos anos, nota-se uma elevação na participação de fontes intermitentes na matriz energética, o que leva a um aumento nas incertezas na operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Uma das possibilidades para a gestão dessas incertezas é a inclusão de requisitos de reserva no modelo de programação diária da operação. Atualmente, a modelagem da reserva do modelo da programação diária é feita exclusivamente com base na verificação da capacidade máxima da geração hidráulica, calculada iterativamente e considerada constante durante a etapa de programação linear. Portanto, este e outros aspectos precisam ser investigados para um aprimoramento da reserva operativa. Como uma primeira contribuição, este trabalho considera explicitamente os efeitos da queda e do *unit commitment* hidrelétrico na modelagem da reserva de elevação, i.e., aquela associada a capacidade máxima de geração das usinas. Outra contribuição se dá pela inclusão da reserva de redução, a qual considera a redução de potência sem violar a geração mínima das zonas proibidas de operação. Além disso, pela primeira vez na literatura, é proposta a inclusão das taxas de variação de defluência no cômputo da reserva, tanto na elevação quanto na redução. A inclusão deste tipo de restrição é muito desafiadora pois é necessário converter o impacto da variação de vazão em potência que, de acordo com o grau de precisão desejado, apresenta diferentes níveis de complexidade. Por fim, e não menos importante, este trabalho representa o efeito de limites elétricos de transmissão na definição da reserva. Para abordar as diferentes propostas, limitações e desafios de uma maneira didática, este trabalho faz uso de uma configuração hidrotérmica de pequeno porte que representa a programação diária da operação por meio de um modelo de programação linear inteira-mista com as principais características encontradas no SIN. Inicialmente o trabalho mostra a importância da representação dos diferentes tipos de modelagens da reserva no custo e no ponto de operação do sistema. Em particular, é dada atenção na alteração do despacho termelétrico provocada pela inclusão das restrições visto que este é um dos principais elementos para a elaboração da programação diária do SIN. Além disso, são apresentados os impactos no tempo de solução para diferentes tipos de representação de cada modelo de reserva proposto. Este tipo de análise é importante para tornar as propostas práticas sob ponto de vista computacional para a inclusão em modelos grande porte, conforme é o caso do modelo DESSEM, que é o modelo considerado oficialmente no sistema elétrico brasileiro.

Palavras-chave: Reserva operativa. Programação diária da operação. Limites de geração de usinas hidrelétricas. Restrições de defluência na operação de reservatórios. Limites de transmissão.

ABSTRACT

In the last few years, there has been an increase in the participation of intermittent energy resources in the energy matrix, leading to higher uncertainty levels in the Brazilian National Interconnected System operation. One of the possibilities for dealing with uncertainties is to include reserve requirements in day-ahead scheduling models. Currently, the reserve is modeled in the day-ahead scheduling only by checking the maximum power of a set of hydraulic power plants, which is calculated iteratively and considered constant during the linear programming phase of its solving strategy. Therefore, this and other aspects must be investigated to improve the reserve definition. As a first contribution, this work explicitly considers head effects and hydro unit commitment to calculate up spinning reserve, i.e., associated with the plant's maximum power. Another contribution is including a down-spinning reserve, which considers power reduction without violating the minimum power of forbidden zones. Furthermore, for the first time in literature, it is proposed to include maximum ramping rates of flow in reserve calculation, both up and down the reserve. Including this constraint in the optimization model is very challenging once it is necessary to convert the impact of flow variation into power, which, according to different levels of precision, presents different levels of complexity. Last but not least, this work represents transmission limits in reserve determination. This work considers a small hydrothermal system to represent the day-ahead scheduling model using a mixed integer linear programming problem that takes into account major constraints for the Brazilian system. This test system is used to assess the proposed approach, its limitations and challenges in a didactic way. First of all, it is demonstrated the importance of considering different types of reserve modeling in terms of cost and operation point. Particularly, it focuses on thermal power plant dispatch deviation caused by constraints since this is one of the most important elements to elaborate day-ahead scheduling. It also presents solution time for the different formulations proposed to model energy reserve. This analysis is relevant to the practical point of view, given the computational burden that can be caused, including the constraint in large-scale problems, which is the case of the DESSEM model used in the Brazilian system.

Keywords: Operative reserve. Day ahead scheduling. Hydraulic power plant maximum generation. Ramping rates of flow constraints. Transmission limits.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Subsistemas do SIN e suas interligações.	20
Figura 2 – Composição do custo total de operação.	22
Figura 3 – Representação da necessidade de reserva de potência operativa.	32
Figura 4 – Representação dos mecanismos de regulação primária e secundária.	33
Figura 5 – Resumo das categorias de reserva encontrados na literatura.	35
Figura 6 – Trecho do arquivo PDO_RESERVA.dat para dia 04/09/2022.	46
Figura 7 – Trecho do arquivo PDO_RESERVA.dat contendo a reserva alocada na UHE Tucuruí às 19h para dia 22/07/2021.	48
Figura 8 – Trecho do arquivo PDO_RESERVA.dat contendo a reserva alocada para UHE Governador Bento Munhoz e UHE Tucuruí às 16h30 do dia 03/03/2022.	49
Figura 9 – Resultados do escoamento das regiões Norte e Nordeste para Sudeste às 16h30 do dia 03/03/2022.	49
Figura 10 – Trecho do arquivo PDO_RESERVA.dat contendo a reserva alocada na UHE Campos Novos às 7h00 no dia 01/12/2020.	49
Figura 11 – Sistema elétrico de 6 barras usado para a construção da configuração reduzida.	54
Figura 12 – Diagrama esquemático do sistema elétrico de 6 barras criado.	54
Figura 13 – Comparação de custo de geração térmica para sistema original e modificado.	56
Figura 14 – Diagrama esquemático da cascata (usina 1 está a montante da usina 2).	58
Figura 15 – FPH não linear das unidades geradoras localizadas nas usinas 1 (esquerda) e 2.	59
Figura 16 – Função linear por partes que representa PH_{rjt}^{\max} das UGs da Usinas 1 (esquerda) e na Usina 2.	62
Figura 17 – Envoltórias que representam PH_{rjt}^{\max} das UGs da Usina 1 (esquerda) e na Usina 2.	62
Figura 18 – Geração programada para cada usina, caso sem reserva.	72
Figura 19 – Status de cada unidade geradora hidráulica ao longo da simulação, caso sem reserva.	72
Figura 20 – Ilustração exemplo das restrições de capacidades máxima, mínima e taxa máxima de variação de defluência.	85
Figura 21 – Resumo dos casos formulados.	86
Figura 22 – Geração programada para cada usina para Caso 1 - PWE.	88
Figura 23 – Ilustração da modelagem de y_{rjt} exata.	89
Figura 24 – Diagrama esquemático do sistema elétrico com fluxos duplicados.	94

Figura 25 – Geração programada para cada usina para Caso 2.....	96
Figura 26 – Δ PHU x PHU - Elevações de vazão para a Usina 1.....	101
Figura 27 – Δ PHU x PHU - Elevações de vazão para a Usina 2.....	101
Figura 28 – Δ PHU x PHU via modelo agregado - Reduções de vazão para a Usina 1.....	103
Figura 29 – Δ PHU x PHU via modelo agregado - Reduções de vazão para a Usina 2.....	104
Figura 30 – Geração programada para cada usina para Caso 3 - Δ R.	106
Figura 31 – Geração programada para cada usina para Caso 3 - Δ PW.....	110
Figura 32 – Pontos de operação e curva Δ PHU x PHU via modelo agregado - Elevações de vazão para a Usina 2.....	111
Figura 33 – Pontos de operação e curva Δ PHU x PHU via modelo agregado - Reduções de vazão para a Usina 2.....	112
Figura 34 – Simulação de curva Δ PHU x PHU para diferentes taxas máximas de variação de defluência, dados da Usina 2 para elevações de vazão.....	112
Figura 35 – Requisito de reserva e curva Δ PHU x PHU de elevações de vazões (esquerda) e reduções de vazões (direita) para Usina 1, caso modificado.....	113
Figura 36 – Requisito de reserva e curva Δ PHU x PHU de elevações de vazões (esquerda) e reduções de vazões (direita) para Usina 2, caso modificado.....	114
Figura 37 – Geração programada para cada usina para Caso 3 – VA USI.	118
Figura 38 – Geração programada para cada usina para Caso 3 – VA UG.	123
Figura 39 – Exemplo de FPH de unidade da usina 2 operando sob diferentes volumes.....	135
Figura 40 – Esquemático dos processos da Programação Diária.	154

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais restrições operativas modeladas no DESSEM.....	27
Tabela 2 – Classificação de reservas operativas conforme tempo de resposta.	34
Tabela 3 – Classificação de reservas operativas conforme finalidade de utilização.	34
Tabela 4 – Parcelas da reserva de potência operativa.	43
Tabela 5 – Criticidades de atendimento conforme índices de FPM e FPMS.....	44
Tabela 6 – Conjunto de usinas consideradas disponíveis para alocação de reserva e folga de potência monitorada no Programa Diário de Operação (PDO).....	46
Tabela 7 – Conjunto de dias selecionados para teste.....	48
Tabela 8 – Dados da usina termelétrica.....	57
Tabela 9 – Dados operativos dos reservatórios.	57
Tabela 10 – Dados das unidades geradoras.	58
Tabela 11 – Coeficientes da FPH não linear das unidades geradoras.	59
Tabela 12 – Coeficientes da FPH linear por partes das unidades localizadas na Usina 1.....	60
Tabela 13 – Coeficientes da FPH linear por partes das unidades localizadas na Usina 2.....	60
Tabela 14 – Coeficientes da função PH_{rjt}^{\max} das UG da Usina 1.....	61
Tabela 15 – Coeficientes de PH_{rjt}^{\max} das UGs da Usina 2.	61
Tabela 16 – Coeficientes da FPH agregada linear por partes da Usina 1.....	63
Tabela 17 – Coeficientes da FPH agregada linear por partes da Usina 2.....	63
Tabela 18 – Dados de demanda em cada estágio e barra do sistema (MW).	64
Tabela 19 – Dados do sistema de transmissão.	65
Tabela 20 – Geração, vazão turbinada e produtividade calculada para cada UHE (caso sem reserva).	73
Tabela 21 – Evolução dos armazenamentos, caso sem reserva.....	74
Tabela 22 – Volume médio, geração e geração máxima para as unidades da UHE ₁ (caso sem reserva).	75
Tabela 23 – Volume médio, geração e geração máxima para as unidades da UHE ₂ (caso sem reserva).	76
Tabela 24 – Reserva sincronizada de elevação (RG ⁺) e redução (RG ⁻) da UHE ₁ (MW).	77
Tabela 25 – Reserva sincronizada de elevação (RG ⁺) e redução (RG ⁻) da UHE ₂ (MW).	78
Tabela 26 – Requisitos e reserva sincronizada (RG ⁺) e (RG ⁻) do sistema (MW).....	79

Tabela 27 – Comparação entre os valores de reserva sincronizada de elevação (RG_r^+) e redução (RG_r^-) e os requisitos referentes a variação de defluência (DG_r).....	80
Tabela 28 – Valores de reserva sincronizada de elevação (RG_r^+) da usina 1 em relação às folgas nos limites elétricos.	82
Tabela 29 – Valores de reserva sincronizada de elevação (RG_r^+) da usina 2 em relação às folgas nos limites elétricos.	83
Tabela 30 – Principais resultados para formulação do Caso 1 - PWE.	88
Tabela 31 – Resultado das principais variáveis auxiliares para cálculo de y_{jrt} exato, para estágio das 11h.	90
Tabela 32 – Resultado das principais variáveis auxiliares para cálculo de y_{jrt} exato, para estágio das 16h.	90
Tabela 33 – Resultado das principais variáveis auxiliares para cálculo de y_{jrt} exato, para estágio das 23h.	91
Tabela 34 – Geração máxima calculada (y_{jrt}) e corrigida para unidades do sistema, considerando reserva em função da capacidade da usina e modelagem de y_{jrt} através de piecewise inteiro misto.	91
Tabela 35 – Principais resultados para formulação do Caso 1 - PWIM.	92
Tabela 36 – Comparação do Caso 1- PWE e Caso 1 – PWIM para diferentes condições iniciais.	93
Tabela 37 – Principais resultados para formulação do Caso 2.	96
Tabela 38 – Valores de reserva sincronizada de elevação (RG^+) de geração das usinas, para caso considerando os limites elétricos de transmissão na reserva.	96
Tabela 39 – Cálculo de ΔPHU x PHU de elevação de vazão para a Usina 1 (volume fixo em 5 hm ³).	98
Tabela 40 – Cálculo de ΔPHU x PHU de redução de vazão para a Usina 1 (volume fixo em 5 hm ³).	102
Tabela 41 – MAPE para as duas representações de ΔPHU x PHU.	104
Tabela 42 – Coeficientes da regressão linear de ΔPHU x PHU obtida através de FPH agregada linear.	105
Tabela 43 – Principais resultados para formulação do Caso 3 – ΔR	107
Tabela 44 – Coeficientes das aproximações lineares de ΔPHU x PHU.	108
Tabela 45 – Diferença de ΔPHU de elevação e redução obtidos nas duas modelagens, para Usina 2.	108
Tabela 46 – Principais resultados para formulação do Caso 3 – ΔPW	109

Tabela 47 – Resultado de geração da Usina 2 para os casos 3.....	110
Tabela 48 – Comparação do Caso 3 – ΔR e Caso 3 – ΔPW para diferentes condições iniciais.	113
Tabela 49 – Principais resultados para formulação do Caso 3 – VA USI.....	117
Tabela 50 – Resultados das variáveis associadas ao <i>commitment</i> da usina e variações de vazão para o Caso 3 – VA USI.	118
Tabela 51 – Resultados das variáveis associadas ao cálculo da reserva de redução para o Caso 3 – VA USI.	119
Tabela 52 – Principais resultados para formulação do Caso 3 – VA UG.	122
Tabela 53 – Resultados para alteração da carga para um fator 0,9 (i.e., redução de 10%). ...	124
Tabela 54 – Aumento de geração térmica e limitação de transmissão para escoar a reserva, resultados para Caso 2 com alteração da carga para um fator 0,9.....	125
Tabela 55 – Aumento de geração térmica e taxa de variação máxima de defluência, resultados para Caso 3- ΔPW com alteração da carga para um fator 0,9.	125
Tabela 56 – Geração térmica e taxa de variação máxima de defluência, resultados para Caso 3-VA USI com alteração da carga para um fator 0,9.....	126
Tabela 57 – Volumes médios e taxa de variação máxima de defluência, resultados para Caso 3- ΔPW com alteração da carga para um fator 0,9.	127
Tabela 58 – Diferenças dos resultados obtidos para Caso 3 - VA UG em relação ao Caso 3 – VA USI, com alteração da carga para um fator 0,9.....	127
Tabela 59 – Diferenças das variáveis adicionais de consulta à FPH para Casos 3, com alteração da carga para um fator 0,9.	128
Tabela 60 – Resultados para alteração da carga para um fator 1,1 (i.e., elevação de 10%)...	128
Tabela 61 – Resultados detalhados para alteração da carga para um fator 1,1.	129
Tabela 62 – Resultados para alteração da taxa máxima de variação de defluência.	129
Tabela 63 – Volumes finais dos reservatórios e parcela de custo futuro para Caso 3- ΔR e Caso 2, para situação de para alteração da taxa máxima de variação de defluência.	130
Tabela 64 – Resultados alteração do requisito de reserva do sistema para 5% da carga.	131
Tabela 65 – Diferenças dos resultados obtidos para Caso 3 - VA USI em relação ao Caso 3 – VA UG, com alteração do requisito de reserva para 5% da carga.	131
Tabela 66 – Diferenças dos resultados obtidos para Caso 3 - VA USI reexecutado em relação ao Caso 3 – VA UG, com alteração do requisito de reserva para 5% da carga.	131
Tabela 67 – Resultados para alteração do requisito de reserva do sistema para 8% da carga.	132

Tabela 68 – Resultados para alteração da afluência incremental (elevação).	132
Tabela 69 – Resultados para alteração da afluência incremental (redução).....	133
Tabela 70 – Volumes médios obtidos ao final do dia para casos alterando a previsão afluência.	133
Tabela 71 – Resultados para alteração da afluência incremental (elevação) considerando penalidade de vertimento.....	134
Tabela 72 – Diferenças dos resultados obtidos para Caso 3 – ΔR com estimativa feita consultando a FPH, caso com redução da afluência.....	136
Tabela 73 – Resultados para alteração dos limites elétricos de transmissão para $J_1^{MAX}=60$ MW e $J_2^{MAX}=70$ MW.....	137
Tabela 74 – Resultados para alteração dos limites elétricos de transmissão para $J_1^{MAX}=J_2^{MAX}=80$ MW.	137
Tabela 75 – Composição do Programa Diário de Operação (PDO).....	152
Tabela 76 – Dados operacionais de algumas usinas hidráulicas brasileiras.....	155

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAG	Controle Automático de Geração
CVU	Custo Variável Unitário
FPH	Função de Produção Hidráulica
FPM	Folga de Potência Monitorada
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDO	Programa Diário de Operação
PDP	Programa Diário de Produção
PEN	Plano da Operação Energética
PMO	Programa Mensal da Operação Energética
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
UCH	<i>Unit commitment</i> hidráulico
UG	Unidade Geradora
UHE	Usina hidrelétrica
UTE	Usina termelétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	OBJETIVOS	29
1.2	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO.....	29
1.3	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	30
2	RESERVA DE POTÊNCIA.....	31
2.1	CONCEITOS INICIAIS	31
2.2	REPRESENTAÇÃO DA RESERVA EM MODELOS DE PROGRAMAÇÃO HIDROTÉRMICA DE CURTÍSSIMO PRAZO	35
2.3	CONSIDERAÇÃO DA RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA POR ALGUNS OPERADORES INTERNACIONAIS.....	39
2.4	REQUISITOS DE RESERVA DE POTÊNCIA NO SIN	41
2.5	CÁLCULO DA RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NO DESSEM.....	44
2.6	CÁLCULO DA RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA	46
2.7	IDENTIFICAÇÃO DE PONTOS DE MELHORIA NA CONSIDERAÇÃO DA RESERVA DE POTÊNCIA.....	47
2.7.1	Testes com a formulação atual de reserva de potência no DESSEM.....	47
2.7.1.1	<i>Caso 1</i>	48
2.7.1.2	<i>Caso 2.....</i>	48
2.7.1.3	<i>Caso 3.....</i>	49
2.7.2	Propostas de alterações gerais	50
3	PROPOSTA DE APRIMORAMENTO DA RESERVA DE POTÊNCIA NO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	52
3.1	CONFIGURAÇÃO HIDROTÉRMICA REDUZIDA	53
3.2	RESUMO DO SISTEMA 6 BARRAS CONSIDERADO PARA ANÁLISES	56
3.2.1	Usina termelétrica.....	56
3.2.2	Usinas hidrelétricas	57

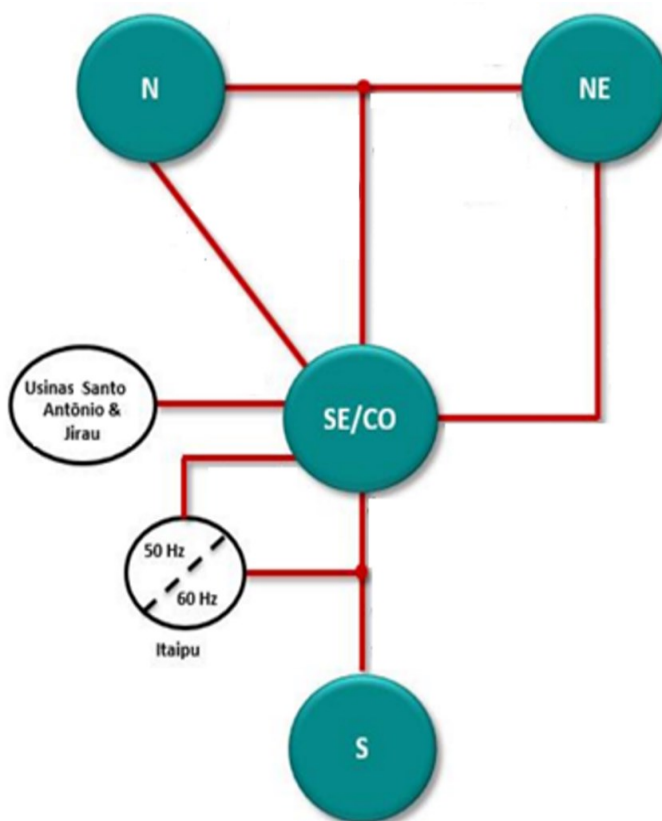
3.2.3	Demanda.....	64
3.2.4	Sistema de transmissão	65
3.3	PROPOSTAS DE APRIMORAMENTO DA MODELAGEM DAS RESTRIÇÕES DE RESERVA.....	65
3.3.1	Modelo de otimização	65
3.3.2	Resultados computacionais iniciais	72
3.4	RESTRIÇÕES DE RESERVA.....	84
3.4.1	Reserva de elevação e redução de acordo com a capacidade máxima e mínima das usinas.....	86
3.4.2	Consideração de limites elétricos de transmissão	93
3.4.3	Consideração de taxas de variação de defluências	97
<i>3.4.3.1</i>	<i>Representação por Usina Baseada em Regressão Linear.....</i>	<i>98</i>
<i>3.4.3.2</i>	<i>Representação por Usina Baseada na FPH.....</i>	<i>114</i>
<i>3.4.3.3</i>	<i>Representação por Unidade Geradora</i>	<i>120</i>
3.4.4	Rodada de múltiplos casos	123
<i>3.4.4.1</i>	<i>Fator de carga 0,9.....</i>	<i>124</i>
<i>3.4.4.2</i>	<i>Fator de carga 1,1</i>	<i>128</i>
<i>3.4.4.3</i>	<i>Taxa máxima de variação de defluência</i>	<i>129</i>
<i>3.4.4.4</i>	<i>Requisito de reserva de 5% e 8% da carga.....</i>	<i>130</i>
<i>3.4.4.5</i>	<i>Elevação e redução da vazão incremental</i>	<i>132</i>
<i>3.4.4.6</i>	<i>Limites de transmissão</i>	<i>136</i>
<i>3.4.4.7</i>	<i>Conclusões.....</i>	<i>137</i>
4	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	139
4.1	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....	140
	REFERÊNCIAS.....	143
	APÊNDICE A – Programação Diária da Operação.....	152

APÊNDICE B – Exemplos de restrições de taxa máxima de variação de defluência.....	155
APÊNDICE C – Formulação completa do Caso 1 - PWE	158
APÊNDICE D – Formulação completa do Caso 1 - PWIM	160
APÊNDICE E – Formulação completa do Caso 2.....	163
APÊNDICE F – Formulação completa do Caso 3 - ΔR	166
APÊNDICE G – Formulação completa do Caso 3 - ΔPW	169
APÊNDICE H – Formulação completa do Caso 3 – VA USI.....	172
APÊNDICE I – Formulação completa do Caso 3 – VA UG	176
APÊNDICE J – Lista de variáveis e constantes.....	180

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema de grande porte, que promove a interconexão de diferentes regiões do Brasil, permitindo a exploração da diversidade dos regimes hidrológicos e a utilização de fonte eólica (predominantemente exploradas nas regiões Sul e Nordeste) para atendimento à demanda do país (ONS, 2022a). Nos últimos anos fontes solares também se expandiram, sendo que em julho de 2023 representavam 4,5% da capacidade instalada da composição da matriz brasileira (ONS, 2022b). Devido a sua extensão e características do sistema de transmissão, o SIN é dividido em subsistemas Norte (N), Nordeste (NE), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) e Sul (S). Os quatro subsistemas e as principais conexões entre as regiões estão mostrados na Figura 1.

Figura 1– Subsistemas do SIN e suas interligações.



Fonte: Adaptado do Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação (PMO) - OUTUBRO 2023.

Em CICOGNA (2004), MACEIRA, TERRY, *et al* (2002), HELSETH e GEBER DE MELO (2020), COTIA, BORGES e DINIZ (2019) e DOS SANTOS, COLONETTI, *et al.*, (2023) estão descritos algumas das características do SIN e os desafios para a modelagem do planejamento da operação. Segundo os autores, trata-se de um problema de modelagem complexa, visto que se tem uma matriz com elevada participação hídrica e, portanto, está sujeito

a incertezas, visto que as afluências futuras e conseqüentemente disponibilidade de água são desconhecidas. O custo associado à geração hidráulica não é direto, mas pode ser modelado conforme otimização entre o uso dos reservatórios e o custo de operação das usinas térmicas. Logo, há um custo de oportunidade de uso da água associado à geração hidráulica que é essencial na modelagem da programação hidrotérmica. O sistema também apresenta muitas usinas em cascata, cuja geração a montante pode afetar a jusante, além de reservatórios de grande porte com grande capacidade de regularização cuja dinâmica de longo prazo deve ser considerada.

Além disso, o SIN apresenta um número grande de usinas e, portanto, de variáveis de decisão para modelos matemáticos. Algumas restrições possuem modelagem não-linear, como a geração hidrelétrica, que é dada pela função de produção hidráulica (FPH). Por outro lado, o problema deve ser resolvido rapidamente. Mais recentemente, incorpora-se à complexidade já comentada a inserção das plantas eólicas e solares (fotovoltaicas) devido às incertezas e variações de geração envolvidas.

Além dos pontos levantados pelos autores, é possível notar que o SIN possui troncos de transmissão que podem atingir limites elétricos sob determinadas condições, de tal forma que uma validação elétrica dos fluxos é necessária e pode afetar o escoamento de grandes valores de geração. Também, boa parte das usinas hidrelétricas apresentam restrições hidráulicas, e algumas delas, condicionadas às próprias variáveis de decisão.

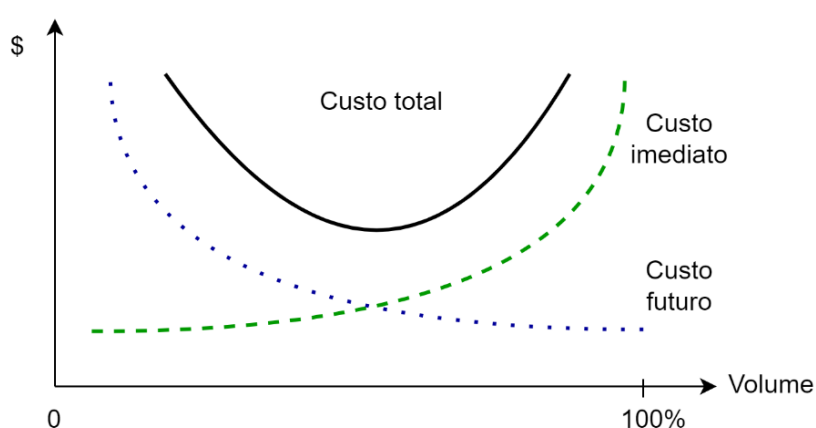
Na literatura, a programação hidrelétrica de curtíssimo prazo (denominada internacionalmente de *short-term hydro scheduling* - STHS) compreende o despacho de geração das usinas, que pode englobar o subproblema de *unit commitment* hidráulico, onde se especifica o status ligada/desligada de cada unidade geradora e o despacho de potência de cada máquina acionada (TAKTAK e D'AMBROSIO, 2017). Para sistemas com matriz energética diversa, o UCH é um subproblema de um problema maior no qual unidades térmicas e geradores eólicos, por exemplo, estão envolvidos. Outros mecanismos podem ser incluídos nos problemas de programação como sistemas de baterias e programas de resposta da demanda (VAN ACKOOIJ, DANTI LOPEZ, *et al.*, 2018).

No caso hidrotérmico, a programação de curtíssimo prazo é composta pelo *unit commitment* e pelo despacho econômico das unidades geradoras. Logo, o objetivo é determinar quais unidades geradoras devem ser acionadas e qual a potência gerada pelas plantas térmicas e hidráulicas para minimizar o custo total de operação, sendo o problema sujeito a várias restrições operacionais (FARHAT e EL-HAWARY, 2009). A operação de sistemas

hidrotérmicos é marcada pela decisão de otimização do uso da água ao longo de um período, sujeita a aflúências futuras desconhecidas, com objetivo da minimização dos custos de operação para atendimento à demanda de energia. Enquanto as usinas térmicas possuem custos de operação que podem ser expressos diretamente em R\$/MWh, os denominados Custos Variáveis Unitários (CVU) no caso brasileiro, a água possui um custo de oportunidade.

Conforme DE AGUIAR (2004), o custo de oportunidade é decorrente da possibilidade do uso da água em diferentes estágios (a água armazenada na hidrelétrica pode ser transportada de um estágio para o outro), no qual a água pode deslocar geração a um preço diferente. Caso opte-se por minimizar o custo de operação presente, reduzindo participação térmica e esvaziando os reservatórios, e as aflúências futuras forem baixas, a operação poderá levar ao déficit ou a custos muito elevados de geração térmica. Caso os reservatórios sejam preservados, utilizando geração térmica para atendimento presente, e as aflúências futuras sejam elevadas, poderá ocorrer vertimento. As mesmas informações acima, traduzidas em termos de custo, são apresentadas na Figura 2. Em termos imediatos, esvaziar os reservatórios é mais barato do que mantê-los cheios atendendo à carga com térmicas. Porém, em condições futuras, ter reservatórios vazios implica em atender à carga com elevada geração térmica, o que se torna mais cara a operação. Nota-se, portanto, que o processo de decisão é otimizado ao minimizar a soma dos custos presentes e futuros e utilizar de forma adequada os recursos considerando as informações (previsões) disponíveis.

Figura 2 – Composição do custo total de operação.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor, adaptado de DE AGUIAR (2004).

As primeiras aparições do problema do *unit commitment* na literatura são da década de 1940 (ABDOU e TKIOUAT, 2018), sendo o primeiro algoritmo para solução devolvido em 1959 (BALDWIN, DALE e DITTRICH, 1959). Diferentes formulações foram propostas para

a solução do problema do *unit commitment*, com diferenças no modo como a incerteza é representada. Segundo HÅBERG (2019), as três fontes de incerteza mais importantes no âmbito do *unit commitment* seriam a demanda de eletricidade, a possibilidade de unidades geradoras sofrerem falhas e os desvios das previsões de gerações renováveis intermitentes. Quando a incerteza é representada explicitamente no modelo através de cenários com probabilidades de ocorrência associadas, tem-se o *unit commitment* estocástico (HÅBERG, 2019). Conforme (ABDOU e TKIOUAT, 2018), a primeira aparição da programação estocástica para solução do UC sob incertezas é de 1977 (MUCKSTADT e KOENIG, 1977). Nos casos de formulações determinísticas, a gestão da incerteza é feita através da inclusão de um requisito de reserva (HÅBERG, 2019).

Em relação às incertezas, a penetração em larga escala das fontes intermitentes pode levar a menor número de unidades sincronizadas capazes de contribuir para a reserva e demais serviços ancilares (RYAN, ELA, *et al.*, 2014). Isso leva, segundo os autores, ao interesse de reavaliar as classificações dos tipos de reserva considerados no sistema, uma vez que novos eventos ocorrem, como contingências lentas, por exemplo a passagem de frentes meteorológicas gradualmente alterando a geração eólica e solar.

Plantas eólicas e solares também não provêm inércia síncrona, o que pode modificar o desempenho elétrico do sistema (MEDEIROS, AQUINO, *et al.*, 2019). Tal situação é objeto de estudo para elaboração de restrições de inércia mínima no Brasil, por exemplo a configuração mínima de geradores síncronos que devem permanecer em operação, o que pode impactar a decisão de UCH. A presença de geração renovável intermitente, como eólica e fotovoltaica, pode se configurar também como um fator complicador pois aumenta o nível de incerteza e pode inclusive forçar o uso de outras unidades como reserva de produção em caso de flutuações, ao invés de servirem como fontes primárias de geração (VAN ACKOOIJ, DANTI LOPEZ, *et al.*, 2018).

Em quase todos os casos, o problema de STHS é de grande porte e de aspecto combinatório (VAN ACKOOIJ, DANTI LOPEZ, *et al.*, 2018). Além disso, devido a requisitos de operacionalização, o problema do *unit commitment* deve ser resolvido em um período pequeno (VAN ACKOOIJ, DANTI LOPEZ, *et al.*, 2018). Em relação à definição do problema, diferentes funções objetivo podem ser consideradas, como maximização de lucros, minimização de desvios dos níveis dos reservatórios em relação a uma meta ou minimizar o número de acionamentos e desligamentos de geradores (TAKTAK e D'AMBROSIO, 2017).

Em relação à modelagem das usinas hidrelétricas, alguns pontos podem ser destacados. A altura de queda do reservatório varia conforme o uso da água, cuja variação depende do

tamanho do reservatório. Particularmente, para grandes reservatórios a variação pode ser negligenciada em períodos curtos, mas para reservatórios pequenos com capacidade de regularização diária ou horária, a variação deve ser considerada. As cotas nível da água montante e jusante nos reservatórios possuem não linearidades, que podem ser representadas através de funções lineares por partes ou funções polinomiais. A variação da altura de queda afeta a eficiência e os limites de operação das unidades, alterando a capacidade de potência gerada nas turbinas. Algumas perdas estão associadas à redução de altura de queda, como perdas nos condutos forçados. Essas perdas são causadas pela fricção e pela velocidade do fluxo da água. Maiores detalhes sobre os aspectos mencionados acima podem ser encontrados em KONG, SKJELBRED e FOSSO (2020).

A modelagem da transformação da energia potencial da água em energia elétrica é um dos cerne da programação hidrelétrica de curtíssimo prazo. Conforme KONG, SKJELBRED e FOSSO (2020) a transformação é modelada pela função de produção hidráulica (FPH), que depende dos rendimentos da turbina e gerador, da altura de queda e da vazão turbinada. Ressalta-se que os rendimentos podem variar conforme o ponto de operação, conforme CICOGNA (2004) o rendimento de uma unidade geradora pode ser função da altura de queda e da vazão, formando a chamada Curva Colina. Ainda, destaca-se que o engolimento máximo de uma unidade geradora é função da altura de queda (CICOGNA, 2004). Em KONG, SKJELBRED e FOSSO (2020) podem ser encontradas informações sobre diferentes níveis de detalhamento que podem ser considerados na modelagem matemática da função de produção hidráulica.

Alguns aspectos relevantes sobre a modelagem das usinas hidráulicas consideradas nos problemas de UC, conforme VAN ACKOOIJ, DANTI LOPEZ, *et al.* (2018), são as equações de balanço hidráulico nos reservatórios e cascatas, tempos de viagem da água entre reservatórios, limites mínimo e máximo de armazenamento de água para os reservatórios, limites de geração das turbinas, inclusive limites mínimos de produção.

As principais características em relação às unidades térmicas, conforme VAN ACKOOIJ, DANTI LOPEZ, *et al.* (2018), são custos de produção (para unidades com queima de combustível podem ser modelados desde formas simples como custo fixo a ser pago quando a unidade está produzindo, até funções lineares, lineares por partes, quadráticas ou não lineares não-convexas), custos de acionamento (ou desligamento) após períodos de inatividade da unidade, tempo mínimo de permanência da unidade ligada ou desligada, rampa de variação de potência, rampas para acionamento/desligamento da usina.

Diferentes técnicas de otimização são utilizadas para solução do problema de programação de curtíssimo prazo. Os métodos existentes podem ser divididos em heurísticos e exatos. Métodos exatos utilizam das propriedades analíticas do problema para gerar uma sequência de pontos que convergem para uma solução ótima (KONG, SKJELBRED e FOSSO, 2020). São exemplos de métodos exatos a programação linear, programação dinâmica, decomposição de Benders, relaxação Lagrangiana, programação inteira-mista e métodos de pontos interiores.

Visto a eficiência, os fundamentos matemáticos sólidos e a disponibilidade de ferramentas comerciais (*solvers*), os métodos exatos são utilizados na maioria dos trabalhos documentados (FARHAT e EL-HAWARY, 2009). Um resumo dos artigos recentes publicados na área do *unit commitment* térmico e hidráulico, considerando a natureza determinística ou estocástica, e diferentes métodos de solução pode ser encontrada em KUMAR, NARESH e SINGH (2021).

No caso brasileiro, em que a otimização da operação do SIN é feita pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), diferentes abordagens são utilizadas em modelos matemáticos encadeados, adequando a representação do problema conforme a temporalidade. Modelos para planejamento de curto prazo são mais detalhados e contém mais informações a respeito da representação física do sistema, enquanto para horizontes longos, a incerteza de algumas variáveis (como a afluência) são mais relevantes. O planejamento energético do SEB é feito através de estudos de diferentes horizontes. A operação do SIN, sob a reponsabilidade do ONS, devido às características do sistema brasileiro mencionadas acima, é feita em etapas, que se inicia com o planejamento da operação de médio prazo através da elaboração anual do Plano da Operação Energética (PEN) com horizonte de 5 anos (ONS, 2022c). Este plano visa avaliar as condições de atendimento à carga e fornece informações sobre as estimativas de geração térmica e evolução dos armazenamentos, além de estimativas de intercâmbios entre os subsistemas.

As diretrizes energéticas de curto prazo são fornecidas pelo Programa Mensal da Operação Energética (PMO) e suas revisões. Para a elaboração do PMO são utilizados os modelos de otimização com horizonte de até 60 meses NEWAVE (MACEIRAL, PENNA, *et al.*, 2018), e de horizonte de 2 meses DECOMP (DINIZ, COSTA, *et al.*, 2018), conforme (ONS, 2022d). Os principais resultados fornecidos pelo PMO são a previsão de despacho térmico, Custo Marginal de Operação (CMO) por subsistema e por patamar de carga e previsão de armazenamentos para o fim do mês em questão, além da função de custo futuro que será utilizada pelo modelo de curtíssimo prazo.

Na última etapa antes da operação em tempo real, a Programação Diária, utiliza-se o modelo de curtíssimo prazo DESSEM (SANTOS, DINIZ, *et al.*, 2020) para a obtenção das diretrizes eletroenergéticas específicas e para o cálculo do custo marginal da operação semi-horários. O modelo DESSEM é um modelo de otimização desenvolvido pelo CEPEL formulado na forma de modelo de programação linear inteira-mista. O modelo é utilizado pelo ONS para auxílio na elaboração da programação diária desde janeiro de 2020 e utilizado para estabelecimento do preço horário no Brasil desde janeiro de 2021. Mais informações sobre o processo da Programação Diária da Operação do ONS estão resumidas no Apêndice A. Neste contexto, destaca-se que a decisão de despacho das usinas térmicas atualmente é feita diariamente pelo DESSEM.

O DESSEM é utilizado de forma coordenada com os demais modelos cadeia, de forma que no final do horizonte de estudo do DESSEM é acoplada a função de custo futuro do DECOMP, que por sua vez acopla a função de custo futuro do NEWAVE. As principais informações sobre o modelo estão contidas no Manual de Metodologia do modelo DESSEM (CEPEL, 2022a) e no artigo (SANTOS, DINIZ, *et al.*, 2020), entre as quais ressalta-se o aprimoramento e detalhamento de algumas modelagens¹ em relação aos modelos anteriores, como da rede elétrica, de algumas restrições hidráulicas e a consideração do *unit commitment* das usinas térmicas.

Na etapa da Programação Diária do ONS fica evidente uma série de restrições operativas de curto prazo, principalmente as hidráulicas e as de segurança. Na Tabela 1, estão resumidas algumas das restrições operativas já consideradas pelo modelo. Contudo, outras restrições ainda se encontram sob desenvolvimento do CEPEL como, por exemplo, taxas de variação de vazão² em intervalos de tempo constantes (exemplo 10h) que se deslocam no tempo e restrições condicionadas as próprias variáveis de decisão do modelo (exemplo: vazão turbinada).

¹ Destaca-se como modelagens relevantes: a rede elétrica completa (incluindo detalhamento interior aos submercados) representada através de modelo DC; função de produção hidrelétrica (FPHA), aflúências consideradas conhecidas (determinísticas) durante todo o horizonte; *unit commitment* das unidades geradoras térmicas; representação de canais entre reservatórios e o balanço de água nos reservatórios e nas cascatas dos rios, por meio de tempos de viagem ou curvas de propagação da água, além de restrições relacionadas a limites de rampa.

² Restrições de taxas de variação de vazão são declaradas pelas próprias usinas e de modo geral estão relacionadas a questões ambientais à jusante. Para informações mais detalhadas, verificar o Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas disponível no site do ONS.

Tabela 1 – Principais restrições operativas modeladas no DESSEM.

Restrição	Detalhes
Restrições sistêmicas	- Balanço de demanda - Reserva de potência por área de controle
Restrições da rede elétrica	- Limites individuais de fluxo nas linhas - Limites de somatório de fluxo (inequações) em um conjunto de linhas - Restrições adicionais de segurança fornecidas por meio de tabela ou modelos lineares por partes
Restrições para as usinas hidrelétricas	- Volumes de espera - Limite inferior e superior para vazão turbinada, vertida, armazenada e geração - Limites de rampa de variação horária de vazão e geração - Função de produção hidrelétrica
Restrições para as usinas térmicas	- Tempos mínimos ligada e desligada - Restrições de rampa

Fonte: Elaborado pelo próprio autor com informações de (CEPEL, 2022a).

Em relação às restrições de segurança da rede elétrica, destaca-se a representação de limites de segurança de fluxos feita no modelo DESSEM. Fluxos são definidos como somatório de potência ativa em um conjunto de linhas do sistema. Dada a dimensão do SIN, definem-se limitações para alguns fluxos, inclusive fluxos de interligação entre os subsistemas, visando garantir a estabilidade elétrica do sistema, para evitar atuação de esquemas de segurança (exemplo Fluxo Norte-Sudeste), evitar que a perda de outros equipamentos provoque abertura de linhas, entre outros. O limite de alguns fluxos é dinâmico, dependente de outras grandezas, como a carga do SIN, geração eólica em uma região, a potência transmitida por bipolos, o número de unidades geradoras sincronizadas em alguma usina etc. Detalhes sobre cada limite podem ser encontrados nas Instruções de Operação de Limites de Transmissão disponíveis no site do ONS (ONS, 2022j). No DESSEM, essas restrições são modeladas por meio de tabelas ou modelos lineares por partes. Apesar dos limites elétricos serem considerados na definição do despacho, eles não são considerados no cálculo da reserva considerada no modelo DESSEM³. Contudo, há estudos recentemente desenvolvidos que sinalizam a relevância desta consideração, como a proposta de Controle de Frequência com monitoramento de limites de

³ No cálculo da reserva atualmente são considerados limites individuais em geradores definidos via restrições DREF (que modelam restrições de injeções de potência). Porém, não considera restrições de fluxos sistêmicos entre as regiões, que tem limites dinâmicos em funções de várias variáveis, como conjunto de unidades geradoras.

segurança sistêmica, no qual o CAG tratará de regras de decisão para limites elétricos, que caso atingidos devem implicar na interrupção do envio de pulsos para as usinas na região, conforme proposto em MICHEL, GIULIANO, *et al.* (2022).

No DESSEM, a geração hidrelétrica é obtida pelo modelo de acordo com as restrições cadastradas, a coordenação das cascatas e com o valor da água, que estima o custo de uso do reservatório com base na previsão de custos de operação térmica futura. O valor da água, portanto, representa a derivada do custo em relação ao armazenamento da usina e é obtido da Função de Custo Futuro, construída a partir dos problemas multiestágio estocásticos resolvidos nos modelos da cadeia que antecedem o DESSEM, em estratégia baseada na decomposição de Benders (PEREIRA e PINTO, 1991). No modelo DESSEM também é considerada a função de produção hidráulica, que modela a geração da usina em função do volume, turbinamento e vertimento, além dos efeitos da altura de queda (DINIZ e MACEIRA, 2008). Um tipo de restrição hidráulica que pode afetar a reserva disponível de uma UHE é a taxa máxima de variação de defluência, que pode ser expressa em diferentes períodos. Em EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2018) é citado como a taxa de variação de defluência das usinas hidráulicas pode impactar negativamente a capacidade de contribuir com a flexibilidade do sistema. Taxas de variação de aumento ou redução de defluência em horizontes horários já estão implementadas no modelo DESSEM, porém não são consideradas no cálculo da reserva de potência da usina. Um resumo das taxas de variação de defluência para as principais usinas do SIN utilizadas para alocação de reserva de potência, conforme MOP/ONS 096-S/2023, segue no Apêndice B. Nota-se que a maior parte das restrições são de taxa de variação horária ou diária.

Os resultados do modelo DESSEM, sujeitos a alterações durante o processo da Programação Diária, culminam na elaboração de um produto chamado Programa Diário de Operação (PDO), entregue à Operação em Tempo Real. Além da sugestão ótima de alocação de geração nas usinas, um dos resultados do modelo DESSEM é a estimativa de reserva de potência operativa. O modelo, contudo, ainda apresenta limitações, principalmente no que tange ao *unit commitment* hidráulico e à representação de algumas restrições operativas. Nesse ponto, verifica-se que há espaço para implementações de melhorias visando maior qualidade no resultado indicado pelo modelo.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é identificar e propor pontos de melhoria na representação da reserva de potência operativa no modelo de otimização hidrotérmica de curtíssimo prazo utilizado para despacho do sistema elétrico brasileiro. Os objetivos específicos deste trabalho são:

1. Avaliar a consideração no cálculo da reserva de potência operativa de restrições que podem afetar a disponibilização de geração para o sistema. Considerar restrições relacionadas à: capacidade máxima⁴ de geração hidráulica considerando efeitos de queda, *unit commitment* da unidade geradora hidráulica, limites de transmissão do sistema, taxas máximas de variação de defluência das usinas.
2. Propor formulações matemáticas das restrições acima a serem adicionadas nos problemas de otimização que definem a programação de curtíssimo prazo.
3. Propor, para o caso das taxas de variação de defluência, diferentes formulações através de diferentes níveis de simplificação.
4. Implementar um modelo de programação linear inteira-mista para simular a programação diária.
5. Utilizar um sistema hidrotérmico de pequeno porte para realizar estudos de caso com as formulações propostas.
6. Estabelecer uma comparação entre as diferentes formulações em termos de custo e despacho térmico obtido para cada caso executado.

1.2 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

O trabalho desenvolvido tem como contribuição a apresentação de estudos a respeito da representação da reserva de potência no modelo de otimização usado para apoiar a elaboração do PDO no SIN. É abordada uma contextualização de como o problema da reserva de potência está inserido no âmbito do planejamento energético de curtíssimo prazo. Análises de resultados do modelo DESSEM são levantadas, o que permitem identificar os pontos de melhoria dos resultados da estimativa de reserva de potência para o processo da programação diária. Em relação à formulação, apresenta-se proposta de como considerar no cálculo da

⁴ A capacidade de geração mínima foi considerada constante por simplificação, uma vez que sua própria consideração para contabilização de reserva já representa melhoria em relação à formulação atual. Uma análise mais detalhada sobre a variação da geração mínima conforme ponto de operação na FPH é encaminhada para trabalhos futuros.

reserva aspectos adicionais que limitam a disponibilização de geração das usinas ao sistema, como os limites de transmissão e a taxa máxima de variação de defluência das usinas.

Dessa forma, as contribuições específicas do trabalho são propostas de formulação de cálculo de reserva operativa considerando:

1. Geração máxima por unidade geradora em função do volume e do acionamento on/off.
2. *Unit commitment* das unidades geradoras hidrelétricas (reserva operativa girante).
3. Redução de geração.
4. Limitações de transmissão do sistema, que podem afetar o escoamento da geração até os centros de carga.
5. Restrições de taxa máxima de variação de defluência das usinas.

1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este trabalho está organizado em quatro capítulos. Inicialmente é exposta a revisão sobre principais conceitos relacionados com a reserva de potência no Capítulo 2 como, por exemplo, a representação em modelos de curtíssimo prazo nos mais diferentes tipos de sistemas, além de identificados os principais pontos de melhoria através de testes realizados com o modelo DESSEM. Em seguida, no Capítulo 3 são desenvolvidas e testadas diferentes propostas de formulações para considerar os limites elétricos de escoamento de fluxos no sistema e as restrições de taxa de variação de defluência nas usinas hidráulicas para cálculo da reserva. O fechamento se dá com a conclusão e as propostas para trabalhos futuros no Capítulo 4. O Apêndice A mostra mais detalhes sobre o processo da programação diária no ONS, consolidando os desenvolvimentos desse trabalho. No Apêndice B estão resumidas algumas restrições do sistema brasileiro que estão relacionadas com a taxa de variação de defluência, contribuindo com exemplos práticos. Nos Apêndices C a I estão expostas as formulações completas dos casos apresentados neste trabalho. No Apêndice J é apresentada uma lista das variáveis e constantes utilizadas nesse trabalho.

2 RESERVA DE POTÊNCIA

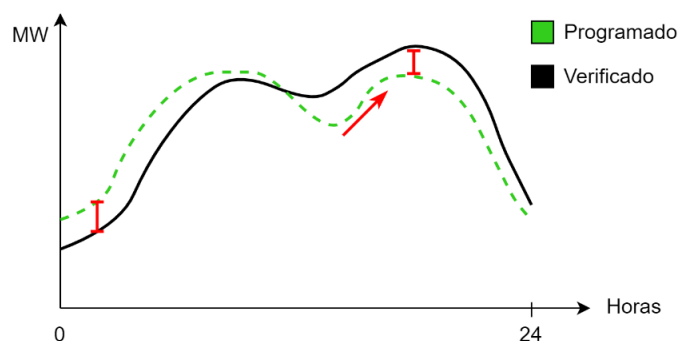
Este capítulo de revisão tem como objetivo contextualizar o problema da reserva de potência e de revisitar conceitos e propostas existentes que abordam esse tema. Inicialmente neste capítulo é resumida a teoria envolvendo a reserva de potência, assim como informações gerais sobre o cálculo do requisito de reserva. Depois, é abordada a representação da reserva em alguns modelos de curto prazo disponíveis na literatura e como a reserva é considerada por alguns operadores de sistema internacionais. Em seguida, são tratadas considerações a respeito de como o DESSEM e a Programação Diária do ONS alocam a reserva. Por fim, é feita a identificação de pontos de melhoria com base em testes executados com o modelo DESSEM.

2.1 CONCEITOS INICIAIS

Serviços ancilares são funções exercidas por equipamentos para auxiliar nos serviços básicos de geração e entrega de energia (KIRBY e HIRST, 1996). Esses serviços permitem a continuidade do fornecimento de energia, a segurança na operação e a manutenção da frequência e da tensão em valores adequados (SCHIER e OTHERS, 2007). Alguns exemplos de serviços ancilares são o suporte de reativo, a capacidade de restauração autônoma de unidades geradoras (*black-start*), além de reservas de potência e as regulações primária e secundária de frequência.

Dentro desse contexto, a reserva de potência é o recurso alocado para atendimento da demanda em casos de desvios na previsão de carga ou contingências (desligamentos forçados) em equipamentos do sistema durante a operação em tempo real. A reserva pode ser utilizada para elevação ou redução de geração, além de situações de transição com rampas muito elevadas, conforme ilustração da Figura 3, que representa a demanda de um sistema elétrico. Fisicamente, a reserva de potência é necessária para garantir que os mecanismos de controle das máquinas atendam à carga e retomem a frequência do sistema aos valores de referência, após a ocorrência de algum desvio.

Figura 3 – Representação da necessidade de reserva de potência operativa.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

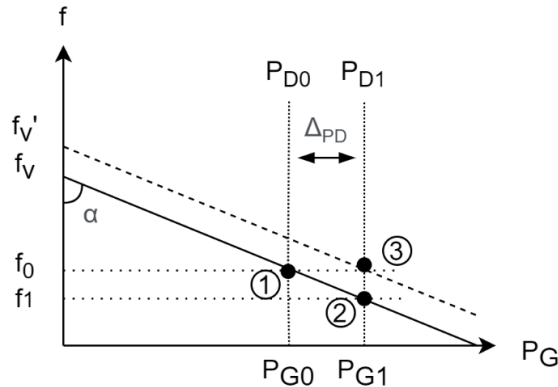
Em um sistema de potência, quando há um desbalanço entre carga e geração (déficit), o aumento de carga será suprido inicialmente pela energia cinética das massas girantes, reduzindo a velocidade de rotação das máquinas síncronas e reduzindo a frequência do sistema. A própria carga sofrerá redução com a redução da frequência, em uma tendência de atingir um novo ponto de equilíbrio, de acordo com a regulação própria do sistema (VIEIRA FILHO, 1984). Simultaneamente, o mecanismo de controle das máquinas chamado de Regulação Primária irá atuar. Os reguladores de velocidade das máquinas elevam a potência ativa (permitindo maior admissão de água nas turbinas, por exemplo) para auxiliar no atendimento da carga. Contudo, trata-se de um controle local, no qual cada máquina irá tomar carga (elevar a potência gerada) de acordo com sua energia de regulação (inverso do estatismo (R) da máquina), que caracteriza a relação entre frequência e a carga da unidade geradora.

Para garantir a retomada da frequência do sistema para o valor original, é atuado o mecanismo de controle da Regulação Secundária, que atua na máquina primária de forma a elevar a geração. A elevação pode ser distribuída entre várias máquinas, portanto o controle deixa de ser local. O mecanismo se baseia em zerar o erro de frequência, enviando sinais de controle aos reguladores de velocidade, que identificam o desvio da velocidade em relação à referência.

De acordo com VIEIRA FILHO (1984), para o caso de uma única unidade geradora alimentando uma carga e supondo a simplificação de que a carga não varia com a frequência, a atuação dos dois mecanismos de regulação pode ser explicada através da Figura 4. O sistema parte de um Estado “1”, no qual a potência original (P_{GO}) atende à carga original (P_{DO}) em uma frequência original (f_0). Após um aumento de carga, chegando a P_{D1} , a regulação primária atua, elevando a geração e reduzindo a frequência. Logo o sistema chega ao Estado “2”. A regulação secundária é responsável por retornar à frequência ao valor original, mantendo a nova potência

P_{G1} , conforme Estado “3”. As retas com coeficientes lineares f_v e f_v' representam o estatismo da máquina, onde $\alpha = \arctg(1/R)$.

Figura 4 – Representação dos mecanismos de regulação primária e secundária.



Fonte: Adaptado de VIEIRA FILHO (1984).

O conceito de reserva operativa se relaciona com outros dois conceitos do sistema elétrico: a capacidade, que se refere à possibilidade de atender a demanda a todo o instante, e a flexibilidade, que é a possibilidade de lidar com variações de geração e demanda seja em escala de tempo mensal ou horária (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

A estimativa do montante de reserva a ser alocada em um sistema pode ser calculada através de métodos determinísticos ou probabilísticos. Conforme VIEIRA FILHO (1984), experiências anteriores no Brasil ou de outros países podem ser utilizadas para estimar a quantidade de reserva a ser alocada, através da chamada metodologia determinística. Por outro lado, podem ser utilizados modelos estocásticos, em que o montante de reserva é determinado através da admissão de risco aceitável de não atendimento da carga.

Os métodos probabilísticos já são utilizados desde os anos 60. A discussão a respeito do uso de uma porcentagem constante da carga como requisito de reserva ou do uso de cálculos probabilísticos seguindo um risco máximo aceitável de não atendimento da carga é comentada em ARNOFF e CHAMBERS (1957). Os autores ressaltam a importância de se levar em consideração manutenções programadas em equipamentos e a proteção contra erros de previsão nos cálculos. Uma metodologia para estimar os requisitos de reserva girante em um sistema interligado (supondo transmissão suficiente para atender qualquer ponto do sistema) é apresentada em ANSTINE, BURKE, *et al.* (1963). Os autores apresentam o método usado pelo PJM (*Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection*, operador de transmissão de parte dos Estados Unidos) e calculam a probabilidade de a demanda exceder a capacidade instalada subtraída das saídas de unidades programadas por manutenção e saídas não programadas (forçadas).

Ressalta-se, também, que a alocação de reserva implica em um *trade-off* entre segurança (confiabilidade) e custos. Os tipos de reserva operativa e seu escopo podem variar de acordo com critérios adotados em cada país ou região (DE MORAES, FERNANDES, *et al.*, 2018). As reservas operativas podem ser classificadas na literatura conforme tempo de resposta ou qualificadas conforme particularidade de utilização. Um exemplo de classificação de reserva conforme tempo de resposta segue na Tabela 2, conforme utilizado pelo CAISO (Operador Independente do Sistema da Califórnia) em 2001 (OREN, 2001). As reservas de maior hierarquia são as mais rápidas e, portanto, reconhecidas como de maior qualidade.

Tabela 2 – Classificação de reservas operativas conforme tempo de resposta.

Hierarquia	Reserva	Características
1	Regulação	Imediata, alocada sob CAG.
2	Girante	Alocada em unidades geradoras sincronizadas e disponíveis em até 10 minutos.
3	Não-girante	Alocada em unidades geradoras não-sincronizadas, mas disponíveis em até 10 minutos.
4	Contingência (<i>replacement</i>)	Disponível em até 60 minutos.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, informações retiradas de OREN (2001).

Em relação à classificação da reserva conforme finalidade de utilização, em geral é feita a distinção entre Reserva para Regulação de Frequência e Reserva para Segurança, conforme SCHIER e OTHERS (2007) e VELASCO (2004). Um resumo das diferenças segue na Tabela 3.

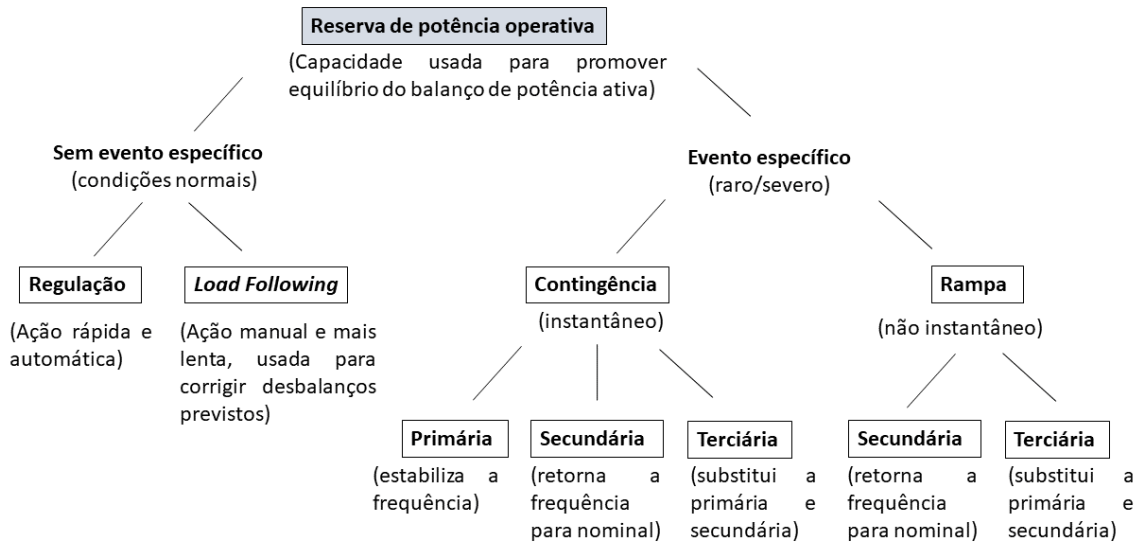
Tabela 3 – Classificação de reservas operativas conforme finalidade de utilização.

Reserva	Subdivisão	Características
Regulação de Frequência	Primária	Utilizada pelos regulares de velocidade para a primeira ação no suprimento de energia em caso de elevação de carga.
	Secundária	Utilizada pelas máquinas sob CAG para reestabelecimento da frequência do sistema.
Segurança	-	Utilizada para cobertura da possível saída de operação de uma unidade geradora ou linha de transmissão.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, informações retiradas de SCHIER e OTHERS (2007).

Como há diferentes nomenclaturas utilizadas em cada região, um resumo da composição da reserva de potência operativa segue na Figura 5, conforme Relatório Técnico do NREL (National Renewable Energy Laboratory) (ELA, MILLIGAN e KIRBY, 2011).

Figura 5 – Resumo das categorias de reserva encontrados na literatura.



Fonte: Adaptado de (ELA, MILLIGAN e KIRBY, 2011).

2.2 REPRESENTAÇÃO DA RESERVA EM MODELOS DE PROGRAMAÇÃO HIDROTÉRMICA DE CURTÍSSIMO PRAZO

Atualmente, há duas abordagens diferentes para tratar as incertezas envolvidas no sistema elétrico. A primeira, determinística, considera um requisito de reserva operativa através de uma folga na capacidade de geração em relação à carga prevista (NERC, 2021), que é uma maneira implícita de buscar flexibilidade (RYAN, ELA, *et al.*, 2014). A segunda abordagem é estocástica, e considera que o requisito de reserva é variável conforme erros de previsão. Conforme LOWERY e OMALLEY (2014), o erro de previsão pode ser considerado na função objetivo e pode resultar em consideração de reserva adicional nas áreas em que seja necessário, conforme a distribuição do erro.

Nota-se que existem trabalhos na literatura relacionados ao tema da reserva operativa que tomam uma abordagem elétrica do problema ou que visam apresentar resultados de longo prazo. Nesses casos, observa-se o uso de simplificações para o despacho das usinas. Segundo DA SILVA, SALES, *et al.* (2010), o uso de modelos simplificados para representar a geração hidráulica se dá devido à alta complexidade na monitoração das condições de despacho no horizonte de planejamento de longo prazo. Tomando como referência alguns trabalhos, verifica-se que diferentes abordagens são mencionadas para tratar da simplificação do despacho de usinas.

O artigo de ROSA, MATOS, *et al.* (2013) avalia os requisitos anuais de reserva em um sistema com participação renovável (em destaque, eólicas), através de estudo com

discretizações horárias. Os montantes necessários de reserva são calculados considerando parâmetros estocásticos, como taxa de falha e reparo de unidades geradoras. São considerados dois tipos de reserva: estática e operativa, a primeira levando em consideração apenas a geração disponível e a última levando em consideração também a possível variação de eólicas, carga e perda de unidades. São calculados índices de confiabilidade para alguns sistemas de teste e são feitas comparações para os dois tipos de reserva.

Em CASTRO, DA SILVA, *et al.* (2018) o despacho é feito através de uma ordem de mérito com empilhamento de custos operativos, no qual primeiro são utilizadas as usinas mais baratas. Outros trabalhos fazem uso de séries hidrológicas baseadas em dados históricos, e estimam a geração de forma proporcional ao nível de armazenamento (ROSA, MATOS, *et al.*, 2013) ou através de polinômios que convertem o volume armazenado na capacidade de geração (MATOS, LOPES, *et al.*, 2009) e (DA SILVA, SALES, *et al.*, 2010).

Enquanto estudos de longo prazo relacionados com a reserva de potência buscam determinar os requisitos de reserva segundo critérios e índices de confiabilidade, como o *Loss of load expectation* (LOLE) e *Expected Energy Not Supplied* (EENS), no curto prazo a atenção é dada para a alocação da reserva necessária entre as usinas disponíveis e a possibilidade de utilização desse recurso.

Em relação a trabalhos publicados que envolvam a representação da reserva operativa na programação de curtíssimo prazo, destaca-se SODER (1993), um dos primeiros a considerar a reserva girante na programação hidrotérmica com participação de eólicas. Este trabalho evidencia a necessidade de três reservas:

- (i) Reserva instantânea, disponibilizada em tempo inferior a 30 segundos;
- (ii) Reserva rápida, disponibilizada em até 15 minutos;
- (iii) Reservas lentas, em que as unidades podem estar disponíveis em até algumas horas (3 ou 4 horas).

Embora SODER (1993) considere incertezas na velocidade do vento, na previsão de carga e possíveis perdas de unidades, o requisito de reserva é desconsiderado do problema de otimização. O problema hidrotérmico é resolvido, e após a obtenção do plano detalhado de geração de cada unidade geradora ao longo das 24h, são calculados os requisitos dos três tipos de reserva e a folga existente para atendê-los. Dentre outros motivos, o autor cita que os requisitos de reserva para o sistema sueco eram normalmente atendidos (na época) sem a consideração explícita das restrições no modelo de otimização.

Em alguns trabalhos mais recentes, é feita uma cootimização de energia e reserva, dessa forma, aspectos relacionados à reserva constam na própria função objetivo do problema.

Em COSTA e COSTA (2003) é apresentado um fluxo de potência ótimo que determina conjuntamente as soluções ótimas para despacho térmico e alocação de reserva. Assim, leva-se em consideração que a energia e a reserva utilizam a mesma capacidade de geração e estão sujeitas às mesmas limitações elétricas. Trata-se de uma programação para horizonte de 24h, na qual os agentes podem fazer ofertas de potência ativa tanto para atendimento da demanda quanto atendimento dos serviços ancilares de reserva. Busca-se minimizar os pagamentos às ofertas de energia e reserva. O modelo permite representação de restrições na rede, e considera que existem restrições na rede que definem diferentes áreas. As áreas são definidas de acordo com a previsão de condições de operação para evitar riscos que gargalos de transmissão afetem a possibilidade suprimento da reserva. São definidos requisitos individuais de reserva para cada área, distribuindo os requisitos de reserva pelo sistema e favorecendo a segurança. Em relação às restrições, consideram-se restrições de rampa declaradas pelos próprios Agentes na oferta.

O trabalho de CHEN, CHEN e LEE (2014) trata da coordenação do despacho térmico em um sistema com geração eólica em grande-escala. Os autores buscam considerar o impacto das restrições de capacidade de transmissão na penetração de geração eólica e na reserva em áreas isoladas do sistema por congestionamentos. Duas reservas girantes são consideradas, a reserva de elevação (*up spinning reserve*) e redução (*down spinning reserve*), ressaltando que esta última é relevante para reduções abruptas de carga ou elevações não previstas na geração eólica. Outro destaque é o fato de os autores alocarem reservas por área, sendo parte da reserva local primeiramente despachada para atender requisitos próprios e complementada com reservas importadas de outras áreas. Isso resulta em linhas de fronteira entre áreas “transportando” geração, e reservas de elevação e redução ao mesmo tempo.

Em ZHONG, CHENG, *et al.* (2020) é descrito um caso de programação hidrotérmica com geração eólica e solar de larga escala. Segundo os autores, hidrelétricas de grande porte são importantes para os serviços de reserva e na regulação dos picos de carga em regiões da China. Com isso, a altura de queda pode variar consideravelmente, afetando a potência máxima fornecida pela planta. As hidrelétricas de grande porte do país podem variar de potência zero para máxima em poucos minutos e por essa razão os autores não diferenciam reserva girante da não girante, tanto para casos de reserva de elevação quanto redução. Um risco comentado pelos autores, é que devido às limitações na geração devido altura de queda, quando uma reserva de elevação é de fato utilizada, nos próximos períodos há redução de altura de queda nos reservatórios, o que pode acarretar restrições de reserva não atendidas nesses períodos subsequentes. Para evitar essas situações, é introduzido um fator de segurança nos requisitos de reserva considerados.

No trabalho publicado no artigo de DE MORAES, FERNANDES, *et al.* (2018) é proposta uma programação diária para sistema hidrotérmico com participação eólica e consideração de rede AC (não-linear). O autor assume, porém, o *unit commitment* térmico e hidráulico já determinado, restando determinar o despacho das usinas e a reserva girante. São desconsideradas restrições hidráulicas, mas são consideradas rampas de variação de geração térmica (R_{up} e R_{down}). Outro destaque é a monitoração da folga de transmissão nas linhas de intercâmbio entre subsistemas, e caso a linha esteja congestionada, a reserva girante deve ser suprida pela capacidade do próprio subsistema.

Mesmo para mercados baseados em ofertas, nota-se a preocupação da relação da reserva com o escoamento na transmissão. Em relação ao serviço ancilar de Regulação chinês, GUO, BAO, *et al.* (2019) propõe que limitações sejam feitas nas ofertas deste mercado de serviço ancilar, de modo que a capacidade de regulação das unidades geradoras não seja maior do que uma proporção da capacidade máxima de geração, descentralizando os recursos de regulação do sistema, prevenindo mudanças grandes da distribuição do fluxo de potência causadas pela modulação de frequência.

Nos últimos anos, com a crescente participação das fontes renováveis, a flutuação da geração renovável exacerbou a flutuação das vazões turbinadas das usinas. Uma das consequências é o chamado *hydropeaking* (picos de geração/defluência nas usinas hidrelétricas) (OLIVARES, HAAS, *et al.*, 2015). No entanto, uma série de impactos ambientais podem ocorrer em função da variação das vazões defluentes dos reservatórios, como erosão ou formação de remansos que afetam o habitat da flora/fauna aquática e o aprisionamento de peixes (NIU e INSLEY, 2013). Dessa forma, restrições operativas do tipo de defluências mínimas e taxas máximas de variação de defluência podem ser aplicadas (OLIVARES, HAAS, *et al.*, 2015). Taxa máximas de variação de defluências são restrições comuns de serem aplicadas em regulamentos ambientais para operação de usinas hidrelétricas (SCHÄFFER, ADEVA-BUSTOS, *et al.*, 2020).

A consideração de taxas máximas de variação de defluência (*ramping rates*) para determinação do programa de geração de curto prazo das usinas já foi considerada na literatura. Em PÉREZ-DÍAZ e WILHELMI (2010) é feito um estudo dos impactos da consideração das restrições para uma usina hidrelétrica da Espanha operando sob diferentes condições.

Em NIU e INSLEY (2013) também é feita uma avaliação de custos para uma usina hidrelétrica, adicionando também uma avaliação dos impactos ambientais da consideração das taxas de variação, considerando que a geração que deixa de ser contribuída pela hidrelétrica terá que ser suprida por outras fontes, no caso, térmicas, que estão associadas à emissão de

gases poluentes. É levantado o ponto de como a consideração das taxas pode acabar elevando o despacho hidráulico total, pois a geração é mantida mais elevada mesmo fora do pico em função da restrição. Além disso, dependendo da severidade das taxas, pode haver impactos econômicos para a usina. O artigo não leva em consideração a prestação do serviço ancilar de reserva girante, mas indica a sua avaliação em trabalhos futuros.

Uma avaliação dos impactos das restrições de taxa máxima de variação de defluência para um sistema e não apenas em nível de usina é feita em OLIVARES, HAAS, *et al.* (2015), uma vez que pode haver efeitos combinados de vários reservatórios e as flutuações de geração são distribuídas entre as usinas do sistema. No entanto, também não é considerada a restrição na reserva de potência.

Conforme verificado pelos trabalhos produzidos na área, a consideração e representação da reserva de potência nos modelos energéticos é relevante e pode ser feita através de diferentes abordagens. Preocupações com folga nas linhas de transmissão e distribuição dos fluxos estão presentes e já foram implementadas em modelos de programação de curtíssimo prazo. Em relação à taxa de variação de defluência, nota-se que a relevância do impacto desse tipo de restrição na reserva já foi levantada. Contudo, até onde foi possível verificar, não foi apresentada proposta de formulação e implementação dessas restrições para cômputo da reserva.

Visando esclarecer as oportunidades de melhoria, maiores detalhes acerca de conceitos envolvendo a reserva de potência e sua consideração no DESSEM e no PDP são tratados nas próximas seções.

2.3 CONSIDERAÇÃO DA RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA POR ALGUNS OPERADORES INTERNACIONAIS

Enquanto o sistema brasileiro é baseado em custos auditados e os requisitos de reserva de potência são inseridos dentro do modelo DESSEM, outros operadores têm considerações diferentes acerca da reserva de potência, a depender do modelo de despacho adotado em cada país, como por exemplo a existência de Mercado de Reserva e ofertas de preços de reserva. Abaixo estão resumidas algumas informações sobre a consideração da reserva operativa em outros sistemas.

Com relação ao FINGRID, operador de transmissão da Finlândia, há mercado de reservas na forma de ofertas de preços e quantidades, contendo cinco produtos (HAAKANA, TIKKA, *et al.*, 2017). Os dois produtos de reserva de contenção são responsáveis pelo controle da frequência dentro da faixa estabelecida, havendo mercados de contratação de reserva anual

e horária. Essas reservas devem ser capazes de atender regulações *power-up* e *power-down*. Ressalta-se também a recente adição do produto *Fast Frequency Reserve*, implementada em maio de 2020, utilizada para administrar situações de baixa inércia, utilizada por poucas horas e com montante variável (FINGRID, 2022a).

Com relação ao PJM, operador de transmissão que atende parte dos Estados Unidos, a estruturação do mercado atacadista de eletricidade é feita através do Mercado do Dia Seguinte e do Mercado em Tempo Real e o despacho de energia é cootimizado com a reserva do sistema (ENGIE, 2021). Conforme o manual (PJM, 2022b), todas as fontes que submeteram oferta de energia são consideradas elegíveis a fornecer reserva, com exceção das hidrelétricas e dispositivos de armazenamentos. As ofertas específicas para serem consideradas no mercado de reserva devem ser feitas considerando taxas de rampas realísticas e já considerar todas as restrições (regulatórias, ambientais e operacionais). Em relação aos aspectos locacionais da alocação de reserva, é necessário manter um montante mínimo de reserva em uma área específica para que o uso de 100% da reserva não resulte em sobrecarga nas linhas de transferência, devido a consideração de limites de segurança de transmissão.

No Transpower, operador do sistema da Nova Zelândia, com relação à programação de curtíssimo prazo, há a realização de um despacho indicativo para o Dia Seguinte, determinado a partir das ofertas dos agentes; porém esse despacho tem natureza exclusivamente indicativa, pois o mercado é *ex-post*⁵ (ENGIE, 2021). O despacho é determinado através de uma cootimização dos mercados de energia e serviços ancilares. O modelo de otimização leva em consideração as perdas no sistema de transmissão, as restrições de segurança da rede e as necessidades de reserva. As ofertas dos geradores devem especificar para cada período a máxima geração disponível, as taxas de rampa para cima e para baixo, e os pares de preço e quantidade que descrevem a sua curva de oferta. Alguns tipos de reservas relevantes consideradas pela Transpower (TRANSPower, 2022a) (TRANSPower, 2022b) são: *Frequency keeping*: na qual os provedores da reserva devem ajustar suas potências dentro de uma faixa, que tem valor mínimo de 8MW (-4MW e +4MW) e *Multiple frequency keeping*: unidades capazes de alterar rapidamente a potência, ofertas para essa reserva devem ser feitas fornecendo o período e até de cinco opções de faixa de variação de potência e seus respectivos preços. Também devem ser fornecidos os valores de controle: potência mínima e máxima da usina nas quais é possível fornecer o serviço.

⁵ O cálculo do preço para liquidação é feito utilizando as informações de demanda e geração observadas.

Com relação ao Coordinator Elétrico Nacional, do Chile, possui modelo de mercado de energia cujo despacho se dá pela minimização dos custos. As ferramentas utilizadas pelo operador para a coordenação hidrotérmica são modelos de Programação de Longo Prazo (PLP) e Programação de Curto Prazo (PCP). O modelo PLP é uma ferramenta computacional para resolver o problema da operação hidrotérmica de médio e longo prazo, minimizando o valor esperado dos custos de geração, custos de falha, aplicando o algoritmo da Programação Dinâmica Dual Estocástica (CENTRO DE ENERGIA, 2022). O PLP estima o custo futuro da água dos reservatórios, considerando as restrições hidráulicas. Por outro lado, o PCP é um simulador do comportamento horário utilizado para estudos breves como semanas, meses ou um ano, e inclui restrições operativas das unidades de geração, como mínimos técnicos, tempos de permanência ligado ou desligado, rampas de tomada de carga. Dentro do PCP também é considerada a reserva primária e secundária (MINISTÉRIO DE ENERGIA DO CHILE, 2018); porém, não foram encontrados detalhes acerca de como é feita essa consideração.

Com relação aos tipos de reserva consideradas pelo operador, nota-se a consideração de controle primário (ações de controles automáticas locais, tempo de ativação de 10s), secundário (ações de controle destinadas a reestabelecer o valor de frequência nominal, operadas de forma automática e centralizada, tempo de ativação de 5 min) e terciário (ações de controle realizadas em tempo real por meio de instrução do operador para reestabelecer a reserva secundária de frequência ou incorporar reservas adicionais) (NACIONAL, 2022). Também se nota a existência de subcategorias de sob ou sub-frequência.

Com relação à China, os serviços ancilares são atualmente tratados através de mecanismo de compensação de custos, sendo pagos por usinas térmicas que não provém serviços ancilares (HU, YAN, *et al.*, 2021). Atualmente o modelo está em fase de modificação, com gradual desenvolvimento de mercados de serviços ancilares por ofertas. Para o serviço ancilar denominado como Regulação (serviço no qual os geradores respondem ajustando suas gerações automaticamente no CAG), já foram implementados mercados em algumas regiões. Cada região possui características diferentes, como mercados spot de serviços ancilares e eletricidade operando de forma independente ou conjunta (GUO, BAO, *et al.*, 2019).

2.4 REQUISITOS DE RESERVA DE POTÊNCIA NO SIN

No Brasil, anualmente é feita a previsão de reserva para o ano seguinte, disponibilizada no Relatório de Cálculo Anual da Reserva de Potência Operativa (RPO), considerando informações como previsão de carga, expansão da geração para o ano seguinte e taxa de falha das unidades geradoras (ONS, 2022i). Atualmente a estimativa da reserva operativa necessária

é calculada através de método misto entre determinístico e computacional probabilístico (ONS, 2022h). A reserva de potência operativa do sistema é dividida entre as áreas de controle do SIN, de forma que cada área i tenha um dado valor de reserva, definindo por RPO_i . Para entender o cálculo da RPO_i , inicialmente são apresentadas as seguintes definições:

- (i) RGA_i : responsabilidade própria de geração da área de controle i , composto pela carga da área de controle (C_i) adicionada ao intercâmbio líquido programado de fornecimento da mesma área⁶ (MW).
- (ii) $Reol_i$: parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica da área de controle i . Para a área de controle da região Nordeste, utiliza-se o valor de 6% da geração eólica prevista⁷ na área; para a região Sul, 15% da geração eólica prevista na área (MW).
- (iii) MM_i : máquina (unidade geradora) de maior capacidade da área de controle i (MW).
- (iv) RPO_s : Reserva do sistema calculada probabilisticamente⁸ (MW).
- (v) $CARGA_s$: carga do sistema (MW).

Assim, o valor de RPO_i é dado por:

$$RPO_i = R1_i + R2_i + R3_i. \quad (2.1)$$

Em que:

$$R1_i = 0,01 \times RGA_i \quad (2.2)$$

$$R2_i = 0,04 \times C_i + Reol_i \quad (2.3)$$

$$RPO_a = \max \{RPO_s; 0,05 \times CARGA_s\} \quad (2.4)$$

$$R3_i = \frac{MM_i \times RGA_i}{\sum_{k=1}^n MM_k \times RGA_k} \times (RPO_a - 0,05 \times CARGA_s) \quad (2.5)$$

O primeiro termo de $R3_i$ se refere ao rateio do cálculo probabilístico do sistema entre as “ n ” áreas de controle. O critério de estudo considera que, caso a reserva probabilística calculada seja igual ou inferior a 5% da carga do sistema, ela seja considerada 5% da carga e, consequentemente, $R3_i$ é assumida ser igual a zero (ONS, 2022i).

Ressalta-se, ainda, que o ONS trabalha com o conceito de reserva de redução, visando cobrir variações negativas de carga durante madrugadas, por exemplo, ou elevação inesperada

⁶ Para estudos de planejamento, para esses cálculos considera-se uma previsão de carga e tendências de intercâmbios entre os subsistemas, sendo considerada a demanda para carga pesada.

⁷ Para estudos de planejamento, a representação da geração eólica é dada através de funções densidade de probabilidade.

⁸ Para mais detalhes acerca do cálculo probabilístico consultar as referências (ONS, 2022i) e (ONS, 2022h).

de geração eólica. Para cálculo da reserva de redução, o termo $R2_i$ é alterado para $0,025 C_i + Reol_i$. O procedimento de rede detalha como se dá a alocação de cada uma das reservas $R1_i$, $R2_i$ e $R3_i$, resumidas na Tabela 4, que está de acordo com o resumo apresentado na seção anterior.

Tabela 4 – Parcelas da reserva de potência operativa.

$R1_i$	$R2_i$	$R3_i$
- Reserva de potência para controle primário; - Alocada na própria área de controle, em unidades geradoras com regulador de velocidade desbloqueado.	- Reserva de potência para controle secundário; - Reserva girante; - Alocada em unidades geradoras sob CAG.	- Reserva de potência terciária (complementar); - Para cobrir saídas não programadas de unidades geradoras.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, com informações retiradas de ONS (2022i).

Recentemente foi elaborado pelo ONS um novo conceito para monitorar a segurança do atendimento à carga denominado de Folga de Potência Monitorada (FPM), conforme instrução de operação IO-CG.BR.01. O FPM foi criado com objetivo de ser um sinalizador das condições energéticas de atendimento, com base em índice de criticidade (verde, amarelo e vermelho).

A FPM é definida como o somatório das folgas de potência (diferença entre disponibilidade de geração hidráulica da usina e geração programada) em um conjunto de usinas pré-selecionadas, que possuem controlabilidade e despachabilidade adequadas ao tempo de resposta necessário para atender às variações em tempo real. Já a Folga Potência Monitorada Sincronizada (FPMS) é composta pelo somatório das folgas de potência sincronizada em um conjunto de usinas pré-selecionadas. Para algumas usinas, as unidades sincronizadas foram consideradas as geradoras e compensadores síncronos com reversão rápida. Os índices de criticidades associados aos dois conceitos, que são utilizados para horizonte de programação diária, são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Criticidades de atendimento conforme índices de FPM e FPMS.

Verde	Amarelo	Vermelho
FPM > 5% da carga do SIN ou carga do SE/CO e S em situação de esgotamento da capacidade de intercâmbio; e FPMS > potência da maior máquina do sistema.	Potência da maior máquina do sistema > FPM > 5% da carga do SIN ou carga do SE/CO e S em situação de esgotamento da capacidade de intercâmbio; e FPMS > potência da maior máquina do sistema.	FPM= FPMS ou déficit.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Assim, é feito o atendimento da carga com a otimização dos recursos energéticos, associada a um índice de criticidade de atendimento de ponta dado pelo FPM e FPMS. No caso da otimização dos recursos energéticos acarretar índice de criticidade diferente de verde, será feito redespacho de geração para atender os níveis solicitados de folga. Tanto a reserva quanto o FPM(S) são monitorados na etapa da Programação Diária e Tempo Real nas 24 horas do dia. Destaca-se também que no Brasil a remuneração pela prestação de serviço ancilar de controle secundário de frequência é feita por usina através de receita anual definida em resolução autorizativa da ANEEL, conforme a Resolução Normativa Nº 697 de 2015.

2.5 CÁLCULO DA RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NO DESSEM

No modelo DESSEM é inserido como insumo o montante de reserva mínima a ser respeitada a cada intervalo de tempo. O conjunto de usinas disponíveis para alocação da reserva também é um dado fornecido ao modelo, via cadastro no arquivo areacont.dat. As usinas de fonte hidráulica são consideradas como disponíveis para alocação de reserva, uma vez que são as responsáveis em prover o serviço de controle secundário de frequência. Até metade do ano de 2023, eram consideradas na alocação da reserva as usinas de Água Vermelha, Emborcação, Ilha Solteira, Estreito, Marimbondo e Nova Ponte, todas localizadas no subsistema SE-CO. A partir da metade do ano de 2023, passaram a ser consideradas o conjunto de usinas disponíveis para FPM que estão localizadas nos subsistemas Sul e Sudeste/Centro Oeste, conforme Tabela 6. Além das usinas hidrelétricas, o modelo está preparado para inclusão das contribuições de reserva em usinas térmicas e intercâmbios entre áreas⁹.

⁹ Apesar do modelo estar apto, atualmente não são consideradas na reserva contribuições de intercâmbios entre áreas.

Matematicamente, a consideração da reserva de potência é feita pela inserção da restrição descrita em (2.6).

$$\sum_{\substack{i \in \text{ACH}_k \\ k = 1, \dots, \text{NAC}; t = 1, \dots, T}} (\overline{\text{GH}}_r^t - \text{GH}_r^t) + \sum_{i \in \text{ACT}_k} (\overline{\text{GT}}_r^t - \text{GT}_r^t) + \sum_{i \in \text{ACI}_k} (\overline{\text{Int}}_{lj}^t - \text{Int}_{lj}^t) \geq \text{RPO}_k^t, \quad (2.6)$$

Em que:

ACH_k : conjunto de usinas hidrelétricas na área de controle¹⁰ k .

$\overline{\text{GH}}_r^t$: geração hidráulica máxima da usina r e período t (MW).

GH_r^t : geração hidráulica da usina r e período t (MW).

ACT_k : conjunto de usinas termelétricas na área de controle k .

$\overline{\text{GT}}_r^t$: geração termelétrica máxima da usina r e período t (MW).

GT_r^t : geração termelétrica da usina r e período t (MW).

ACI_k : conjunto de intercâmbios que contribuem para a reserva na área de controle k (MW).

$\overline{\text{Int}}_{lj}^t$: limite de intercâmbio da área de controle l para a área j no período t (MW).

Int_{lj}^t : intercâmbio da área de controle l para a área j no período t (MW).

RPO_k^t : requisito de reserva de potência para a área de controle k no período t (MW).

NAC : número de áreas de controle para fins de reserva de potência.

Contudo, na rodada do modelo DESSEM atualmente, a restrição de reserva considera apenas algumas usinas hidrelétricas e uma única área de controle (SE-CO). O valor da reserva alocada é feito através do somatório da folga entre a geração máxima e a geração alocada para as usinas do conjunto. Trata-se, portanto, da chamada reserva fria (folga girante e não girante contribuem) e apenas reserva para margem de elevação. Também é possível inserir uma restrição de reserva individual mínima por usina no modelo, além da reserva por área de controle, o que não é utilizado para casos oficiais do DESSEM.

A disponibilidade máxima de geração considerada para as UHEs no DESSEM é calculada considerando indisponibilidades por manutenção, restrições elétricas individuais e na potência máxima por altura de queda e turbinamento. O arquivo de saída PDO_RESERVA.dat do DESSEM contém as informações de como a reserva é alocada entre as usinas do conjunto, para cada patamar de carga.

¹⁰ Área de controle é a área do SIN sobre a qual um centro de operação tem a responsabilidade pelo controle da frequência, por meio do Controle Automático de Geração.

Conforme Figura 6, é possível verificar que apenas as usinas hidráulicas selecionadas contribuem para a alocação da reserva e que, para o primeiro patamar de carga (IPER), a reserva de potência total (denominada CAGSECO-RE) é atendida com folga em relação ao requisito de reserva mínima. Nota-se também que a distribuição da reserva entre as usinas não segue regras/proporcionalidade, sendo que há caso de usina na qual não foi alocada reserva. O modelo DESSEM calcula quanto cada usina poderia contribuir para a reserva e se a soma de todas as contribuições é maior do que a reserva requerida. Adicionalmente, a alocação da reserva por parte do DESSEM é uma consequência da alocação de geração.

Figura 6 – Trecho do arquivo PDO_RESERVA.dat para dia 04/09/2022.

Relatorio das restricoes de Reserva de potencia

IPER	Pat	NUM	Nome	Tipo	Area	Conj	Reserva de Potencia (MW)	Geracao/Recebimento (MW)	Reserva Minima (MW)	Multipl (R\$/MW)	GHmax (MW)
1	LEVE	1	CAGSECO - RE	A		1	5176.52	2993.16	3057.0	0.00	8169.67
1	LEVE	18	A. VERMELHA	H		1	475.69	348.12	-	0.00	823.81
1	LEVE	24	EMBORCACAO	H		1	115.63	991.56	-	0.00	1107.20
1	LEVE	34	I. SOLTEIRA	H		1	2644.00	630.00	-	0.00	3274.00
1	LEVE	8	ESTREITO	H		1	747.52	355.04	-	0.00	1102.56
1	LEVE	17	MARIMBONDO	H		1	1193.67	158.44	-	0.00	1352.11
1	LEVE	25	NOVA PONTE	H		1	0.00	510.00	-	0.00	510.00

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

2.6 CÁLCULO DA RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA

Durante o processo da Programação Diária, na etapa do “Pós-DESSEM”, ajustam-se as gerações das usinas conforme mencionado no fluxograma do Apêndice A e então é calculada a reserva resultante. A reserva é calculada para um conjunto maior de usinas, distribuídas entre as várias regiões do SIN, conforme Tabela 6. Também são calculadas as Folgas de Potência Monitoradas. Eventualmente, alguma usina é retirada da lista de cálculo durante o processo da programação “Pós-DESSEM”, visto alguma restrição ou impossibilidade de escoamento de valores superiores de geração.

Tabela 6 – Conjunto de usinas consideradas disponíveis para alocação de reserva e folga de potência monitorada no Programa Diário de Operação (PDO).

Reserva	Reserva	FPM/FPMS	FPM/FPMS
Água Vermelha	Foz do Chapecó	Água Vermelha	Lajeado
Barra Grande	Campos Novos	Barra Grande	Luis Gonzaga
Capivara	Paulo Afonso IV	Campos Novos	Machadinho
L. C. Barreto	Luis Gonzaga	Emborcação	Marimbondo
Emborcação	S. Santiago	Estreito	Nova Ponte
Itá	Tucuruí	Foz do Chapecó	Passo Fundo
Itumbiara		Furnas	Paulo Afonso IV
Ilha Solteira		Gov. Bento Munhoz	S. Osório

S. Osório		Gov. José Richa	S. Santiago
Nova Ponte		Gov. Ney Braga	São Simão
Gov. Bento Munhoz		Gov. Parigot de Souza	Serra da Mesa
Gov. Ney Braga		Ilha Solteira	Três Irmãos
Passo Fundo		Itá	Tucuruí
Marimbondo		Itumbiara	Xingó
Furnas		L. C. Barreto	

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Apenas em caso de necessidade, a geração da usina é alterada para adequar a reserva, i.e., a programação é feita visando adequar as gerações e seguindo a política energética vigente, sendo a reserva alocada uma consequência.

A disponibilidade máxima considerada para as UHEs leva em consideração as indisponibilidades por manutenção e aproximações de perdas. Além da reserva total (girante e não girante), é calculada também a reserva girante, ou seja, margem de elevação de geração considerando o número de unidades sincronizadas e a potência máxima de cada unidade. O cálculo dessa reserva é relevante para estimativa de reserva alocada sob Controle Automático de Geração (CAG). Outro aspecto relevante é que a reserva de redução de geração também é calculada, pois é relevante em momentos de carga reduzida, como o período da madrugada.

2.7 IDENTIFICAÇÃO DE PONTOS DE MELHORIA NA CONSIDERAÇÃO DA RESERVA DE POTÊNCIA

Neste capítulo são conduzidos testes com o modelo DESSEM visando investigar os resultados obtidos com a implementação atual e, portanto, identificar pontos de melhoria na representação da reserva.

2.7.1 Testes com a formulação atual de reserva de potência no DESSEM

Os testes foram feitos utilizando os casos oficiais publicados para o dia de programação, aplicando a modificação de compatibilização do conjunto de usinas disponíveis para alocação de reserva. As alterações foram feitas no arquivo de entrada “areacont.dat”.

Foram selecionadas datas nas quais o sistema estava enfrentando diferentes condições energéticas, as quais podem ser estimadas, considerando simplificações, através da porcentagem do EAR¹¹ do SIN. Também são relevantes para análise do estudo em questão as principais gerações nos Subsistemas N e NE, sendo destaque a geração eólica. Portanto, esses

¹¹ EAR é a energia disponível em um sistema de reservatórios, calculada a partir da energia produzível pelo volume armazenado nos reservatórios em seus respectivos níveis operativos, conforme o glossário do ONS.

dados foram adicionados na Tabela 7. Os dados de EAR foram obtidos do histórico do ONS e a geração eólica média do Nordeste, do Relatório Executivo da Programação Diária da Operação.

Tabela 7 – Conjunto de dias selecionados para teste.

Dia	EAR do SIN (%)	Geração eólica NE (MWmed)
01/12/2020	24,36	5.882
22/07/2021	37,09	11.123
03/03/2022	62,70	6.272

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

2.7.1.1 Caso 1

Execução do modelo para a programação do dia 22/07/2021. De acordo com a Figura 7, verifica-se comportamento de alocação de grandes montantes de reserva para a UHE Tucuruí no horário de ponta 19h, com 5.895 MW. Destaca-se que há um limite máximo de taxa de variação de defluência horária cadastrado para a UHE, conforme Apêndice B. Por aproximação, utilizando o dado de produtividade da usina a volume útil de 65% (retirado da mesma fonte do Apêndice B - Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas) de 0,5482, a taxa convertida para variação de potência seria de aproximadamente 1096 MW/h, bastante inferior ao montante alocado como reserva. Portanto, esse montante referente a UHE Tucuruí não poderia ser disponibilizado rapidamente e não contribuiria para reserva girante.

Figura 7 – Trecho do arquivo PDO_RESERVA.dat contendo a reserva alocada na UHE Tucuruí às 19h para dia 22/07/2021.

IPER	Pat	NUM	Nome	Tipo	Area	Conj	Reserva de Potencia (MW)	Geracao/Recebimento (MW)	Reserva Minima (MW)	Multipl (R\$/MW)	GHmax (MW)
	38	PESADA	275	TUCURUI	H	1	5895	1550	-	0	7445

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

2.7.1.2 Caso 2

Execução do modelo para a programação do dia 03/03/2022, no qual verificaram-se dois problemas. O primeiro, diz respeito a alocação de valor elevado de reserva na UHE GBM no horário de ponta (16h30 - Figura 8), o qual seria inviável devido às limitações de taxa máxima de variação de defluência horária, conforme Apêndice B, além do tempo de sincronismo das unidades. O segundo é a reserva de potência alocada na UHE Tucuruí no mesmo horário (774 MW), que não poderia ser escoado para a região SE/S devido ao

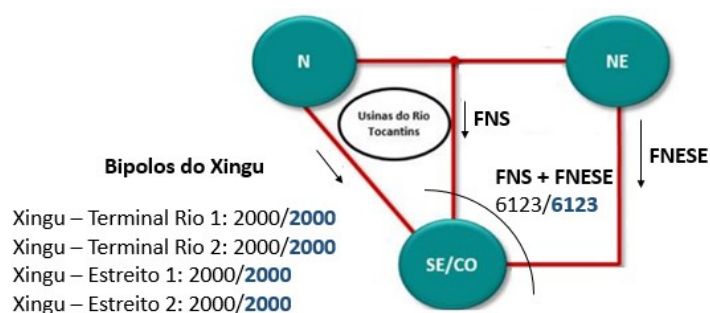
atingimento dos limites de transmissão, conforme Figura 9. Ressalta-se que o limite do fluxo FNS+FNESE é dinâmico e considerado linear por partes.

Figura 8 – Trecho do arquivo PDO_RESERVA.dat contendo a reserva alocada para UHE Governador Bento Munhoz e UHE Tucuruí às 16h30 do dia 03/03/2022.

IPER	Pat	NUM	Nome	Tipo	Area	Conj	Reserva de Potencia (MW)	Geracao/Recebimento (MW)	Reserva Minima (MW)	Multipl (R\$/MW)	GHmax (MW)
33	PESADA	275	TUCURUI	H		1	774.71	6922.1	-	0	7696.82
33	PESADA	74	G.B. MUNHOZ	H		1	1221.62	0	-	0	1221.62

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 9 – Resultados do escoamento das regiões Norte e Nordeste para Sudeste às 16h30 do dia 03/03/2022.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

2.7.1.3 Caso 3

Execução do modelo para a programação do dia 01/12/2020, período no qual a situação hidrológica do SIN era desfavorável. O modelo alocou geração de 105 MW na usina de Campos Novos e contabilizou reserva de 774 MW, conforme Figura 10. Nota-se que a geração alocada é fora de faixa operativa (abaixo da geração mínima da usina quando operando com uma unidade geradora, que é de 120 MW), tal montante de reserva não poderia estar todo girante (capacidade de geração máxima de 1 UG = 290MW).

Figura 10 – Trecho do arquivo PDO_RESERVA.dat contendo a reserva alocada na UHE Campos Novos às 7h00 no dia 01/12/2020.

IPER	Pat	NUM	Nome	Tipo	Area	Conj	Reserva de Potencia (MW)	Geracao/Recebimento (MW)	Reserva Minima (MW)	Multipl (R\$/MW)	GHmax (MW)
14	LEVE	90	CAMPOS NOVOS	H		1	774.47	105.53	-	0	880

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

2.7.2 Propostas de alterações gerais

Pelos resultados apresentados na seção anterior, percebe-se que a desconsideração de algumas restrições das usinas e de escoamento do sistema no cálculo da reserva podem ter impactos significativos no resultado de reserva. Portanto, idealmente, a alocação de reserva pelo modelo DESSEM deveria contemplar uma série de melhorias.

Inicialmente, para cálculo da reserva girante, se faz necessário o conhecimento das máquinas sincronizadas, sendo a opção mais adequada a implementação do *unit commitment* hidráulico. Além disso, o DESSEM poderia ser alterado para a inclusão do cálculo da reserva de redução.

Outra possibilidade seria que as restrições de requisito da reserva poderiam ser modeladas por área de operação (subsistemas), sendo atendido através das reservas das unidades geradoras que compõem a área mais recebimentos via intercâmbios entre subsistemas. Ou então, poderia permanecer com cálculo único, mas há necessidade de verificação de atingimento dos limites elétricos, inclusive os dinâmicos, entre as regiões.

A viabilidade hidráulica da reserva alocada também deveria ser avaliada, contemplando restrições hidráulicas já consideradas para a operação de geração. Por exemplo, verificar se a utilização da reserva não iria violar cotas mínimas nos reservatórios, taxas máximas de variações de defluência, entre outras.

Portanto, neste trabalho, optou-se por concentrar esforços de incluir as restrições relacionados ao *unit commitment* hidráulico, limites de transmissão entre regiões do sistema e taxa máxima de variação de defluência no cálculo da reserva de potência. Destaca-se que a influência dos fatores mencionados depende das condições do sistema, sejam condições hidrológicas, previsão de geração eólica, uma vez que essa possui grande capacidade instalada na região Nordeste, ou até mesmo, para o caso da reserva de redução, da geração programada nas usinas que compõem o conjunto de usinas disponíveis para alocação de reserva, tanto em montante total como em distribuição. Tais fatores podem causar uma margem maior ou menor de redução conforme a geração mínima das máquinas.

O cálculo da reserva considerando essas restrições até poderia ser feito na forma de pós-processamento, após a execução do modelo DESSEM na etapa de ajustes da Programação Diária, na forma de abatimento da reserva indicada pelo modelo. Porém, a consideração das restrições pode causar a aproximação da reserva indicada com o requisito mínimo. Isso pode levar a restrição da reserva a se tornar uma restrição ativa no problema, com possíveis alterações em resultados como despachos de geração hidráulica, ou até mesmo alteração de CMO e

despachos de geração térmica. Dessa forma, neste trabalho optou-se por estudar uma série de análises para representação das restrições comentadas dentro do problema de otimização, que seguem no Capítulo a seguir.

3 PROPOSTA DE APRIMORAMENTO DA RESERVA DE POTÊNCIA NO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Durante a realização do presente trabalho, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) está desenvolvendo a proposta de modelagem das restrições de *unit commitment* hidráulico e algumas melhorias no cálculo da reserva de potência no modelo DESSEM, tendo as primeiras entregas da nova versão do modelo no ano de 2023. Dentro desse projeto, destaca-se a inclusão de variáveis inteiras para o status ligada/desligada das unidades geradoras, de forma a contemplar o requisito de geração mínima enquanto ligada e restrições associadas a essas variáveis, além da consideração do status das unidades nas restrições de reserva de potência (CEPEL, 2022b). Conforme exposto do relatório técnico produzido pelo CEPEL, serão considerados três modos de operação para as unidades geradoras, os quais matematicamente são dados por:

uh_{ij}^t : variável binária que indica se a unidade j da usina i está ligada ou não no período t .

uhs_{ij}^t : variável binária que indica se a unidade j da usina i está ou não operando como compensador síncrono no período t .

uhv_{ij}^t : variável binária que indica se a unidade j da usina i está ou não operando a vazio no período t ;

Dado que cada unidade pode operar em apenas um estado em cada estágio de tempo, o modelo inclui a seguinte equação:

$$uh_{ij}^t + uhs_{ij}^t + uhv_{ij}^t \leq 1 \quad (3.1)$$

Tendo em vista as novas formulações, serão consideradas duas novas representações de reserva de potência associadas a operação das unidades em faixa nominal: elevação (ou positiva) e redução (ou negativa). A reserva de elevação é formulada conforme a Equação (3.2), e considera o somatório de geração disponível, referente a diferença entre as gerações máxima e programada para cada unidade geradora sincronizada¹².

$$\sum_{i \in \Omega_k} \left\{ \sum_{j=1}^{Nj} \left[\overline{gh}_{i,j}^t \times (uh_{ij}^t + uhv_{ij}^t) - gh_{i,j}^t \right] \right\} \geq RP_k^t \quad (3.2)$$

Em que:

Ω_k : conjunto de usinas hidrelétricas localizadas na área de controle k disponíveis para alocação da reserva.

¹² Atualmente, apenas alguns compensadores síncronos específicos são considerados na folga de potência monitorada considerada pelo ONS, a depender do tempo de reversão.

$\overline{gh}_{i,j}^t$: geração máxima da unidade j da usina i no período t (MW).

$gh_{i,j}^t$: geração da unidade j da usina i no período t (MW).

RP_k^t : requisito de reserva positiva estabelecida no período t (MW).

Por sua vez, a reserva de redução é o somatório de geração disponível, referente a diferença entre as gerações programada e mínima de cada unidade geradora sincronizada¹³. A formulação da reserva de redução segue na Equação (3.3).

$$\sum_{i \in \Omega_k} \left\{ \sum_{j=1}^{Nj} \left[gh_{i,j}^t - \left(\overline{gh}_{i,j}^t \times uh_{ij}^t \right) \right] \right\} \geq RN_k^t \quad (3.3)$$

Em que:

Ω_k : conjunto de usinas hidrelétricas localizadas na área de controle k disponíveis para alocação da reserva.

$\underline{gh}_{i,j}^t$: geração mínima da unidade j da usina i no período t (MW)

RN_k^t : requisito de reserva negativa estabelecida no período t (MW).

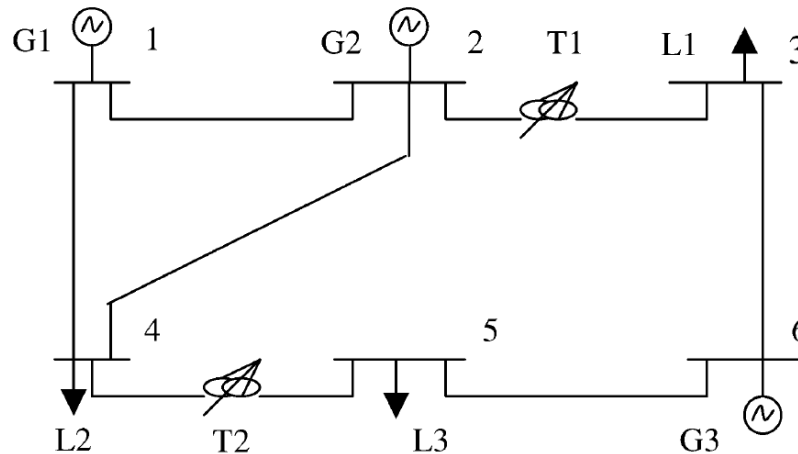
Tendo em vista que as contribuições iniciais do CEPEL já estão formuladas, optou-se por considerá-las também no desenvolvimento desse trabalho. Contudo, por simplificação, apenas o status de unidade ligada e desligada foi implementado, sem a possibilidade de operação como compensador síncrono ou operação a vazio.

3.1 CONFIGURAÇÃO HIDROTÉRMICA REDUZIDA

Para possibilitar a realização de testes de novas formulações em um problema de otimização da programação de curtíssimo prazo, foi considerado neste trabalho uma configuração hidrotérmica de pequeno porte, criada a partir de dados fictícios. Buscou-se considerar um sistema no qual algumas características do SIN pudessem ser representadas, como gerações que são escoadas para grandes centros de carga podendo haver gargalos de transmissão (N/NE para SE/S) e centros de geração conectados em diferentes locais do sistema. O sistema com seis barras proposto por (FU, SHAHIDEHPOUR e LI, 2005), e ilustrado na Figura 11, foi utilizado como referência para a construção da configuração usada neste trabalho.

¹³ Compensadores síncronos não compõem a folga de redução pois não há potência ativa para redução.

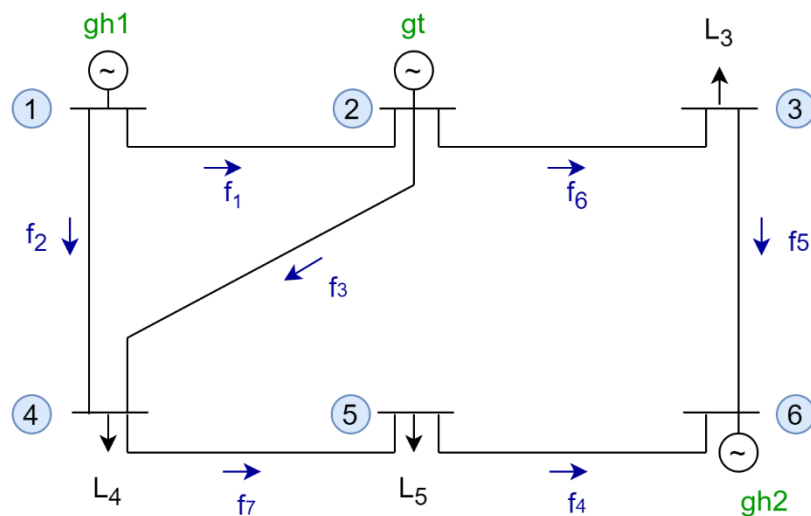
Figura 11 – Sistema elétrico de 6 barras usado para a construção da configuração reduzida.



Fonte: Extraído de (FU, SHAHIDEHPOUR e LI, 2005).

Para este trabalho, o sistema foi alterado de forma que uma usina termelétrica (gt) e duas usinas hidrelétricas (gh_i) são utilizadas para atender três centros de carga (L_b). O esquemático resultante do sistema segue na Figura 12.

Figura 12 – Diagrama esquemático do sistema elétrico de 6 barras criado.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Destacam-se as seguintes alterações em relação ao sistema referência:

1. Consideração de parâmetros DC: foram desconsideradas a geração/carga de potência reativa e os limites relacionados à tensão nas barras. Em relação às linhas de transmissão, foram considerados apenas os dados de reatância. Os transformadores com tap variável foram modelados como linhas de transmissão mantendo os dados de reatância.

2. Alteração dos limites de transmissão: destaca-se que os fluxos 1 e 2 tiveram seus limites reduzidos em relação ao sistema original. O fluxo 1 teve o valor alterado de 200 MW para 40 MW e o fluxo 2 de 100MW para 50 MW.
3. Alteração da fonte de geração: no sistema original, os três geradores são de fonte térmica. No sistema modificado, apenas o gerador térmico 2 foi mantido, enquanto os outros dois geradores foram alterados para hidrelétricas.
4. Linearização do CVU: no sistema original, o custo de operação das térmicas foi modelado de forma detalhada, incluindo custo de partida e custo quadrático em função do preço de combustível. O gerador térmico considerado no sistema modificado foi baseado no gerador 2 do sistema original, mantida a potência mínima/máxima de 10/100 MW.

Conforme dados, o custo de operação do gerador é dado pelo polinômio abaixo, considerando o preço do combustível ($\$_{fuel}$) de 1,2461.

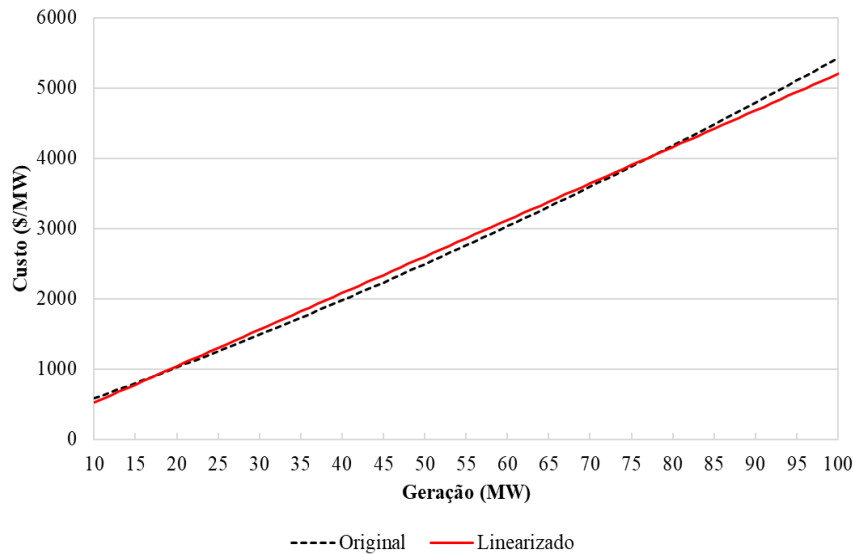
$$A \cdot \$_{fuel} + b \cdot \$_{fuel} \cdot g_t + c \cdot \$_{fuel} \cdot g_t^2 = 161,86 + 40,62 \cdot g_t + 0,12 \cdot g_t^2 \quad (3.4)$$

Considerando os valores obtidos pela curva dentro da faixa de operação de geração, obtém-se uma inclinação da curva, dividindo a variação de custo pela variação de potência, de 53,82 (\$/MW). Por simplificação, optou-se por considerar um custo variável unitário de 52 e uma parcela de custo de acionamento dado por:

$$A \cdot \$_{fuel} + b \cdot \$_{fuel} \cdot \left(\frac{g_{t \min}}{2}\right) + c \cdot \$_{fuel} \cdot \left(\frac{g_{t \min}}{2}\right)^2 = 530 \quad (3.5)$$

A comparação dos custos de geração térmica entre o modelo original e o modificado segue na Figura 13.

Figura 13 – Comparação de custo de geração térmica para sistema original e modificado.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

5. Alteração das características operativas dos geradores: Em relação à usina térmica, foram alterados os tempos mínimos ligada/desligada em relação ao sistema original, que era de duas horas, de modo que a usina não seja tão flexível e seja mais representativo do parque brasileiro; já em relação às usinas hidráulicas, foram considerados dados fictícios. Um resumo do sistema considerado segue na próxima seção.

3.2 RESUMO DO SISTEMA 6 BARRAS CONSIDERADO PARA ANÁLISES

Considere o sistema de energia elétrica ilustrado na Figura 12. No sistema, uma usina termelétrica (gt) e duas usinas hidrelétricas (gh_i) são utilizadas para atender três centros de carga (L_b) por meio de um sistema de transmissão com seis barras e sete linhas. As próximas seções detalham os dados necessários para serem utilizados na simulação operativa desse sistema em um horizonte diário, discretizado em períodos de 60 minutos.

3.2.1 Usina termelétrica

Na Tabela 8 são apresentados os dados de limites de geração, custo variável unitário, custo de partida, tempos mínimos ligada/desligada e limites de rampa em operação nominal, respectivamente.

Tabela 8 – Dados da usina termelétrica.

GTmin/max (MW)	10/100
A (\$/MWh)	52
B (\$)	530
Ton/off (h)	4/4
C (MW/h)	50

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Assim, o custo operativo da usina termelétrica no estágio t , ft_t , em \$, pode ser dado por:

$$ft_t = \mathbf{A} \cdot pt_t + \mathbf{B} \cdot u_t(u_t - u_{t-1}). \quad (3.6)$$

Em (3.6), pt_t é a geração da usina (MW) no estágio t e $u_t \in \{0,1\}$ que indica se a usina está ligada ($u_t = 1$) ou desligada ($u_t = 0$) no estágio t . Para evitar a multiplicação de variáveis binárias, o modelo será alterado (conforme formulação completa na seção 3.3.1) para a consideração de duas novas variáveis binárias, uma que represente o acionamento e outra o desligamento da usina. Com relação a restrição de geração mínima, na simulação deve-se considerar que quando a unidade é ligada a mesma deve permanecer um estágio de tempo em geração mínima. Similarmente, se for necessário desligar a unidade geradora no estágio $t+1$, a unidade deve estar operando na geração mínima durante o estágio t .

3.2.2 Usinas hidrelétricas

A Tabela 9 ilustra os principais dados relacionados com a operação dos reservatórios. Os limites mínimos de volume são nulos e a taxa de variação de defluência é idêntica para redução ou elevação. A afluência é considerada constante ao longo das 24 horas.

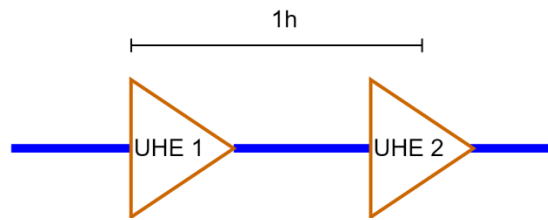
Tabela 9 – Dados operativos dos reservatórios.

Usina	Volume máximo (hm ³)	Variação de defluência máxima (m ³ /s)/h	Volume inicial (hm ³)	Afluência (m ³ /s)
1	10	30,0	5	50
2	10	37,5	5	80

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Considera-se que as usinas 1 e 2 operaram com vazão defluente iguais a 35 e 60 m³/s na hora 0, respectivamente. As usinas estão conectadas no mesmo rio, sendo que o tempo de viagem da água entre ambas é igual a uma hora, conforme ilustrado na Figura 14.

Figura 14 – Diagrama esquemático da cascata (usina 1 está a montante da usina 2).



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Cada usina possui duas unidades geradoras (UGs) idênticas, cujos dados operativos estão apresentados na Tabela 10. Note que os valores de produtividade média são apenas ilustrativos do problema, pois para modelagem da geração foi utilizada a FPH.

Tabela 10 – Dados das unidades geradoras.

Usina	Faixa de vazão (m ³ /s)	Faixa de potência ¹⁴ (MW)	Produtibilidade ¹⁵ MW/(m ³ /s)
1	[35 – 50]	[35 – 60]	1,20154
2	[60 – 100]	[50 – 82]	0,81153

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A função de produção hidráulica (FPH) de cada UG é dada por diferentes modelos. Um primeiro modelo é não linear, côncavo e depende da vazão turbinada na unidade e do volume armazenado no reservatório. Ressalta-se que foi considerado que a defluência das demais unidades da mesma usina e o vertimento não influenciam a geração da UG¹⁶, por simplificação. As formulações apresentadas nesse trabalho, contudo, podem ser estendidas para outros modelos de FPH, conforme será indicado para trabalhos futuros. Matematicamente, a FPH não linear é representada por:

$$ph_{rjt} = \mathbf{a}_r + \mathbf{b}_r \cdot vm_{rt} + \mathbf{c}_r \cdot vm_{rt}^2 + \mathbf{d}_r \cdot q_{rjt} + \mathbf{e}_r \cdot q_{rjt} \cdot vm_{rt} + \mathbf{f}_r \cdot q_{rjt}^2 \quad (3.7)$$

¹⁴ De acordo com a função de produção de cada UG, este exemplo considera que a faixa operativa depende do volume armazenado do reservatório. Mais precisamente, os valores máximos apresentados na tabela são atingidos com vazão turbinada e volume armazenado máximos. Por outro lado, os valores mínimos são considerados constantes para qualquer estado operativo de volume.

¹⁵ Valores médios obtidos para uma discretização uniforme de 10⁶ de pares (volume, vazão) na faixa operativa de cada UG.

¹⁶ Este modelo é uma simplificação. Na prática, a geração máxima, descrita nas curvas-colinas das UGs, depende da queda líquida que, por sua vez, é função, além do volume, da defluência da usina e da vazão da própria UG em um dado estágio de tempo. Em termos de implementação, é necessário realizar uma linearização para obter as envoltórias superiores e inferiores como função da queda, e não em função do volume médio, conforme apresentado aqui.

Em que:

ph_{rjt} : potência da UG j que pertence a usina r durante o estágio t (MW).

$\mathbf{a}_r, \dots, \mathbf{f}_r$: constantes da FPH da UG que pertence a usina r .

vm_{rt} : volume médio armazenado no reservatório da usina r durante o estágio t (hm³).

q_{rjt} : vazão turbinada na UG j da usina r durante o estágio t (m³/s).

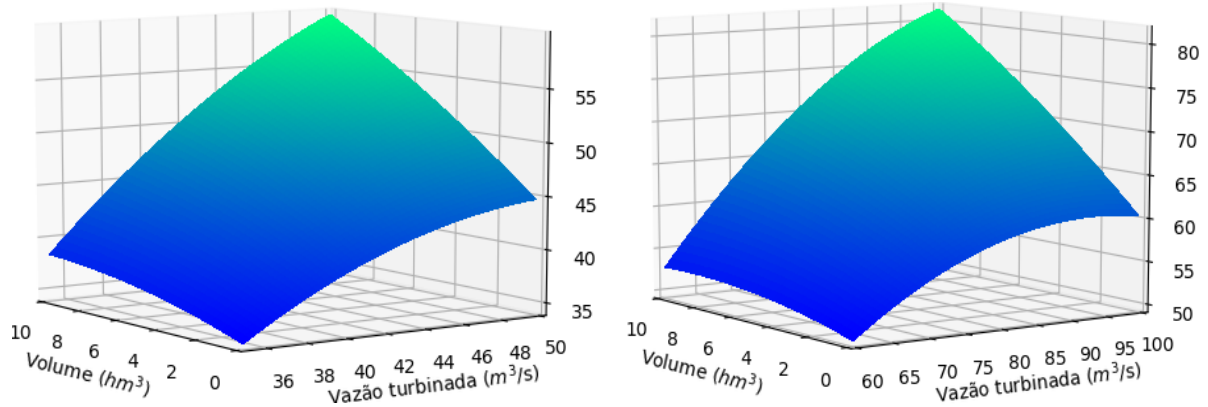
A Tabela 11 apresenta os coeficientes da FPH das UGs de cada usina e a Figura 15 ilustra esquematicamente as FPHs não lineares das UGs. Ressalta-se que esse modelo não linear não foi utilizado neste trabalho, apenas serve de origem para obtenção do modelo linearizado.

Tabela 11 – Coeficientes da FPH não linear das unidades geradoras.

Usina	a	b	c	d	e	f
1	-52,62675732	-1,883357988	-0,031319733	3,739641934	0,074364821	-0,0358439
2	-25,23303579	-1,987706266	-0,04435835	1,841178524	0,045612348	-0,0098578

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 15 – FPH não linear das unidades geradoras localizadas nas usinas 1 (esquerda) e 2.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Um segundo modelo da FPH é dado por uma função linear por partes côncava, para cada UG. As superfícies foram aproximadas por uma função linear por partes através de técnicas baseadas em Convex Hull. A metodologia consiste em construir uma envoltória superior para a função não-convexa. Inicialmente são selecionados um conjunto de pontos igualmente espaçados, que aplicados em algoritmo de Convex Hull, retornam uma grade de pontos (planos) que são ajustados para representar a envoltória da função. O modelo é descrito por¹⁷:

$$ph_{rt} \leq \mathbf{a}_r^k + \mathbf{b}_r^k \cdot q_{rt} + \mathbf{c}_r^k \cdot vm_{rt}, \quad k = 1, \dots, \mathbf{K}_r \quad (3.8)$$

¹⁷ Como no sistema considerado todas as UGs de uma usina são iguais, o índice referente às UGs foi suprimido.

Em que:

a_r^k, b_r^k, c_r^k constantes da k -ésima aproximação linear que compõe a FPH linear por partes da UG que pertence a usina r .

K_r número de aproximações lineares que compõe a FPH linear por partes da UG que pertence a usina r .

A Tabela 12 apresenta os coeficientes da FPH linear por partes das UGs da Usina 1.

Tabela 12 – Coeficientes da FPH linear por partes das unidades localizadas na Usina 1.

MAPE ¹⁸ = 0,17%			
Corte	a	b	c
1	14,61470	0,63460	1,37282
2	-30,08850	1,86670	0,32398
3	-15,57500	1,42310	0,62956
4	-5,846100	1,14980	0,87487
5	24,87060	0,40610	1,59230
6	3,292700	0,90790	1,12748

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Por sua vez, a Tabela 13 apresenta os coeficientes da FPH linear por partes das unidades da Usina 2.

Tabela 13 – Coeficientes da FPH linear por partes das unidades localizadas na Usina 2.

MAPE = 0,20%			
Corte	a	b	c
1	30,75040	0,35540	1,53360
2	3,013700	0,77790	0,59876
3	-13,55670	1,08480	0,12926
4	15,604200	0,57220	1,03203
5	60,94130	-0,00220	2,26890
6	45,144300	0,17530	1,90884

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Conforme apresentado nas figuras anteriores, e dado que q_{rt} máximo é constante, a máxima potência que a UG j da usina r pode atingir em um dado estágio de tempo t , PH_{rjt}^{\max} , depende do volume armazenado. Deste modo, para um correto cômputo da disponibilidade máxima de cada UG é necessário dispor de uma função que relaciona PH_{rjt}^{\max} e vm_{rt} , sendo a

¹⁸ Erro Percentual Médio Absoluto (inglês, Mean Absolute Percentage Error).

primeira contribuição deste trabalho. Essa função é facilmente obtida neste exemplo usando o valor máximo de vazão turbinada¹⁹, Q_{rj}^{\max} , em (3.8), da seguinte maneira:

$$PH_{rjt}^{\max} \leq \mathbf{d}_r^k + \mathbf{c}_r^k \cdot vm_{rt}, \quad k = 1, \dots, K_r \quad (3.9)$$

Acima, a constante \mathbf{d}_r^k é dada por:

$$\mathbf{d}_r^k = \mathbf{a}_r^k + \mathbf{b}_r^k \cdot Q_{rj}^{\max} \quad (3.10)$$

A Tabela 14 apresenta os coeficientes da função PH_{rjt}^{\max} das UGs da Usina 1.

Tabela 14 – Coeficientes da função PH_{rjt}^{\max} das UG da Usina 1.

k	\mathbf{d}_1^k	\mathbf{c}_1^k
1	46,34470	1,37282
2	63,24650	0,32398
3	55,58000	0,62956
4	51,64390	0,87487
5	45,17560	1,59230
6	48,68770	1,12748

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Embora a função acima possua seis cortes, são necessários apenas os cortes 1, 5 e 6 para representar a potência máxima, pois os demais nunca estão ativos quando a UG opera com vazão máxima. Por sua vez, a Tabela 15 apresenta os coeficientes da função PH_{rjt}^{\max} referentes as UGs da Usina 2.

Tabela 15 – Coeficientes de PH_{rjt}^{\max} das UGs da Usina 2.

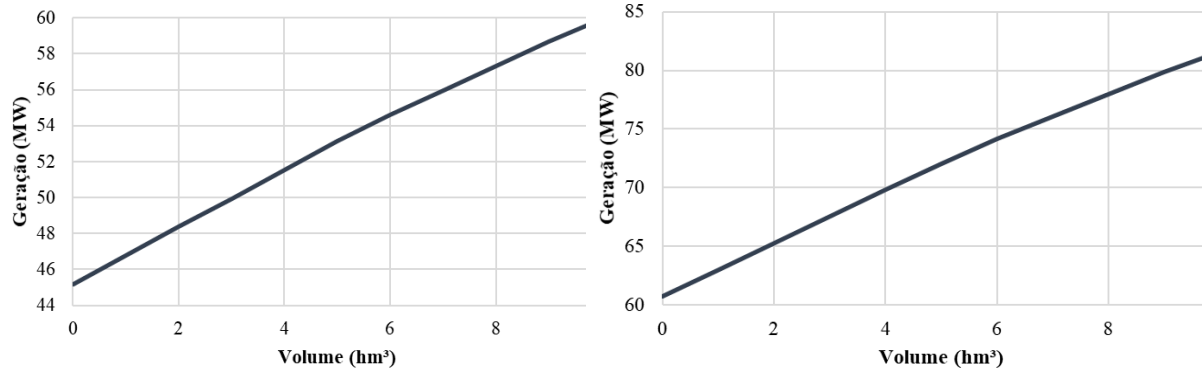
k	\mathbf{d}_2^k	\mathbf{c}_2^k
1	66,29040	1,53360
2	80,80370	0,59876
3	94,92330	0,12926
4	72,82420	1,03203
5	60,72130	2,26890
6	62,67430	1,90884

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Assim como no caso anterior, apenas são necessários os cortes 1, 5 e 6 para representar a potência máxima de cada UG na Usina 2. A Figura 16 apresenta esquematicamente a função linear por partes que representa a máxima geração das UGs em função do volume médio armazenado em cada usina hidrelétrica.

¹⁹ Ressalta-se que em um caso variante poderia ser avaliado o engolimento máximo ao invés da vazão turbinada máxima, o que pode ser investigado em trabalhos futuros.

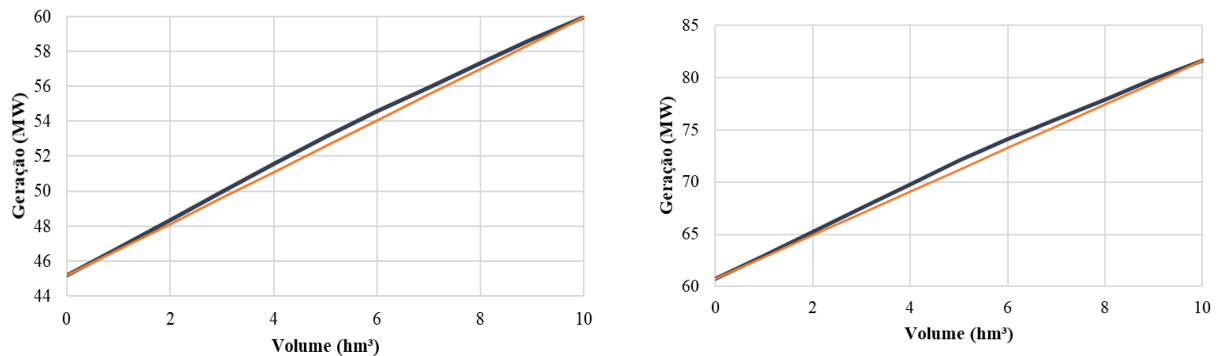
Figura 16 – Função linear por partes que representa PH_{rjt}^{\max} das UGs da Usinas 1 (esquerda) e na Usina 2.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Uma vez que a modelagem da geração máxima no problema de otimização é feita na forma de limitação superior, é possível que a curva não seja maximizada e o valor obtido seja subestimado. Visando evitar esse problema, uma envoltória inferior para a função PH_{rjt}^{\max} foi considerada utilizando um segmento linear que conecta os pontos de volume mínimo e máximo, de forma a reduzir a diferença do valor obtido em relação ao valor máximo²⁰. Para os dados do problema tem-se como retas inferiores: $45,1756 + 1,4789 \cdot vm_{1t}$ para usina 1 e $60,7213 + 2,0905 \cdot vm_{2t}$ para a usina 2. Portanto, a representação de PH_{rjt}^{\max} é dada conforme Figura 17.

Figura 17 – Envoltórias que representam PH_{rjt}^{\max} das UGs da Usina 1 (esquerda) e na Usina 2.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Além das funções individuais de cada UG, as usinas ainda possuem um modelo agregado de FPH, modelado na forma linear por partes, conforme Equação (3.11). Tal modelo será utilizado posteriormente para modelagens de restrições de taxa máxima de variação de defluência, que são dadas por usina.

$$phu_{rt} \leq \mathbf{N}_r^k + \mathbf{O}_r^k \cdot qu_{rt} + \mathbf{P}_r^k \cdot vm_{rt}, \quad k=1, \dots, \mathbf{K}_r \quad (3.11)$$

²⁰ Alternativamente, de forma a estimular a maximização da variável, poderia ser adicionada uma penalidade na função objetivo. A análise desse tipo de formulação, assim como do valor da penalidade a ser adotada, podem ser investigadas em trabalhos futuros.

Em que:

N_r^k, O_r^k, P_r^k constantes da k -ésima aproximação linear que compõe a FPH linear por partes agregada da usina r .

K_r número de aproximações lineares que compõe a FPH linear por partes agregada da usina r .

qu_{rt} vazão turbinada pela usina r , válida para o turbinamento mínimo de uma UG até o turbinamento máximo da usina.

A Tabela 16 apresenta os coeficientes da FPH agregada linear por partes da Usina 1.

Tabela 16 – Coeficientes da FPH agregada linear por partes da Usina 1.

MAPE = 4,37%			
Corte	N	O	P
1	-15,00980056	1,402707813	0,608861521
2	31,31734577	0,600888643	2,798156529
3	-8,01870598	1,200774843	0,802359972
4	48,27307052	0,412598441	3,146709083
5	-0,948174981	1,007592518	1,910189715
6	0	0,983112567	2,056320035

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Por sua vez, a Tabela 17 apresenta os coeficientes da FPH agregada linear por partes da Usina 2.

Tabela 17 – Coeficientes da FPH agregada linear por partes da Usina 2.

MAPE =1,89%			
Corte	N	O	P
1	2,538747754	0,810445684	0,914159313
2	-5,741615738	0,943669804	0,204808235
3	42,98293072	0,475843787	2,462372726
4	63,22052615	0,33642633	3,107461648
5	81,7283358	0,219465982	3,61580058
6	115,7461953	0,024281542	4,444319361

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Por fim, o custo de oportunidade da água armazenada nos reservatórios é dado pela seguinte restrição, a qual representa a Função de Custo Futuro²¹ (FCF) do problema:

$$\alpha + 20.000 \text{ vol}_{1,24} + 8.000 \text{ vol}_{2,24} \geq 140.000 \quad (3.12)$$

²¹ Função de Custo Futuro fictícia, construída tendo como base a produtividade acumulada dos aproveitamentos e o volume dos reservatórios.

Acima, α é o custo futuro esperado ao final do horizonte de planejamento e $vol_{r,24}$ é o volume armazenado na usina r ao final do estágio 24.

3.2.3 Demanda

Os dados de demanda para cada hora e barra do sistema estão mostrados na tabela abaixo.

Tabela 18 – Dados de demanda em cada estágio e barra do sistema (MW).

t	L ₁	L ₂	L ₃
1	36	71	71
2	34	67	67
3	32	64	64
4	31	62	62
5	32	63	63
6	33	65	65
7	35	70	70
8	36	72	72
9	38	75	75
10	42	83	83
11	46	92	92
12	48	95	95
13	49	97	97
14	49	98	98
15	50	100	100
16	52	103	103
17	52	103	103
18	50	99	99
19	50	99	99
20	48	95	95
21	48	95	95
22	47	94	94
23	40	79	79
24	40	79	79

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.2.4 Sistema de transmissão

A rede de transmissão é representada por um modelo de fluxo DC, isto é, consideram-se os balanços de potência ativa em cada barra do sistema, bem como os limites de carregamento e reatâncias das linhas. Os dados do sistema estão mostrados na tabela abaixo, onde J_{ij} representa o fluxo de potência da barra i para a barra j . Considera-se que o fluxo máximo de J_{ij} é igual a J_{ji} . Ainda, é assumido a Barra 1 como referência angular e que a potência base para o sistema por unidade (pu) é 100MW.

Tabela 19 – Dados do sistema de transmissão.

Número do fluxo	Fluxo	Capacidade (MW)	Reatância (pu)
f_1	J_{12}	40	0,170
f_2	J_{14}	50	0,258
f_3	J_{24}	100	0,197
f_4	J_{56}	100	0,140
f_5	J_{36}	100	0,018
f_6	J_{23}	100	0,037
f_7	J_{45}	100	0,037

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.3 PROPOSTAS DE APRIMORAMENTO DA MODELAGEM DAS RESTRIÇÕES DE RESERVA

De forma testar as modelagens propostas, construiu-se inicialmente um modelo de otimização para definição da programação da geração do sistema apresentado na seção anterior. A partir deste modelo as formulações propostas são implementadas e testadas. Assim, para cada nova implementação, são apresentados também os respectivos resultados.

3.3.1 Modelo de otimização

O modelo que visa determinar a programação ótima de geração do sistema exemplo é apresentado a seguir. Conforme pode ser visto, o objetivo é minimizar o custo (Φ) associado com a operação da usina termelétrica mais o custo futuro referente ao uso da água. A FPH é representada por UG, levando-se em conta as restrições do UC hidrelétrico. Neste primeiro modelo, não são representadas quaisquer restrições de reserva.

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^T (\mathbf{A} \cdot p t_t + \mathbf{B} \cdot v_t) + \alpha \quad (3.13)$$

s.a:

$$\sum_{j=1}^{NG_1} p h_{1jt} - f_{2t} - f_{1t} = \mathbf{0} \quad (3.14)$$

$$p t_t - f_{3t} + f_{1t} - f_{6t} = \mathbf{0} \quad (3.15)$$

$$f_{6t} - f_{5t} = \mathbf{L}_{3t} \quad (3.16)$$

$$f_{2t} + f_{3t} - f_{7t} = \mathbf{L}_{4t} \quad (3.17)$$

$$f_{7t} - f_{4t} = \mathbf{L}_{5t} \quad (3.18)$$

$$\sum_{j=1}^{NG_2} p h_{2jt} + f_{5t} + f_{4t} = \mathbf{0} \quad (3.19)$$

$$-J_1^{\max} \leq f_{lt} \leq J_1^{\max} \quad (3.20)$$

$$f_{lt} = \frac{\theta_{a(l)}^t - \theta_{b(l)}^t}{\mathbf{X}_{a(l),b(l)}} \cdot \mathbf{b s}_{pu} \quad (3.21)$$

$$\boldsymbol{\theta}_1^t = \mathbf{0} \quad (3.22)$$

$$v_t - w_t = u_t - u_{t-1} \quad (3.23)$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{on}}}^{\text{NH}} v_q \leq u_t \quad (3.24)$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{off}}}^{\text{NH}} w_q \leq 1 - u_t \quad (3.25)$$

$$\mathbf{PT}^{\min} u_t \leq p t_t \leq \mathbf{PT}^{\max} u_t \quad (3.26)$$

$$p t_t - p t_{t-1} \leq \mathbf{C} \times u_{t-1} + \mathbf{PT}^{\min} v_t \quad (3.27)$$

$$p t_{t-1} - p t_t \leq \mathbf{C} \times u_t + \mathbf{PT}^{\min} w_t \quad (3.28)$$

$$\text{vol}_{1t} + \mathbf{K} \cdot (q u_{1t} + s_{1t}) - \text{vol}_{1,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{1t} \quad (3.29)$$

$$\text{vol}_{2t} + \mathbf{K} \cdot (q u_{2t} + s_{2t} - q u_{1,t-1} - s_{1,t-1}) - \text{vol}_{2,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{2t} \quad (3.30)$$

$$qu_{rt} - \sum_{j=1}^{NG_r} q_{rjt} = \mathbf{0} \quad (3.31)$$

$$vm_{rt} - \mathbf{0,5}(vol_{rt} + vol_{r,t-1}) = \mathbf{0} \quad (3.32)$$

$$ph_{rjt} \leq \mathbf{E}_r^k \cdot z_{rjt} + \mathbf{F}_r^k \cdot q_{rjt} + \mathbf{G}_r^k \cdot vm_{rt}, k=1, \dots, \mathbf{K}_r \quad (3.33)$$

$$\mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt} \leq ph_{rjt} \leq \mathbf{PH}_{rjt}^{\max} z_{rjt} \quad (3.34)$$

$$\mathbf{PH}_{rjt}^{\max} \geq \mathbf{AI}_r + \mathbf{BI}_r \cdot vm_{rt} \quad (3.35)$$

$$\mathbf{PH}_{rjt}^{\max} \leq \mathbf{H}_r^k + \mathbf{I}_r^k \cdot vm_{rt}, k = 1, \dots, \mathbf{KS}_r^{\max} \quad (3.36)$$

$$\mathbf{Q}_{jr}^{\min} z_{rjt} \leq q_{jrt} \leq \mathbf{Q}_{rj}^{\max} z_{rjt} \quad (3.37)$$

$$\mathbf{0} \leq vol_{rt} \leq \mathbf{V}_r^{\max} \quad (3.38)$$

$$\alpha + \sum_{r=1}^{NH} \pi_r vol_{r,24} \geq \Pi \quad (3.39)$$

$$qu_{rt} + s_{rt} - qu_{r,t-1} - s_{r,t-1} \leq \mathbf{D}_r \quad (3.40)$$

$$qu_{r,t-1} + s_{r,t-1} - qu_{rt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r \quad (3.41)$$

$$u_t, v_t, w_t, z_{rjt} \in \{0,1\}. \quad (3.42)$$

$$\forall t, \forall r, \forall j, \forall l \quad (3.43)$$

Em que:

CONSTANTES

T número horas de simulação.

NG_r número de unidades geradores da usina *r*.

NB número de barras.

A custo variável unitário da planta térmica (R\$/MWh).

B custo de acionamento da planta térmica (R\$).

L_{bt} demanda da barra *b* no estágio *t* (MW).

J_l^{max} fluxo máximo de potência de número *l* (MW).

x_{a(l),b(l)} reatância da linha que parte da barra *a* até a barra *b* (pu).

bs_{pu} base do sistema por unidade (MW).

T^{on} número mínimo de horas em que a planta térmica deve permanecer ligada uma vez que entrou em operação no estágio *t*.

- T^{off} número mínimo de horas em que a planta térmica deve permanecer desligada uma vez que saiu em operação no estágio t .
- PT^{min} geração mínima da planta térmica (MW).
- PT^{max} geração máxima da planta térmica (MW).
- C rampa de geração (up/down) da planta térmica (MW/h).
- K constante de conversão de vazão em volume durante o estágio t .
- Y_{rt} afluência incremental da hidroelétrica r no estágio t (m³/s).
- PH_{rj}^{min} geração mínima da unidade j da hidroelétrica r (MW).
- E_r^k constante da k -ésima aproximação linear da FPH da UG que pertence a hidroelétrica r .
- F_r^k constante da k -ésima aproximação linear da FPH da UG que pertence a hidroelétrica r .
- G_r^k constante da k -ésima aproximação linear da FPH da UG que pertence a hidroelétrica r .
- K_r número de aproximações lineares da FPH da UG que pertence a hidroelétrica r .
- H_r^k constante da k -ésima aprox. linear da envoltória superior da geração máxima da UG que pertence a hidroelétrica r .
- I_r^k constante da k -ésima aprox. linear da envoltória superior da geração máxima da UG que pertence a hidroelétrica r .
- KS_r^{max} número de aproximações lineares da envoltória superior da geração máxima da UG que pertence a hidroelétrica r .
- AI_r coeficiente da aprox. linear da envoltória inferior da geração máxima da UG que pertence a hidroelétrica r .
- BI_r coeficiente da aprox. linear da envoltória inferior da geração máxima da UG que pertence a hidroelétrica r .
- Q_{rj}^{min} vazão turbinada mínima da unidade j da hidroelétrica r (MW).
- Q_{rj}^{max} vazão turbinada máxima da unidade j da hidroelétrica r (MW).
- V_r^{max} volume máximo da hidroelétrica r (hm³).
- π_r constante r associada com a FCF (R\$/hm³).
- Π constante associada com a FCF (R\$).
- NH número de usinas hidroelétricas.
- D_r taxa de variação máxima de defluência da hidroelétrica r [(m³/s)/h].

VARIÁVEIS

- pt_t geração da planta térmica no estágio de tempo t (MW).
- v_t variável binária que indica se planta térmica é acionada no estágio de tempo t .

- α custo futuro esperado ao final do horizonte de planejamento (R\$).
- ph_{rjt} geração da unidade j da hidroelétrica r no estágio de tempo t (MW).
- f_{lt} fluxo de potência da linha l no instante t (MW).
- $\theta_{a(l)}^t$ ângulo da barra de saída do fluxo l no instante t (radianos).
- $\theta_{b(l)}^t$ ângulo da barra de chegada do fluxo l no instante t (radianos).
- w_t variável binária que indica se planta térmica é desligada no estágio de tempo t .
- u_t variável binária que indica se a planta térmica está ligada no estágio de tempo t .
- vol_{rt} volume da hidroelétrica r no final do estágio t (hm³).
- qu_{rt} vazão turbinada pela hidroelétrica r no estágio t (m³/s).
- s_{rt} vazão vertida pela hidroelétrica r no estágio t (m³/s).
- q_{rjt} vazão turbinada pela unidade j da hidroelétrica r no estágio t (m³/s).
- z_{rjt} variável binária que indica se a unidade j da hidroelétrica r está ligada no estágio t .
- PH_{rjt}^{\max} geração máxima da unidade j da hidroelétrica r durante o estágio t (MW).
- vm_{rt} volume médio da hidroelétrica r durante o estágio t (hm³).

As equações (3.14)-(3.19) representam o balanço de potência em cada barra. As equações (3.21) - (3.22) representam as restrições do fluxo de potência DC e a equação (3.20) estabelece os limites de fluxos em cada linha de transmissão, para ambas as direções. Variáveis relacionadas ao acionamento ou desligamento da usina térmica são apresentadas em (3.23) e mínimo tempo ligada ou desligadas, nas equações (3.24) e (3.25), respectivamente. Geração mínima e máxima para a usina térmica estão definidas na equação (3.26), enquanto (3.27) e (3.28) definem as rampas e asseguram que a geração seja igual a mínima imediatamente antes de desligar ou acionar a térmica.

As duas principais restrições hidráulicas são o balanço hídrico em cada reservatório, equação (3.29), e a função de produção, definida na equação (3.33) para cada unidade geradora em função da vazão turbinada e a média do armazenamento do reservatório no estágio de tempo, que é dada pela equação (3.32). Os valores máximos e mínimos da vazão turbinada seguem na equação (3.37) e a relação entre a vazão defluente total da usina e a vazão defluente de cada unidade é dada por (3.31). O volume máximo do reservatório é definido em (3.38). A função de custo futuro, descrita em (3.39) fornece os custos de operação esperados em função do vetor de armazenamentos nos reservatórios do sistema.

A geração máxima de cada unidade geradora conforme status de acionamento foi definida na equação (3.34), aplicando a geração máxima turbinada definida na equação (3.37) e considerando efeitos de altura de queda. Algumas restrições, que não são consideradas usualmente nas formulações de problemas hidrotérmicos de curtíssimo prazo, mas que foram incluídas nesse trabalho são: a geração máxima definida através uma envoltória através das funções das equações (3.35) e (3.36), que representam as envoltórias inferior e superior; e as equações (3.40) e (3.41), nas quais são consideradas as restrições de variação horárias de defluência das usinas.

Conforme pode ser visto, a presença do produto entre duas variáveis em (3.34) dado por $PH_{rjt}^{\max} z_{rjt}$ caracteriza o modelo (3.13)-(3.43) como não linear inteiro misto. Deste modo, é interessante aplicar técnicas de linearização para aproximar esse modelo por um problema de programação linear inteira-mista (PLIM). Para proceder com a linearização, pode ser utilizado o desenvolvimento indicado em AIMMS²², o qual considera a multiplicação de uma variável binária, z_{rjt} , por uma contínua PH_{rjt}^{\max} , sendo esta última variável limitada pela constante \mathbf{PHM}_{jr}^{\max} ²³. Assim, fazendo $y_{rjt} = PH_{rjt}^{\max} z_{rjt}$, é possível substituir este produto pelo seguinte conjunto de restrições lineares:

$$y_{rjt} \leq \mathbf{PHM}_{jr}^{\max} z_{rjt} \quad (3.44)$$

$$y_{rjt} \leq PH_{rjt}^{\max} \quad (3.45)$$

$$y_{rjt} \geq PH_{rjt}^{\max} - \mathbf{PHM}_{jr}^{\max}(1 - z_{rjt}) \quad (3.46)$$

$$y_{rjt} \geq \mathbf{0} \quad (3.47)$$

Para validar a linearização é possível analisar o resultado das restrições considerando os dois estados possíveis para a variável binária. Por exemplo, se $z_{rjt} = 0$, tem-se:

$$y_{rjt} \leq \mathbf{0} \quad (3.48)$$

$$y_{rjt} \leq PH_{rjt}^{\max} \quad (3.49)$$

$$y_{rjt} \geq PH_{rjt}^{\max} - \mathbf{PHM}_{rj}^{\max} \quad (3.50)$$

$$y_{rjt} \geq \mathbf{0} \quad (3.51)$$

²² AIMMS Modeling Guide - Integer Programming Tricks.

²³ Esses valores são dados pela máxima capacidade que a UG pode atingir, isto é, operando com valores máximos de volume e vazão turbinada.

Consequentemente, $y_{rjt} = 0$, isto é, não existirá geração na UG caso a variável binária seja nula. Por outro lado, se $z_{rjt} = 1$, tem-se:

$$y_{rjt} \leq \mathbf{PHM}_{rj}^{\max} \quad (3.52)$$

$$y_{rjt} \leq PH_{rjt}^{\max} \quad (3.53)$$

$$y_{rjt} \geq PH_{rjt}^{\max} \quad (3.54)$$

$$y_{rjt} \geq \mathbf{0} \quad (3.55)$$

Consequentemente, $y_{rjt} = PH_{rjt}^{\max}$, isto é, a geração máxima passa a ser definida pelo modelo linear por partes dado por (3.36) e pela envoltória inferior dada por (3.35). Portanto, o problema de PLIM resultante da linearização proposta é dado por:

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^{\mathbf{NH}} (\mathbf{A} \cdot p t_t + \mathbf{B} \cdot v_t) + \alpha$$

s.a: (3.13)-(3.33), (3.37)-(3.43).

$$y_{rjt} \leq \mathbf{H}_r^k + \mathbf{I}_r^k \cdot v m_{rt}, k = 1, \dots, \mathbf{KS}_r^{\max} \quad (3.56)$$

$$y_{rjt} \geq \mathbf{A} \mathbf{I}_r + \mathbf{B} \mathbf{I}_r \cdot v m_{rt} - \mathbf{PHM}_{rj}^{\max} (1 - z_{rjt}) \quad (3.57)$$

$$\mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt} \leq p h_{rjt} \leq y_{rjt} \quad (3.58)$$

$$y_{rjt} \leq \mathbf{PHM}_{rj}^{\max} z_{rjt} \quad (3.59)$$

$$y_{rjt} \leq PH_{rjt}^{\max} \quad (3.60)$$

$$y_{rjt} \geq PH_{rjt}^{\max} - \mathbf{PHM}_{rj}^{\max} (1 - z_{rjt}) \quad (3.61)$$

$$y_{rjt} \geq \mathbf{0} \quad (3.62)$$

Em que:

\mathbf{PHM}_{rj}^{\max} geração máxima cadastral da unidade j da usina r operando com valores máximos de volume e vazão turbinada (MW).

y_{rjt} geração máxima acionada da unidade j da usina hidrelétrica r no estágio de tempo t (MW).

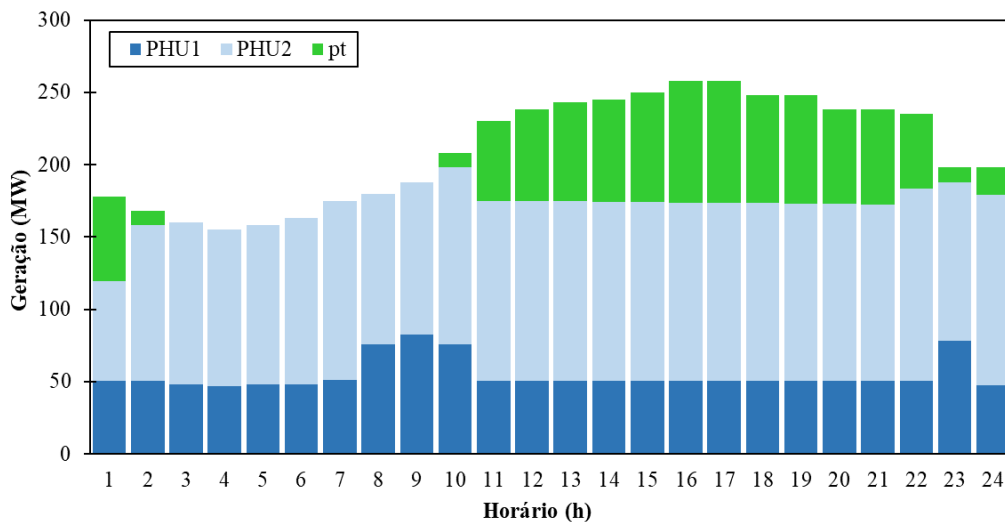
Note que a restrição que responde pela envoltória inferior da FPH, Equação (3.57), possui um termo extra para evitar que o problema fique inviável quando $z_{rjt} = 0$.

3.3.2 Resultados computacionais iniciais

Como condições iniciais do modelo de PLIM apresentado na seção anterior, é considerado que a usina termelétrica está operando com 10 MW com restrição de Ton cumprido, a Hidrelétrica 1 está turbinando 35 m³/s e a Hidrelétrica 2 está turbinando 60 m³/s. As simulações são feitas em horizonte diário, discretizadas em passos de 60 minutos. A otimização foi feita utilizando a linguagem Python e o pacote de otimização Python-MIP, que contém uma coleção de ferramentas para solução de problemas de programação linear inteira mista (UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO, 2023). As execuções foram feitas utilizando o solver CBC (Branch and Cut) e os parâmetros *default* do pacote, sendo que são avaliados os limites para o desvio percentual (10^{-4}) e desvio absoluto (10^{-10}) da solução em relação ao *lower bound* (gap de otimalidade).

Nesta condição, o custo ótimo é de \$ 53.560,01, sendo que \$ 4.078,09 está relacionado com custo futuro. O despacho de geração ao longo do horizonte está na Figura 18 e o UCH é mostrado na Figura 19. A média diária de geração térmica é de 39,22 MWmed.

Figura 18 – Geração programada para cada usina, caso sem reserva.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 19 – Status de cada unidade geradora hidráulica ao longo da simulação, caso sem reserva.

UHE-UG	Estágio																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1-1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0	1	1	0
1-2	0	0	0	0	0	1	0	1	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	0	1	1
2-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2-2	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Os dados de geração hidráulica, vazão turbinada e produtibilidade por usina estão na Tabela 20, enquanto a evolução dos armazenamentos segue na Tabela 21.

Tabela 20 – Geração, vazão turbinada e produtibilidade calculada para cada UHE (caso sem reserva).

Horário (h)	PHU ₁ (MW)	qu ₁ (m ³ /s)	Prod. H ₁ (MW/m ³ /s)	PHU ₂ (MW)	qu ₂ (m ³ /s)	Prod. H ₂ (MW/m ³ /s)
1	50,63	45,92	1,1026	68,97	85,7300	0,8045
2	50,66	45,94	1,1027	107,34	122,73	0,8746
3	48,06	43,04	1,1166	111,94	128,29	0,8726
4	46,70	41,84	1,1162	108,30	123,61	0,8761
5	48,17	43,10	1,1176	109,83	125,59	0,8745
6	48,22	43,13	1,1180	114,78	131,99	0,8696
7	50,89	46,04	1,1053	124,11	144,24	0,8604
8	75,65	70,99	1,0656	104,35	120,00	0,8696
9	82,57	75,47	1,0941	105,43	120,97	0,8715
10	75,49	70,96	1,0638	122,51	141,83	0,8638
11	50,45	45,84	1,1006	124,42	144,22	0,8627
12	50,48	45,85	1,1010	124,32	144,14	0,8625
13	50,50	45,86	1,1012	124,03	143,86	0,8622
14	50,53	45,88	1,1014	123,74	143,59	0,8618
15	50,56	45,89	1,1018	123,46	143,32	0,8614
16	50,59	45,90	1,1022	123,18	143,06	0,8610
17	50,62	45,92	1,1024	122,91	142,80	0,8607
18	50,65	45,93	1,1028	122,64	142,55	0,8603
19	50,68	45,94	1,1032	122,37	142,30	0,8599
20	50,70	45,96	1,1031	122,11	142,05	0,8596
21	50,73	45,97	1,1035	121,85	141,81	0,8592
22	50,76	45,98	1,1040	132,42	160,60	0,8245
23	78,20	72,38	1,0804	109,80	126,55	0,8676
24	47,27	42,38	1,1154	132,05	160,24	0,8241

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 21 – Evolução dos armazenamentos, caso sem reserva.

Horário (h)	vol ₁ (hm ³)	vol ₂ (hm ³)
1	5,01	5,11
2	5,03	5,12
3	5,05	5,11
4	5,08	5,11
5	5,11	5,09
6	5,13	5,06
7	5,15	4,98
8	5,07	5,01
9	4,98	5,11
10	4,90	5,16
11	4,92	5,19
12	4,93	5,12
13	4,95	5,06
14	4,96	4,99
15	4,98	4,93
16	4,99	4,87
17	5,01	4,81
18	5,02	4,75
19	5,04	4,69
20	5,05	4,63
21	5,07	4,57
22	5,08	4,45
23	5,00	4,45
24	5,03	4,42

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para analisar a precisão de modelagem da variável y_{rjt} em relação à curva de PH_{rjt}^{\max} conforme Figura 17, analisaram-se os principais resultados obtidos para a Usina 1 (Tabela 22) e para a Usina 2 (Tabela 23). É possível verificar que a geração é sempre inferior ou igual a geração máxima acionada y_{rjt} . A variável PHC_{rjt}^{\max} foi adicionada às tabelas e representa o valor exato da PH_{rjt}^{\max} . Note que o valor de PHC_{rjt}^{\max} é igual para as unidades de uma mesma usina, uma vez que é função apenas do volume do reservatório. Conforme esperado, PH_{rjt}^{\max} opera dentro da envoltória, por vezes igual ao valor de PHC_{rjt}^{\max} e por vezes, inferior. O erro de y_{rjt}

em relação ao valor corrigido (PHc_{rjt}^{\max}) está indicado na tabela como Erro “ y_{rj} ”. Caso a unidade esteja desligada, a comparação não se aplica (NA).

Tabela 22 – Volume médio, geração e geração máxima para as unidades da UHE₁ (caso sem reserva).

Horário (h)	vm_1 (hm ³)	ph_{11} (MW)	y_{11} (MW)	Erro y_{11} (MW)	PHc^{\max}_{11} (MW)	ph_{12} (MW)	y_{12} (MW)	Erro y_{12} (MW)	PHc^{\max}_{12} (MW)
1	5,0073	50,63	53,15	0,00	53,15	0,00	0,00	NA	53,15
2	5,0220	50,66	52,60	-0,57	53,17	0,00	0,00	NA	53,17
3	5,0418	48,06	52,63	-0,57	53,20	0,00	0,00	NA	53,20
4	5,0690	46,70	52,67	-0,58	53,25	0,00	0,00	NA	53,25
5	5,0961	48,17	52,71	-0,58	53,29	0,00	0,00	NA	53,29
6	5,1209	0,00	0,00	NA	53,33	48,22	52,75	-0,58	53,33
7	5,1404	50,89	53,36	0,00	53,36	0,00	0,00	NA	53,36
8	5,1098	38,74	53,31	0,00	53,31	36,90	53,31	0,00	53,31
9	5,0262	43,50	53,18	0,00	53,18	39,08	53,18	0,00	53,18
10	4,9426	36,85	53,05	0,00	53,05	38,64	53,05	0,00	53,05
11	4,9124	50,45	52,44	-0,56	53,00	0,00	0,00	NA	53,00
12	4,9273	50,48	52,46	-0,56	53,02	0,00	0,00	NA	53,02
13	4,9422	0,00	0,00	NA	53,05	50,50	52,48	-0,57	53,05
14	4,9571	0,00	0,00	NA	53,07	50,53	52,51	-0,56	53,07
15	4,9719	50,56	52,53	-0,56	53,09	0,00	0,00	NA	53,09
16	4,9867	50,59	53,12	0,00	53,12	0,00	0,00	NA	53,12
17	5,0014	0,00	0,00	NA	53,14	50,62	53,14	0,00	53,14
18	5,0161	0,00	0,00	NA	53,16	50,65	52,59	-0,57	53,16
19	5,0307	50,68	53,19	0,00	53,19	0,00	0,00	NA	53,19
20	5,0453	50,70	52,64	-0,57	53,21	0,00	0,00	NA	53,21
21	5,0598	0,00	0,00	NA	53,23	50,73	52,66	-0,57	53,23
22	5,0743	50,76	52,68	-0,58	53,26	0,00	0,00	NA	53,26
23	5,0413	39,10	53,20	0,00	53,20	39,10	53,20	0,00	53,20
24	5,0147	0,00	0,00	NA	53,16	47,27	52,59	-0,57	53,16

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 23 – Volume médio, geração e geração máxima para as unidades da UHE₂ (caso sem reserva).

Horário (h)	vm ₂ (hm ³)	ph ₂₁ (MW)	y ₂₁ (MW)	Erro y ₂₁ (MW)	PHc ^{max} ₂₁ (MW)	ph ₂₂ (MW)	y ₂₂ (MW)	Erro y ₂₂ (MW)	PHc ^{max} ₂₂ (MW)
1	5,0527	68,97	71,28	-0,91	72,19	0,00	0,00	NA	72,19
2	5,1111	53,18	71,41	-0,91	72,32	54,16	71,41	-0,91	72,32
3	5,1127	57,78	72,32	0,00	72,32	54,16	72,32	0,00	72,32
4	5,1074	54,15	72,31	0,00	72,31	54,15	72,31	0,00	72,31
5	5,0997	54,14	72,29	0,00	72,29	55,69	72,29	0,00	72,29
6	5,0769	54,10	72,24	0,00	72,24	60,68	72,24	0,00	72,24
7	5,0229	61,87	72,12	0,00	72,12	62,24	72,12	0,00	72,12
8	4,9958	52,18	72,06	0,00	72,06	52,18	72,06	0,00	72,06
9	5,0607	53,24	72,20	0,00	72,20	52,19	72,20	0,00	72,20
10	5,1393	62,13	72,38	0,00	72,38	60,39	72,38	0,00	72,38
11	5,1759	62,21	72,46	0,00	72,46	62,21	72,46	0,00	72,46
12	5,1551	62,16	72,42	0,00	72,42	62,16	72,42	0,00	72,42
13	5,0898	62,02	72,27	0,00	72,27	62,02	72,27	0,00	72,27
14	5,0254	61,87	72,12	0,00	72,12	61,87	72,12	0,00	72,12
15	4,9621	61,73	71,98	0,00	71,98	61,73	71,98	0,00	71,98
16	4,8998	61,59	71,84	0,00	71,84	61,59	71,84	0,00	71,84
17	4,8385	61,45	71,70	0,00	71,70	61,45	71,70	0,00	71,70
18	4,7781	61,32	71,56	0,00	71,56	61,32	71,56	0,00	71,56
19	4,7187	61,19	71,43	0,00	71,43	61,19	71,43	0,00	71,43
20	4,6603	61,05	71,30	0,00	71,30	61,05	71,30	0,00	71,30
21	4,6028	60,93	71,16	0,00	71,16	60,93	71,16	0,00	71,16
22	4,5119	66,21	70,15	-0,81	70,96	66,21	70,15	-0,81	70,96
23	4,4485	56,83	70,02	-0,79	70,81	52,97	70,02	-0,79	70,81
24	4,4334	66,02	69,99	-0,79	70,78	66,02	69,99	-0,79	70,78

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Considerando a geração programada por usina e a capacidade máxima de geração, é possível estimar a reserva de potência positiva (ou de elevação) do sistema. Para tanto,

considera-se que o requisito de reserva é o equivalente a 10% da carga prevista²⁴ para cada hora, sendo alocada somente nas usinas hidrelétricas.

A geração máxima de cada UG é calculada utilizando a FPH linear por partes, considerando a vazão turbinada máxima e o volume médio armazenado na hora. A geração mínima de cada UG é considerada constante (independe do volume). Com a informação do número de UGs sincronizadas na usina, obtém-se a geração máxima/mínima da usina mantendo a configuração de acionamento das máquinas. Por fim, a reserva de elevação (ou redução) sincronizada é calculada como a diferença entre a geração programada e a geração máxima (ou mínima) da usina. Ressalta-se que para a reserva de redução foi considerado que as máquinas permanecem sincronizadas, apenas variando na faixa de potência. A reserva do sistema é calculada como o somatório de reserva em cada usina hidrelétrica.

A Tabela 24 ilustra, para cada hora, um detalhamento sobre a geração programada, a geração máxima por unidade geradora e mínima por usina e os valores de reserva alocados na usina 1. Os valores para a usina 2 seguem na Tabela 25.

Tabela 24 – Reserva sincronizada de elevação (RG^+) e redução (RG^-) da UHE₁ (MW).

Hora	PHU ₁ (MW)	$z_{1,1}$	PH ^{max} ₁₁ (MW)	$z_{1,2}$	PH ^{max} ₁₂ (MW)	PH ^{min} ₁ (MW)	RG ₁ ⁺ (MW)	RG ₁ ⁻ (MW)
1	50,63	1	53,15	0	0,00	35,00	2,52	15,63
2	50,66	1	52,60	0	0,00	35,00	1,94	15,66
3	48,06	1	52,63	0	0,00	35,00	4,57	13,06
4	46,70	1	52,67	0	0,00	35,00	5,97	11,70
5	48,17	1	52,71	0	0,00	35,00	4,54	13,17
6	48,22	0	0,00	1	52,75	35,00	4,53	13,22
7	50,89	1	53,36	0	0,00	35,00	2,47	15,89
8	75,65	1	53,31	1	53,31	35,00	30,97	5,65
9	82,57	1	53,18	1	53,18	35,00	23,79	12,57
10	75,49	1	53,05	1	53,05	35,00	30,61	5,49
11	50,45	1	52,44	0	0,00	35,00	1,99	15,45
12	50,48	1	52,46	0	0,00	35,00	1,98	15,48
13	50,50	0	0,00	1	52,48	35,00	1,98	15,50
14	50,53	0	0,00	1	52,51	35,00	1,98	15,53
15	50,56	1	52,53	0	0,00	35,00	1,97	15,56

²⁴ O requisito de reserva foi considerado simplificado uma vez que o objetivo do trabalho é estudar a alocação da reserva nas usinas do sistema.

16	50,59	1	53,12	0	0,00	35,00	2,53	15,59
17	50,62	0	0,00	1	53,14	35,00	2,52	15,62
18	50,65	0	0,00	1	52,59	35,00	1,94	15,65
19	50,68	1	53,19	0	0,00	35,00	2,51	15,68
20	50,70	1	52,64	0	0,00	35,00	1,94	15,70
21	50,73	0	0,00	1	52,66	35,00	1,93	15,73
22	50,76	1	52,68	0	0,00	35,00	1,92	15,76
23	78,20	1	53,20	1	53,20	35,00	28,20	8,20
24	47,27	0	0,00	1	52,59	35,00	5,32	12,27

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 25 – Reserva sincronizada de elevação (RG^+) e redução (RG^-) da UHE₂ (MW).

Hora	PHU ₂ (MW)	$z_{2,1}$	PH ^{max} ₂₁ (MW)	$z_{2,2}$	PH ^{max} ₂₂ (MW)	PH ^{min} ₂ (MW)	RG ₂ ⁺ (MW)	RG ₂ ⁻ (MW)
1	68,97	1	71,28	0	0,00	50,00	2,31	18,97
2	107,34	1	71,41	1	71,41	50,00	35,48	7,34
3	111,94	1	72,32	1	72,32	50,00	32,70	11,94
4	108,30	1	72,31	1	72,31	50,00	36,32	8,30
5	109,83	1	72,29	1	72,29	50,00	34,75	9,83
6	114,78	1	72,24	1	72,24	50,00	29,70	14,78
7	124,11	1	72,12	1	72,12	50,00	20,13	24,11
8	104,35	1	72,06	1	72,06	50,00	39,77	4,35
9	105,43	1	72,20	1	72,20	50,00	38,97	5,43
10	122,51	1	72,38	1	72,38	50,00	22,25	22,51
11	124,42	1	72,46	1	72,46	50,00	20,50	24,42
12	124,32	1	72,42	1	72,42	50,00	20,52	24,32
13	124,03	1	72,27	1	72,27	50,00	20,51	24,03
14	123,74	1	72,12	1	72,12	50,00	20,50	23,74
15	123,46	1	71,98	1	71,98	50,00	20,50	23,46
16	123,18	1	71,84	1	71,84	50,00	20,50	23,18
17	122,91	1	71,70	1	71,70	50,00	20,49	22,91
18	122,64	1	71,56	1	71,56	50,00	20,48	22,64
19	122,37	1	71,43	1	71,43	50,00	20,49	22,37
20	122,11	1	71,30	1	71,30	50,00	20,49	22,11
21	121,85	1	71,16	1	71,16	50,00	20,47	21,85

22	132,42	1	70,15	1	70,15	50,00	7,88	32,42
23	109,80	1	70,02	1	70,02	50,00	30,24	9,80
24	132,05	1	69,99	1	69,99	50,00	7,93	32,05

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Contabilizando os valores de reserva no sistema como um todo²⁵, na Tabela 26, verifica-se que houve violações de reserva em relação ao requisito tanto de elevação quanto redução, em vários horários do dia. Por exemplo, na hora 1 são necessários 18 MW para atender com os requisitos de reserva; contudo, a geração elevada das duas usinas não garante que existe uma margem positiva de 18 MW, pois $RG^+ = (PHU_1^{\max} - PHU_1) + (PHU_2^{\max} - PHU_2) = 2,52 + 2,31 = 4,83$ MW.

Tabela 26 – Requisitos e reserva sincronizada (RG^+) e (RG^-) do sistema (MW).

Hora	REQ RG^+ (MW)	RG^+ (MW)	Violação RG^+ (MW)	REQ RG^- (MW)	RG^- (MW)	Violação RG^- (MW)
1	18	5	S	18	35	N
2	17	37	N	17	23	N
3	16	37	N	16	25	N
4	15	42	N	15	20	N
5	16	39	N	16	23	N
6	16	34	N	16	28	N
7	17	23	N	17	40	N
8	18	71	N	18	10	S
9	19	63	N	19	18	S
10	21	53	N	21	28	N
11	23	22	S	23	40	N
12	24	23	S	24	40	N
13	24	22	S	24	40	N
14	24	22	S	24	39	N
15	25	22	S	25	39	N
16	26	23	S	26	39	N
17	26	23	S	26	39	N
18	25	22	S	25	38	N
19	25	23	S	25	38	N
20	24	22	S	24	38	N

²⁵ Os valores da tabela estão arredondados para facilitar a comparação.

21	24	22	S	24	38	N
22	23	10	S	23	48	N
23	20	58	N	20	18	S
24	20	13	S	20	44	N

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Além disso, detalhando os resultados de reserva individualmente por usina, verifica-se que o montante alocado não condiz com as restrições operativas de máxima variação de defluência horária D_r . Em uma primeira aproximação, esta constatação pode ser acessada de maneira aproximada transformando D_r em limites equivalentes de geração DG_r , considerando os valores de produtividade média (ρ_r) apresentados na Seção 1. Exemplificando, dado que $D_1 = 30 \text{ m}^3/\text{s}$, $D_2 = 37,5 \text{ m}^3/\text{s}$, $\rho_1 = 1,20154 \text{ MW}/(\text{m}^3/\text{s})$ e $\rho_2 = 0,81153 \text{ MW}/(\text{m}^3/\text{s})$, então $DG_1 = 30 \times 1,20154 = 36,0462 \text{ MW}$ e $DG_2 = 37,5 \times 0,81153 = 30,4324 \text{ MW}$.

Portanto, sob ponto de vista da operação hidráulica, as usinas 1 e 2 não podem variar mais do que aproximadamente 36 e 30 MW, respectivamente, por estágio de tempo. Assim, a Tabela 27 apresenta os valores de DG_r , RG_r^+ e RG_r^- . Para que a operação PHU_r em cada estágio seja viável sob este tipo de reserva, é necessário que $RG_r^+ \leq DG_r$ e $RG_r^- \leq DG_r$. Por exemplo, considere o estágio 2, em que a usina 2 tem a reserva de elevação de geração de 35,48 MW. Contudo, este valor não está disponível pois, de acordo com o limite na variação de defluência, tem-se disponível na prática 30,43 MW.

Tabela 27 – Comparação entre os valores de reserva sincronizada de elevação (RG_r^+) e redução (RG_r^-) e os requisitos referentes a variação de defluência (DG_r).

Hora	RG_1^+ (MW)	RG_1^- (MW)	DG_1 (MW)	Violação DG1	RG_2^+ (MW)	RG_2^- (MW)	DG_2 (MW)	Violação DG2
1	2,52	15,63	36,04	N	2,31	18,97	30,43	N
2	1,94	15,66	36,04	N	35,48	7,34	30,43	S
3	4,57	13,06	36,04	N	32,70	11,94	30,43	S
4	5,97	11,70	36,04	N	36,32	8,30	30,43	S
5	4,54	13,17	36,04	N	34,75	9,83	30,43	S
6	4,53	13,22	36,04	N	29,70	14,78	30,43	N
7	2,47	15,89	36,04	N	20,13	24,11	30,43	N
8	30,97	5,65	36,04	N	39,77	4,35	30,43	S
9	23,79	12,57	36,04	N	38,97	5,43	30,43	S
10	30,61	5,49	36,04	N	22,25	22,51	30,43	N

11	1,99	15,45	36,04	N	20,50	24,42	30,43	N
12	1,98	15,48	36,04	N	20,52	24,32	30,43	N
13	1,98	15,50	36,04	N	20,51	24,03	30,43	N
14	1,98	15,53	36,04	N	20,50	23,74	30,43	N
15	1,97	15,56	36,04	N	20,50	23,46	30,43	N
16	2,53	15,59	36,04	N	20,50	23,18	30,43	N
17	2,52	15,62	36,04	N	20,49	22,91	30,43	N
18	1,94	15,65	36,04	N	20,48	22,64	30,43	N
19	2,51	15,68	36,04	N	20,49	22,37	30,43	N
20	1,94	15,70	36,04	N	20,49	22,11	30,43	N
21	1,93	15,73	36,04	N	20,47	21,85	30,43	N
22	1,92	15,76	36,04	N	7,88	32,42	30,43	S
23	28,20	8,20	36,04	N	30,24	9,80	30,43	N
24	5,32	12,27	36,04	N	7,93	32,05	30,43	S

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Considerando que a reserva de potência alocada nas usinas deve, em caso de necessidade, ser escoada até os centros de carga, deve-se verificar se a reserva de cada hidrelétrica não viola os limites de escoamento para cada linha de transmissão, definidos conforme Tabela 19. Foi considerado que a Hidrelétrica 1 seja limitada pelos limites de transmissão das linhas 1 e 2, enquanto a Hidrelétrica 2 seja limitada pelas linhas 4 e 5, uma vez que os centros de carga estão em outras barras.

Os resultados de reserva de elevação alocados também não são viáveis devido às violações de limites elétricos das linhas que escoam das gerações até os centros de carga. Através do diagrama do sistema, verifica-se que a geração da Hidrelétrica 1 pode escoar pelos fluxos f_1 e f_2 até algum centro de carga, e a geração da Hidrelétrica 2 pode escoar pelos fluxos f_4 e f_5 . Portanto, a folga de transmissão para escoar a reserva alocada na Hidrelétrica 1 foi calculada como a diferença entre o somatório dos limites de f_1 e f_2 em relação ao somatório dos fluxos f_1 e f_2 já programados, e semelhante para a usina Hidrelétrica 2.

Os resultados para cada usina seguem na Tabela 28 e Tabela 29. Conforme a Tabela 28, verifica-se que para algumas horas do dia, a reserva de elevação da usina 1 não é possível de ser escoada, devido a violação da folga elétrica f_1+f_2 .

Tabela 28 – Valores de reserva sincronizada de elevação (RG_r^+) da usina 1 em relação às folgas nos limites elétricos.

Hora	f_1 (MW)	Folga em f_1 (MW)	f_2 (MW)	Folga em f_2 (MW)	Folga elétrica f_1+f_2 (MW)	RG_1^+ (MW)	Violação elétrica
1	10,60	29,40	40,03	9,97	39,37	2,52	N
2	13,96	26,04	36,70	13,30	39,34	1,94	N
3	13,57	26,43	34,49	15,51	41,94	4,57	N
4	13,24	26,76	33,46	16,54	43,30	5,97	N
5	13,91	26,09	34,26	15,74	41,83	4,54	N
6	13,42	26,58	34,81	15,19	41,77	4,53	N
7	13,78	26,22	37,11	12,89	39,11	2,47	N
8	28,96	11,04	46,68	3,32	14,36	30,97	S
9	32,57	7,43	50,00	0,00	7,43	23,79	S
10	25,49	14,51	50,00	0,00	14,51	30,61	S
11	5,07	34,93	45,38	4,62	39,55	1,99	N
12	3,92	36,08	46,55	3,45	39,53	1,98	N
13	3,16	36,84	47,34	2,66	39,50	1,98	N
14	2,80	37,20	47,73	2,27	39,47	1,98	N
15	2,04	37,96	48,52	1,48	39,44	1,97	N
16	0,89	39,11	49,71	0,29	39,40	2,53	N
17	0,89	39,11	49,73	0,27	39,38	2,52	N
18	2,43	37,57	48,22	1,78	39,35	1,94	N
19	2,44	37,56	48,24	1,76	39,32	2,51	N
20	3,97	36,03	46,73	3,27	39,30	1,94	N
21	3,98	36,02	46,75	3,25	39,27	1,93	N
22	4,90	35,10	45,86	4,14	39,24	1,92	N
23	28,27	11,73	49,93	0,07	11,80	28,20	S
24	8,23	31,77	39,05	10,95	42,72	5,32	N

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 29 – Valores de reserva sincronizada de elevação (RG_r^+) da usina 2 em relação às folgas nos limites elétricos.

Hora	f_4 (MW)	Folga em f_4 (MW)	f_5 (MW)	Folga em f_5 (MW)	Folga elétrica f_4+f_5 (MW)	RG_2^+ (MW)	Violação elétrica
1	-58,68	41,32	-10,28	89,72	131,04	2,31	N
2	-61,29	38,71	-46,05	53,95	92,66	35,48	N
3	-60,05	39,95	-51,89	48,11	88,06	32,70	N
4	-58,13	41,87	-50,17	49,83	91,70	36,32	N
5	-58,88	41,12	-50,95	49,05	90,17	34,75	N
6	-61,19	38,81	-53,59	46,41	85,22	29,70	N
7	-66,18	33,82	-57,93	42,07	75,89	20,13	N
8	-61,17	38,83	-43,18	56,82	95,65	39,77	N
9	-62,63	37,37	-42,80	57,20	94,57	38,97	N
10	-72,51	27,49	-50,00	50,00	77,49	22,25	N
11	-83,58	16,42	-40,84	59,16	75,58	20,50	N
12	-85,86	14,14	-38,46	61,54	75,68	20,52	N
13	-87,39	12,61	-36,64	63,36	75,97	20,51	N
14	-88,18	11,82	-35,57	64,43	76,25	20,50	N
15	-89,70	10,30	-33,76	66,24	76,54	20,50	N
16	-91,96	8,04	-31,22	68,78	76,82	20,50	N
17	-91,92	8,08	-30,99	69,01	77,09	20,49	N
18	-88,73	11,27	-33,91	66,09	77,36	20,48	N
19	-88,69	11,31	-33,69	66,31	77,62	20,49	N
20	-85,50	14,50	-36,61	63,39	77,89	20,49	N
21	-85,46	14,54	-36,40	63,60	78,14	20,47	N
22	-86,30	13,70	-46,12	53,88	67,58	7,88	N
23	-67,07	32,93	-42,73	57,27	90,20	30,24	N
24	-74,92	25,08	-57,13	42,87	67,95	7,93	N

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Portanto, a reserva de potência calculada anteriormente, e apresentada na Tabela 27, não é possível de ser utilizada sem a ocorrência de violação de restrições. Uma estimativa mais adequada de reserva pode ser obtida considerando o abatimento das violações nas reservas sincronizadas, colocando como reserva o menor valor entre a reserva sincronizada, a taxa de variação de geração máxima e a folga nos fluxos elétricos que escoam a geração da usina. Estes

exemplos sinalizam a importância da consideração da reserva de potência dentro do problema de otimização do despacho, de forma a garantir o atendimento aos requisitos de reserva.

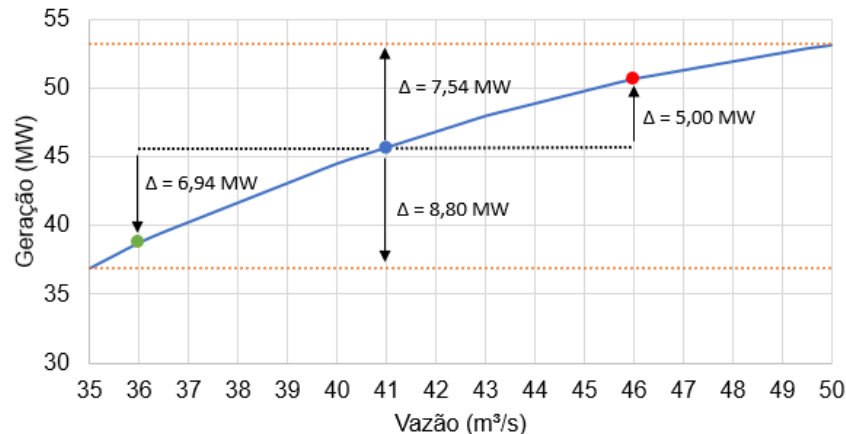
3.4 RESTRIÇÕES DE RESERVA

Conforme mostrado na seção anterior, vários tipos de restrições de reserva necessitam ser representadas no modelo de otimização para uma correta definição para o despacho do dia seguinte. Nesse sentido, os tipos de restrições para consideração de reserva de potência representados nesse trabalho são:

- 1) Elevação e redução de acordo com as capacidades máximas e mínimas de geração das usinas hidrelétricas. Particularmente neste trabalho, a capacidade máxima é obtida por meio de uma função linear por partes que é função do volume armazenado.
- 2) Elevação considerando limites elétricos do sistema de transmissão.
- 3) Elevação e redução considerando os limites de variação de defluências entre dois estágios consecutivos.

Nos próximos itens são apresentadas as modelagens para cada uma das propostas. Antes, porém, considere a Figura 20, a qual apresenta a FPH de uma UG fictícia que independente do volume. Conforme pode ser visto, a unidade opera com $41 \text{ m}^3/\text{s}$ e $45,67 \text{ MW}$, o que resulta em uma folga de geração positiva de $7,54 \text{ MW}$ e uma negativa de $8,80 \text{ MW}$. Essa unidade apresenta ainda uma taxa máxima de variação de defluência de $5 \text{ m}^3/\text{s}$, que faz com que a folga de geração positiva seja reduzida para $5,00 \text{ MW}$ e a negativa para $6,94 \text{ MW}$. Em termos de modelagem, a reserva que deve ser computada pelo modelo deve considerar 5 MW no caso de elevação e $6,94 \text{ MW}$ na redução. Neste caso, no caso de uma necessidade de operação de elevação, 5 MW seria o maior valor de reserva que poderia ser alocado para essa usina de modo a obter uma operação viável. Dessa forma, um conjunto de restrições deve ser considerado para modelar os itens 1 e 3 mencionados acima.

Figura 20 – Ilustração exemplo das restrições de capacidades máxima, mínima e taxa máxima de variação de defluência.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Devido ao aumento da complexidade das formulações, o *solver* utilizado para solução dos casos a partir desta seção foi o Gurobi (GUROBI OPTIMIZATION, LLC, 2023), também com gap de otimalidade *default* de 10^{-4} . Os itens estão estruturados na seguinte ordem:

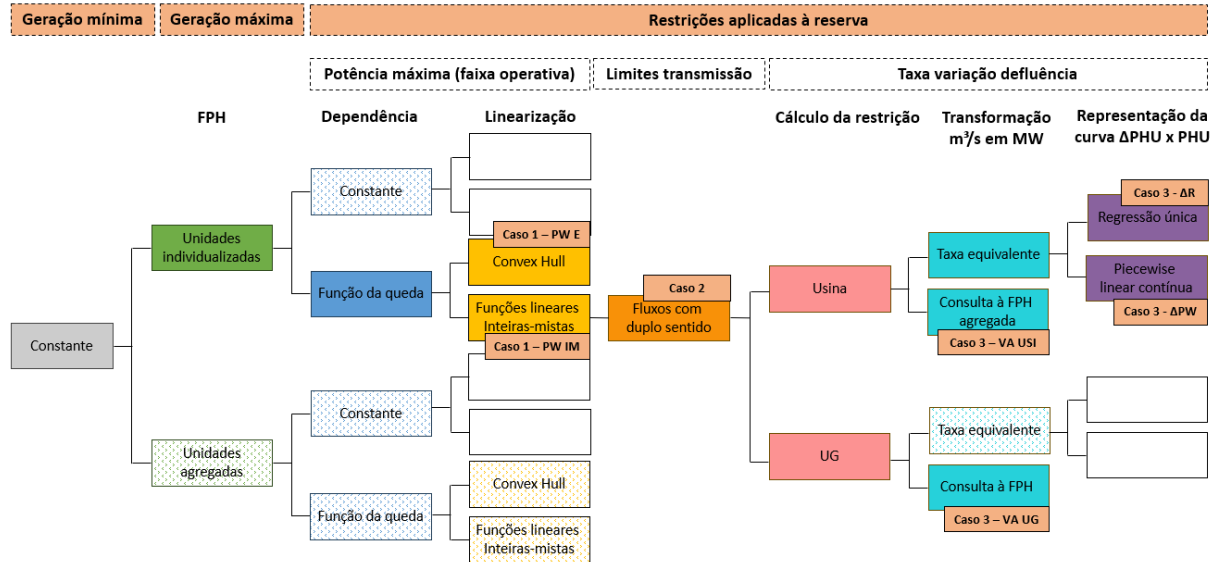
- Reserva considerando a capacidade das unidades geradoras, comparando casos modelando y_{rjt} via envoltórias inferior e superior (Caso 1- Piecewise Envelope) e via modelagem linear por partes inteira-mista (Caso 1 – Piecewise Inteiro Misto).
- Reserva considerando a) e os limites elétricos de transmissão (Caso 2).
- Reserva considerando a), b) e a taxa de variação de defluência através de uma única restrição que é obtida para converter em uma taxa equivalente de variação de potência da usina através de regressão linear (Caso 3 - ΔR) ou através de segmentos lineares por partes contínuos (Caso 3 - Δ Piecewise Linear -PW).
- Apresentação de formulação para reserva considerando a taxa de variação de defluência por usina através da consulta à FPH agregada em uma nova defluência (Caso 3 – Variáveis Adicionais – USI).
- Apresentação de formulação para reserva considerando a taxa de variação de defluência por unidade geradora através da consulta à FPH em uma nova defluência (Caso 3 – Variáveis Adicionais – UG).

A consideração do caso apresentado em “e”, no qual a taxa de variação de defluência é estimada por unidade geradora, é feita visando obter uma comparação da representação em relação à feita por usina, que passa por uma simplificação.

Um resumo sobre os casos executados segue na Figura 21. As considerações feitas para os casos executados estão apresentadas em cor sólida, enquanto outras considerações, que não foram usadas nesse trabalho, mas que seriam possíveis de serem avaliadas, estão indicadas

na cor hachurada. Os detalhes referentes as modelagens propostas estão descritos nas próximas seções.

Figura 21 – Resumo dos casos formulados.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.4.1 Reserva de elevação e redução de acordo com a capacidade máxima e mínima das usinas

Considerando a formulação apresentada no exemplo, Equações (3.13)-(3.33), (3.37)-(3.43) e (3.56)-(3.62), a restrição de reserva associada a máxima elevação de acordo com as faixas operativas das unidades hidrelétricas sincronizadas no estágio t é dada por:

$$\sum_{r=1}^{NH} \sum_{j=1}^{NG_r} (y_{rjt} - ph_{rjt}) \geq k_{res} \sum_{k=1}^{NB} L_{kt} \quad (3.63)$$

Onde k_{res} é o fator que define o requisito de reserva como porcentagem da carga. Nesse trabalho será utilizado inicialmente $k_{res} = 0,1$. Da mesma forma, a restrição de reserva associada a máxima redução de acordo com as faixas operativas das unidades sincronizadas no estágio t é dada por:

$$\sum_{r=1}^{NH} \sum_{j=1}^{NG_r} (ph_{rjt} - PH_{rj}^{\min} z_{rjt}) \geq k_{res} \sum_{k=1}^{NB} L_{kt} \quad (3.64)$$

Deste modo, o modelo de PLIM que considera as primeiras restrições de reserva é dado por:

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^T (\mathbf{A} \cdot p t_t + \mathbf{B} \cdot v_t) + \alpha$$

s.a: (3.13)-(3.33), (3.37)- (3.43), (3.56)-(3.62).

$$\sum_{r=1}^{NH} \sum_{j=1}^{NG_r} (y_{rjt} - ph_{rjt}) \geq k_{res} \sum_{k=1}^{NB} L_{kt} \quad (3.65)$$

$$\sum_{r=1}^{NH} \sum_{j=1}^{NG_r} (ph_{rjt} - \mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt}) \geq k_{res} \sum_{k=1}^{NB} L_{kt} \quad (3.66)$$

Os termos à esquerda das Equações (3.65) e (3.66) representam a possibilidade de alocação da reserva de elevação e redução em relação à capacidade e faixa operativa da hidrelétrica r .

O problema acima, denominado Caso 1 – Piecewise Envelope e que em a formulação completa apresentada no Apêndice C, foi executado para as mesmas condições iniciais da seção anterior, considerando adicionalmente a Unidade 2 da Hidrelétrica 1 turbinando 35 m³/s no instante inicial. Os principais resultados obtidos para o caso seguem na Tabela 30, a qual mostra a geração média diária da usina hidráulica r (\overline{PHU}_r) da usina térmica (\overline{pt}), montante de reserva alocada em média diária (\overline{RG}^+ e \overline{RG}^-) volumes finais (Vol_r^{24}) e custo total de operação (CTO). A geração programada para cada usina segue na Figura 22. O requisito de reserva foi atendido²⁶ após a inclusão das restrições no problema de otimização; contudo, ainda se notam erros de y_{rjt} em relação ao valor corrigido (PHC_{rjt}^{\max}), chegando a valores de 0,91 MW, o que representa aproximadamente 1,24% do valor corrigido. Foram adicionados na Tabela 30 também os resultados para o caso original (sem consideração de reserva) executado no Gurobi para as mesmas condições iniciais do Caso 1, denominado aqui 0*.

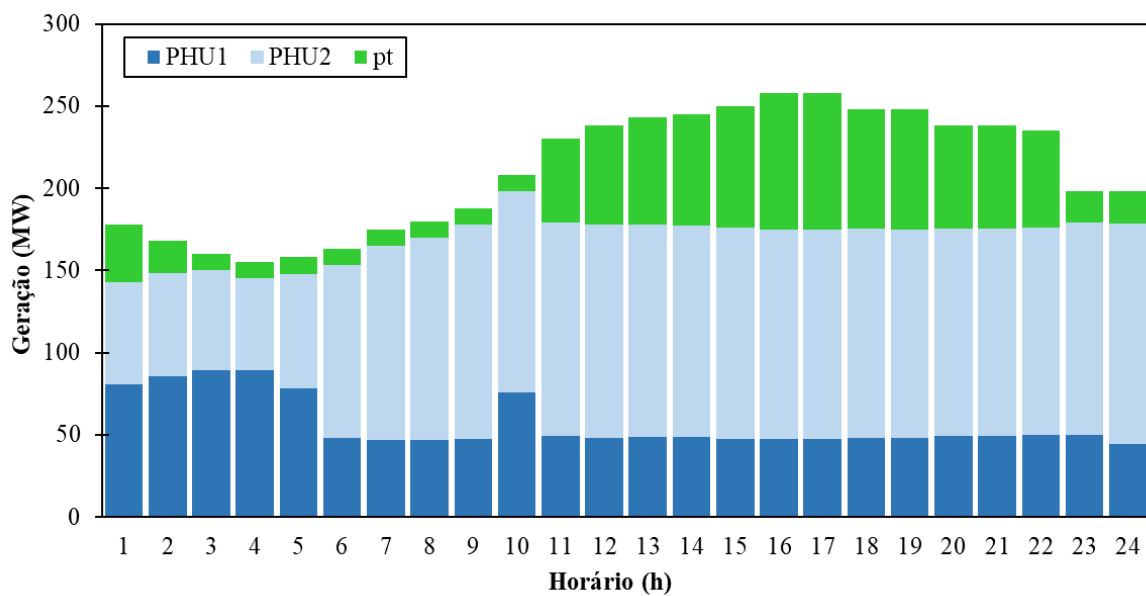
²⁶ Ressalta-se que o requisito de reserva em termos médios diários para este problema é de 21,08 MWmed, sendo 10% da carga do sistema.

Tabela 30 – Principais resultados para formulação do Caso 1 - PWE.

Caso	\overline{PHU}_1 (MW)	Vol_1^{24} (hm ³)	\overline{PHU}_2 (MW)	Vol_2^{24} (hm ³)	\overline{RG}^+ (MW)	\overline{RG}^- (MW)	\overline{pt} (MW)	CTO (\\$)
0*	55,66	4,93	117,56	4,60	-	-	37,53	51.911,7
Caso 1 - PWE	56,87	4,85	112,76	5,25	28,60	36,30	41,12	52.418,5

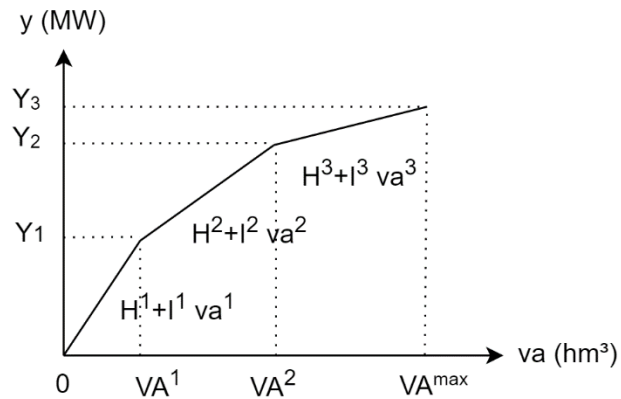
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 22 – Geração programada para cada usina para Caso 1 - PWE.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para casos nos quais não seja necessário maximizar a geração da unidade, ou não seja necessário alocar toda a reserva disponível, o valor máximo de geração da unidade (y_{rjt}) pode ser subestimado, em função da faixa da envoltória. Portanto, uma variação deste problema foi considerada, denominado Caso 1 – Piecewise Inteiro Misto. A FPH foi considerada “exata” para cálculo de y_{rjt} com auxílio de variáveis binárias, conforme modelagem abaixo.

Figura 23 – Ilustração da modelagem de y_{rjt} exata.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A formulação do problema é dada por:

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^T (\mathbf{A} \cdot p t_t + \mathbf{B} \cdot v_t) + \alpha$$

s.a: (3.13)-(3.33), (3.37)-(3.43), (3.65)-(3.66).

$$y_{rjt} = \sum_{k=1}^{\mathbf{KS}_r^{\max}} (\mathbf{H}_r^k \cdot x^k_{rjt} + \mathbf{I}_r^k \cdot va^k_{rjt}) \quad (3.67)$$

$$\mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt} \leq ph_{jrt} \leq y_{rjt} \quad (3.68)$$

$$\mathbf{VA}_r^{k-1} \cdot x^k_{rjt} \leq va^k_{rjt} \leq \mathbf{VA}_r^k \cdot x^k_{rjt} \quad (3.69)$$

$$\sum_{k=1}^{\mathbf{KS}_r^{\max}} x^k_{rjt} - z_{rjt} = \mathbf{0} \quad (3.70)$$

$$\mathbf{0} \leq vm_{rt} - \sum_{k=1}^{\mathbf{KS}_r^{\max}} va^k_{rjt} \leq \mathbf{V}_r^{\max} (1 - z_{rjt}) \quad (3.71)$$

$$x^k_{rjt} \in \{0,1\} \quad (3.72)$$

Em que:

CONSTANTES

\mathbf{VA}_r^k Volume médio armazenado do reservatório r no valor discretizado k (hm^3).

VARIÁVEIS

x^k_{rjt} variável binária associada a unidade j , do reservatório r e estágio t para seleção do k -ésimo segmento linear de faixa de volume.

va^k_{rjt} variável associada o reservatório r e estágio t para seleção da k -ésimo variável auxiliar de volume.

Note que as Equações (3.56)-(3.62) deixam de ser consideradas nesta nova formulação²⁷. Alguns resultados das principais variáveis auxiliares para cálculo da geração máxima seguem na Tabela 31 a Tabela 33, correspondente ao horário das 11h, 16h e 23h. Note como a variável vm_r é dada por usina, logo o resultado foi repetido na tabela para unidades da mesma usina. Como a UG₂ da UHE₁ está desligada, nenhuma variável desta UG ficou ativa. Para a UHE₂, como o volume do reservatório é o mesmo, os valores de va^k_{rt} são idênticos.

Tabela 31 – Resultado das principais variáveis auxiliares para cálculo de y_{jrt} exato, para estágio das 11h.

UHE - UG	z_{ri}	x^1	x^2	x^3	va^1	va^2	va^3	vm_r
1-1	0	0	0	0	0	0	0	4,5423
1-2	1	1	0	0	4,5423	0	0	4,5423
2-1	1	0	1	0	0	6,3864	0	6,3864
2-2	1	0	1	0	0	6,3864	0	6,3864

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 32 – Resultado das principais variáveis auxiliares para cálculo de y_{jrt} exato, para estágio das 16h.

UHE - UG	z_{ri}	x^1	x^2	x^3	va^1	va^2	va^3	vm_r
1-1	0	0	0	0	0	0	0	4,6536
1-2	1	1	0	0	4,6536	0	0	4,6536
2-1	1	0	1	0	0	5,9966	0	5,9966
2-2	1	0	1	0	0	5,9966	0	5,9966

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

²⁷ A formulação completa do caso é apresentada no Apêndice D.

Tabela 33 – Resultado das principais variáveis auxiliares para cálculo de y_{jrt} exato, para estágio das 23h.

UHE - UG	z_{ri}	x^1	x^2	x^3	va^1	va^2	va^3	vm_r
1-1	1	1	0	0	4,8029	0	0	4,8029
1-2	0	0	0	0	0	0	0	4,8029
2-1	1	0	1	0	0	5,4164	0	5,4164
2-2	1	0	1	0	0	5,4164	0	5,4164

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na Tabela 34 pode-se verificar como o erro de y_{jrt} foi zerado com a utilização dessa modelagem.

Tabela 34 – Geração máxima calculada (y_{jrt}) e corrigida para unidades do sistema, considerando reserva em função da capacidade da usina e modelagem de y_{jrt} através de piecewise inteiro misto.

Horário (h)	y_{11} (MW)	PHc^{\max}_{11} (MW)	Erro y_{11} (MW)	y_{12} (MW)	PHc^{\max}_{12} (MW)	Erro y_{12} (MW)	y_{21} (MW)	PHc^{\max}_{21} (MW)	Erro y_{21} (MW)	y_{22} (MW)	PHc^{\max}_{22} (MW)	Erro y_{22} (MW)
1	53,07	53,07	0,00	53,07	53,07	0,00	72,38	72,38	0,00	0,00	72,38	NA
2	52,92	52,92	0,00	52,92	52,92	0,00	73,04	73,04	0,00	0,00	73,04	NA
3	52,75	52,75	0,00	52,75	52,75	0,00	0,00	73,62	NA	73,62	73,62	0,00
4	52,57	52,57	0,00	52,57	52,57	0,00	0,00	74,26	NA	74,26	74,26	0,00
5	52,42	52,42	0,00	52,42	52,42	0,00	74,86	74,86	0,00	0,00	74,86	NA
6	52,37	52,37	0,00	0,00	52,37	NA	75,24	75,24	0,00	75,24	75,24	0,00
7	0,00	52,41	NA	52,41	52,41	0,00	75,32	75,32	0,00	75,32	75,32	0,00
8	52,45	52,45	0,00	0,00	52,45	NA	75,22	75,22	0,00	75,22	75,22	0,00
9	0,00	52,50	NA	52,50	52,50	0,00	75,07	75,07	0,00	75,07	75,07	0,00
10	52,45	52,45	0,00	52,45	52,45	0,00	74,92	74,92	0,00	74,92	74,92	0,00
11	0,00	52,41	NA	52,41	52,41	0,00	74,86	74,86	0,00	74,86	74,86	0,00
12	0,00	52,44	NA	52,44	52,44	0,00	74,79	74,79	0,00	74,79	74,79	0,00
13	52,47	52,47	0,00	0,00	52,47	NA	74,62	74,62	0,00	74,62	74,62	0,00
14	0,00	52,51	NA	52,51	52,51	0,00	74,45	74,45	0,00	74,45	74,45	0,00
15	52,54	52,54	0,00	0,00	52,54	NA	74,29	74,29	0,00	74,29	74,29	0,00
16	0,00	52,59	NA	52,59	52,59	0,00	74,12	74,12	0,00	74,12	74,12	0,00
17	0,00	52,63	NA	52,63	52,63	0,00	73,96	73,96	0,00	73,96	73,96	0,00
18	52,67	52,67	0,00	0,00	52,67	NA	73,79	73,79	0,00	73,79	73,79	0,00
19	52,71	52,71	0,00	0,00	52,71	NA	73,63	73,63	0,00	73,63	73,63	0,00

20	52,74	52,74	0,00	0,00	52,74	NA	73,47	73,47	0,00	73,47	73,47	0,00
21	0,00	52,77	NA	52,77	52,77	0,00	73,32	73,32	0,00	73,32	73,32	0,00
22	0,00	52,80	NA	52,80	52,80	0,00	73,17	73,17	0,00	73,17	73,17	0,00
23	52,82	52,82	0,00	0,00	52,82	NA	73,01	73,01	0,00	73,01	73,01	0,00
24	52,86	52,86	0,00	0,00	52,86	NA	72,77	72,77	0,00	72,77	72,77	0,00

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Os principais resultados para o caso seguem na Tabela 35.

Tabela 35 – Principais resultados para formulação do Caso 1 - PWIM.

Caso	\overline{PHU}_1 (MW)	Vol_1^{24} (hm ³)	\overline{PHU}_2 (MW)	Vol_2^{24} (hm ³)	\overline{RG}^+ (MW)	\overline{RG}^- (MW)	\overline{pt} (MW)	CTO (\$)	Tempo (s)
0*	55,66	4,93	117,56	4,60	-	-	37,53	51.911,7	5
Caso 1 - PWE	56,87	4,85	112,76	5,25	28,60	36,30	41,12	52.418,5	4
Caso1 - PWIM	56,87	4,85	112,76	5,25	29,00	36,30	41,12	52.418,5	21

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Verifica-se que o custo de operação não foi alterado, assim como as médias de geração. Nota-se diferença apenas nos montantes de reserva de elevação alocados, visto correção da geração máxima. Ainda assim, as diferenças são menores de 1 MWmed. Devido ao tempo computacional reduzido até a convergência do problema, optou-se por seguir o trabalho com a modelagem exata. Porém, para problemas de maior porte, fica a indicação da possibilidade de uso das envoltórias superior e inferior, uma vez que um pós-processamento ao final da solução do problema pode ser feito para calcular o valor exato da reserva, sem alterar a solução ótima. Dessa forma, a otimalidade da solução não será comprometida, quando houver a necessidade de utilizar a reserva no limite, a função da envoltória superior será utilizada no valor exato e a reserva será calculada corretamente.

Para extrair informações sobre os resultados obtidos através dessas modelagens, foram rodados casos alterando os dados de entrada do problema de otimização, conforme Tabela 36. Conforme esperado, não houve diferenças significativas no despacho térmico ou geração hidráulica, apenas no resultado de reserva de elevação indicado, em função da representação da geração máxima.

Tabela 36 – Comparação do Caso 1- PWE e Caso 1 – PWIM para diferentes condições iniciais.

Caso 1	Modificação	\overline{PHU}_1 (MW)	Vol_1^{24} (hm ³)	\overline{PHU}_2 (MW)	Vol_2^{24} (hm ³)	\overline{RG}^+ (MW)	\overline{RG}^- (MW)	\overline{pt} (MW)	CTO (\\$)	Tempo (s)
PWE	Original	56,87	4,85	112,76	5,25	28,60	36,30	41,12	52.418,5	4
	Carga fator 0,8	64,83	3,83	97,77	7,91	38,75	28,86	5,93	7.404,61	35
	Reserva 5% carga	55,66	4,93	117,56	4,60	30,78	33,02	37,53	51.911,7	5
PWIM	Original	56,87	4,85	112,76	5,25	29,0	36,30	41,12	52.418,5	21
	Carga fator 0,8	64,82	3,83	97,79	7,93	40,03	28,86	5,93	7.404,57	35
	Reserva 5% carga	55,66	4,93	117,56	4,60	32,51	33,02	37,53	51.911,7	34

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.4.2 Consideração de limites elétricos de transmissão

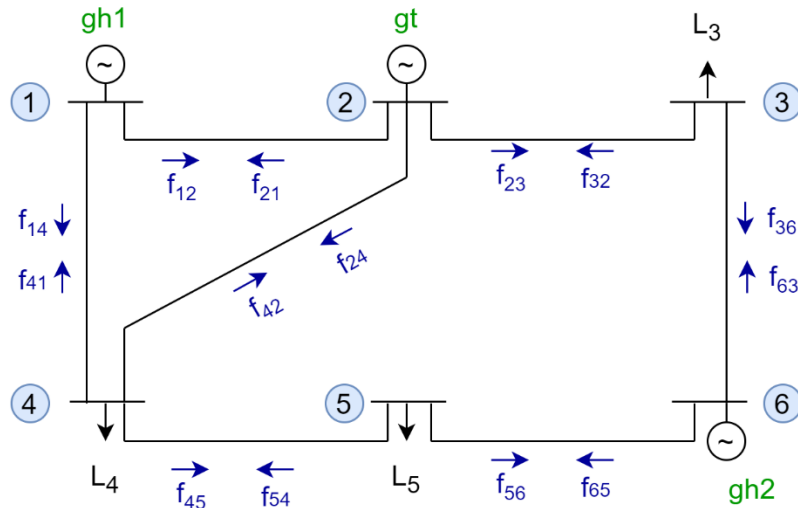
Para verificar se a reserva de cada hidrelétrica não viola os limites de escoamento para cada linha de transmissão são adicionadas novas restrições ao problema de otimização. Note que as restrições consideradas só são válidas para reserva de elevação, no qual seria necessário elevar a potência gerada pela usina e escoar através das linhas. É considerado que a alocação da reserva na Hidrelétrica 1 seja limitada pelos limites de transmissão das linhas 1 e 2, enquanto a alocação na Hidrelétrica 2 é limitada pelas linhas 4 e 5.

Note, contudo, que: não se sabe à priori qual será o sentido dos fluxos após a solução do problema de otimização; e, conforme Figura 11, a barra 1 na qual se conecta a Hidrelétrica 1 teve fluxo com sentido previamente arbitrado “saindo da barra” enquanto que a barra 6 na qual se conecta a Hidrelétrica 2 teve fluxos arbitrados com sentido “entrando na barra”.

Quando os fluxos estão saindo da barra de geração e indo até a barra na qual estão concentradas as cargas, a limitação de escoamento da reserva é mais restritiva em comparação ao caso no qual os fluxos estão no sentido contrário. Dessa forma, ou a formulação teria que ser feita de forma específica para cada convenção de fluxo nas linhas conforme cada gerador, ou a reserva poderia estar sendo penalizada incorretamente.

Dessa forma, para a consideração das folgas de transmissão na contabilização da reserva de potência, ao invés de modelar os fluxos nas linhas de transmissão conforme a Figura 12, com apenas um fluxo e um sentido previamente arbitrado, optou-se por modelar cada fluxo através de duas variáveis positivas, conforme Figura 24, de modo a poder estabelecer uma formulação de restrição que independe do sentido arbitrado na solução do fluxo de potência²⁸.

Figura 24 – Diagrama esquemático do sistema elétrico com fluxos duplicados.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Dessa forma, para ter conhecimento da reserva alocada em cada usina, deixou-se de utilizar a formulação geral apresentada no Caso 1 e foram criadas variáveis de reserva de elevação para a UHE 1 e para a UHE 2 ($RELEV_1$ e $RELEV_2$), sendo essas sujeitas às restrições de requisito mínimo (em substituição a equação (3.65)) e limitadas à capacidade das unidades e aos fluxos elétricos. Essa consideração foi feita pois para os casos tratados daqui em diante, há restrições para essas variáveis que são diferentes para usina 1 e 2 conforme as características ou pontos de conexão de cada uma.

Suponha um exemplo para a UHE 1, em que J_1^{\max} de 40 MW e J_2^{\max} de 50 MW. Considere ilustrativamente, que a solução determina que $f_{12} = 20$ MW, $f_{21} = 0$ MW, $f_{14} = 45$ MW e $f_{41} = 0$ MW. Conforme desenvolvimento abaixo, a reserva de elevação da Usina 1 deve estar limitada a 25MW, que seria o montante máximo escoado.

$$RELEV_1 \leq (J_1^{\max} - f_{12t} + f_{21t}) + (J_2^{\max} - f_{14t} + f_{41t}) \quad (3.73)$$

$$RELEV_1 \leq (40 - 20 + 0) + (50 - 45 + 0) \quad (3.74)$$

²⁸ Note que essa consideração não seria estritamente necessária para a solução do problema, uma vez que alternativamente seria possível avaliar o sentido do fluxo para cada gerador.

$$RELEV_1 \leq (20) + (5) \quad (3.75)$$

Agora, suponha o exemplo contrário, com fluxos $f_{12} = 0$ MW , $f_{21} = 20$ MW , $f_{14} = 0$ MWe $f_{41} = 45$ MW. Conforme abaixo, a reserva de elevação da Usina 1 está limitada com um valor muito mais relaxado em comparação aos fluxos em direções opostas.

$$RELEV_1 \leq (40 - 0 + 20) + (50 - 0 + 45) \quad (3.76)$$

$$RELEV_1 \leq (60) + (95) \quad (3.77)$$

Deste modo, o modelo de PLIM que considera as restrições de limites elétricos na reserva é dado conforme equações abaixo. Ressalta-se que esse caso foi construído com base no Caso 1- PWIM, portanto as Equações (3.67)-(3.72) permanecem, assim como a formulação da reserva de redução, conforme (3.66). Além disso, as equações que representam os balanços elétricos no problema, Equações (3.14) a (3.21), foram modificadas de forma a contemplar os fluxos duplicados positivos. A formulação completa é apresentada no Apêndice E.

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^T (\mathbf{A} \times p_t + \mathbf{B} \times v_t) + \alpha \quad (3.78)$$

s.a: (3.13)-(3.33), (3.37)-(3.43), (3.66), (3.67)-(3.72).

$$RELEV_{rt} \leq \sum_{j=1}^2 (y_{rjt} - ph_{rjt}) \quad (3.79)$$

$$RELEV_{1t} \leq (J_1^{\max} - f_{12t} + f_{21t}) + (J_2^{\max} - f_{14t} + f_{41t}) \quad (3.80)$$

$$RELEV_{2t} \leq (J_4^{\max} - f_{65t} + f_{56t}) + (J_5^{\max} - f_{63t} + f_{36t}) \quad (3.81)$$

$$\sum_{r=1}^{NH} RELEV_{rt} \geq k_{res} \sum_{k=1}^{NB} L_{kt} \quad (3.82)$$

Em que:

$RELEV_{rt}$ reserva de elevação de geração na usina r no instante t .

Os resultados gerais seguem na Tabela 37 e as gerações para cada usina seguem na Figura 25. Houve elevação da geração térmica e, conseqüentemente, do custo total de operação, em relação ao caso anterior. Note que RG+ passou a ser interpretada como a soma da parcela alocada em $RELEV_{1t}$ e $RELEV_{2t}$. Também houve redução do valor de reserva alocado nas UHEs. Na Tabela 38 seguem os resultados de reserva de elevação obtidos para cada usina, em

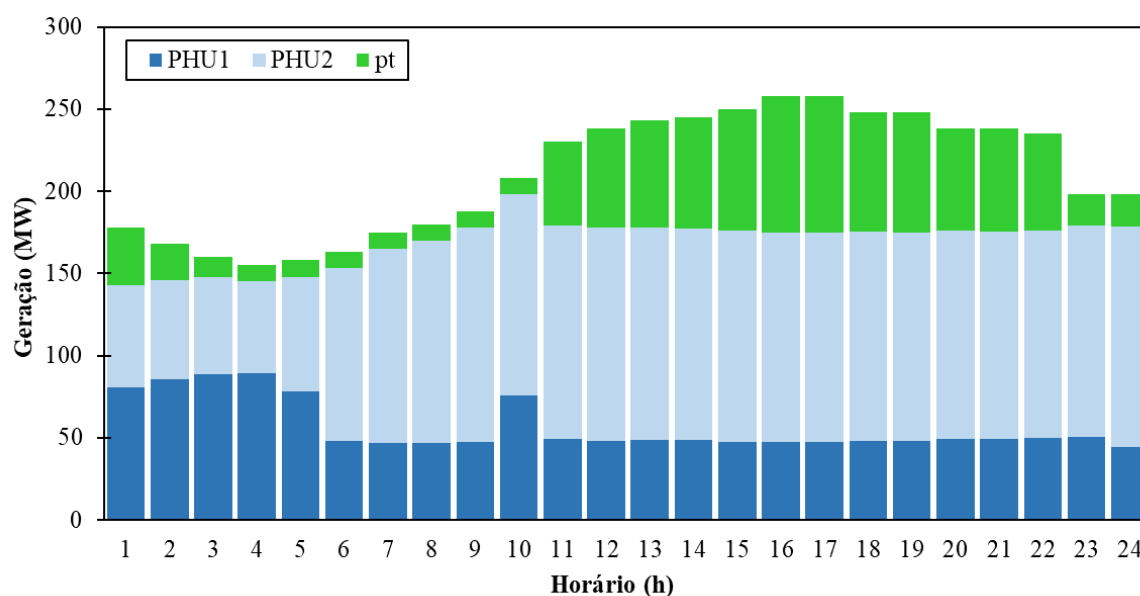
comparação com cada uma das restrições aplicadas na reserva. Verifica-se que a reserva respeitou as duas restrições impostas.

Tabela 37 – Principais resultados para formulação do Caso 2.

Caso	\overline{PHU}_1 (MW)	Vol_1^{24} (hm ³)	\overline{PHU}_2 (MW)	Vol_2^{24} (hm ³)	\overline{RG}^+ (MW)	\overline{RG}^- (MW)	\overline{pt} (MW)	CTO (\$)	Tempo (s)
0*	55,66	4,93	117,56	4,60	-	-	37,53	51.911,7	5
Piecewise - Envelope	56,87	4,85	112,76	5,25	28,60	36,30	41,12	52.418,5	4
Piecewise – Inteiro Misto	56,87	4,85	112,76	5,25	29,0	36,30	41,12	52.418,5	21
Caso 2	56,84	4,85	112,62	5,26	21,08	36,13	41,29	52.462,3	31

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 25 – Geração programada para cada usina para Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 38 – Valores de reserva sincronizada de elevação (RG^+) de geração das usinas, para caso considerando os limites elétricos de transmissão na reserva.

Hora	RG_1^+ (MW)	Folga LTs - UHE 1 (MW)	RG_2^+ (MW)	Folga LTs - UHE 2 (MW)
1	9,04	9,04	8,96	137,87
2	4,47	4,47	12,53	139,48

3	1,08	1,08	14,92	141,27
4	0,00	0,90	15,00	144,10
5	10,81	11,70	5,19	130,30
6	4,14	41,77	11,86	95,23
7	0,00	42,97	17,00	82,03
8	5,37	42,92	12,63	77,08
9	0,00	42,39	19,00	69,61
10	0,00	14,51	21,00	77,49
11	3,11	40,70	19,89	70,09
12	4,09	41,65	19,91	70,27
13	4,03	41,55	19,97	70,67
14	3,97	41,46	20,03	71,06
15	4,91	42,36	20,09	71,45
16	5,33	42,75	20,67	72,36
17	5,32	42,69	20,68	72,71
18	4,74	42,07	20,26	72,62
19	4,69	41,97	20,31	73,00
20	3,63	40,89	20,37	73,37
21	3,58	40,81	20,42	73,73
22	2,59	39,79	20,41	74,07
23	2,59	39,76	17,41	71,33
24	8,57	45,70	11,43	65,83

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.4.3 Consideração de taxas de variação de defluências

Uma vez que a taxa de variação de defluência é dada para a usina e não por unidade geradora, são propostas duas possibilidades de representar o efeito deste tipo de restrição na alocação da reserva operativa: formulação por usina e por unidade geradora. Ainda, na formulação por usina, este trabalho também propõe duas estratégias, as quais diferem entre si pela maneira de como é estimado o montante disponível para inclusão no modelo de otimização. Conforme descrito previamente, a complexidade deste tipo de modelagem de reserva está na conversão dos valores de defluência em potência, pois não se tem definido de antemão o valor da produtividade da usina (ou de cada UG) em cada estágio de tempo.

3.4.3.1 Representação por Usina Baseada em Regressão Linear

Nesta primeira opção, considera-se a abordagem usada nas implementações das restrições de Régua 11 feitas no modelo DESSEM, conforme DINIZ e SOUZA (2014). Para obter uma aproximação do quanto a usina pode ter sua potência variada sem violar uma dada taxa máxima de variação de defluência, é possível considerar uma função que correlaciona a potência gerada pela usina (PHU) e a variação máxima de geração que respeite a taxa de variação de defluência (Δ PHU). Para tanto, é necessário assumir algumas condições operativas, conforme descrito abaixo.

Por aproximação, o volume do reservatório foi considerado constante ao longo do horizonte de estudo²⁹. Dado o volume fixo do reservatório, constrói-se uma curva de potência como função da vazão turbinada na usina (PHU x Q) utilizando a FPH agregada linear, conforme Equação (3.11) e coeficientes definidos na Tabela 16 e Tabela 17. De posse da FPH agregada, o próximo passo consiste em construir a função Δ PHU x PHU em que, inicialmente, deve-se fazer uma discretização na faixa operativa de vazão turbinada na usina para a obtenção de Δ PHU e PHU. Para tanto, são utilizados 50 pontos no intervalo de vazões turbinadas mínima e máxima de uma dada usina. Tomando-se como exemplo a Usina 1, a faixa operativa de vazão é dada por pelo intervalo [35 – 100] m³/s e a taxa máxima de variação de defluência é de 30 m³/s. O primeiro passo então consiste em calcular a geração da usina quando operando em 35 m³/s, o que fornece 37,13 MW. Depois, aplicando-se a máxima taxa de variação que essa usina pode alcançar, partindo-se de 35 m³/s, verifica-se que a potência produzida em 65 m³/s é de 74,04 MW. Portanto, a usina operando com PHU = 37,13 MW pode variar, no máximo, em Δ PHU = 74,04 – 37,13 = 36,91 MW. Na sequência, o processo é repetido de acordo com a discretização adotada para o valor da vazão turbinada na usina. A Tabela 39 ilustra todo esse processo para os 50 pontos discretizados na faixa operativa da Usina 1.

Tabela 39 – Cálculo de Δ PHU x PHU de elevação de vazão para a Usina 1 (volume fixo em 5 hm³).

qu ₁ (m ³ /s)	PHU ₁ (MW)	Vazão de consulta (m ³ /s)	Geração de consulta (MW)	Δ PHU ₁ (MW)
35,00	37,13	65,00	74,04	36,91
36,33	38,99	66,33	75,43	36,44
37,65	40,85	67,65	76,77	35,92

²⁹ A consideração do volume constante foi uma decisão de simplificação neste trabalho. A possibilidade de considerar também a variação de volume pode ser investigada em trabalhos futuros, como será comentado na seção de conclusão.

38,98	42,71	68,98	78,10	35,38
40,31	44,39	70,31	79,40	35,01
41,63	45,98	71,63	80,70	34,72
42,96	47,58	72,96	82,01	34,43
44,29	49,17	74,29	83,31	34,14
45,61	50,76	75,61	84,62	33,85
46,94	52,36	76,94	85,92	33,57
48,27	53,95	78,27	87,23	33,28
49,59	55,54	79,59	88,53	32,99
50,92	57,13	80,92	89,83	32,70
52,24	58,73	82,24	91,14	32,41
53,57	60,32	83,57	92,44	32,12
54,90	61,91	84,90	93,75	31,83
56,22	63,51	86,22	95,05	31,54
57,55	65,10	87,55	96,35	31,26
58,88	66,69	88,88	97,66	30,97
60,20	68,28	90,20	98,96	30,68
61,53	69,88	91,53	100,27	30,39
62,86	71,47	92,86	101,10	29,63
64,18	73,06	94,18	101,90	28,84
65,51	74,61	95,51	102,70	28,09
66,84	75,95	96,84	103,50	27,55
68,16	77,28	98,16	104,29	27,01
69,49	78,60	99,49	105,06	26,46
70,82	79,90	100,00	105,27	25,36
72,14	81,21	100,00	105,27	24,06
73,47	82,51	100,00	105,27	22,76
74,80	83,81	100,00	105,27	21,45
76,12	85,12	100,00	105,27	20,15
77,45	86,42	100,00	105,27	18,84
78,78	87,73	100,00	105,27	17,54
80,10	89,03	100,00	105,27	16,24
81,43	90,34	100,00	105,27	14,93
82,76	91,64	100,00	105,27	13,63
84,08	92,94	100,00	105,27	12,32

85,41	94,25	100,00	105,27	11,02
86,73	95,55	100,00	105,27	9,71
88,06	96,86	100,00	105,27	8,41
89,39	98,16	100,00	105,27	7,11
90,71	99,46	100,00	105,27	5,80
92,04	100,61	100,00	105,27	4,65
93,37	101,41	100,00	105,27	3,85
94,69	102,21	100,00	105,27	3,06
96,02	103,01	100,00	105,27	2,26
97,35	103,80	100,00	105,27	1,46
98,67	104,60	100,00	105,27	0,67
100,00	105,27	100,00	105,27	0,00

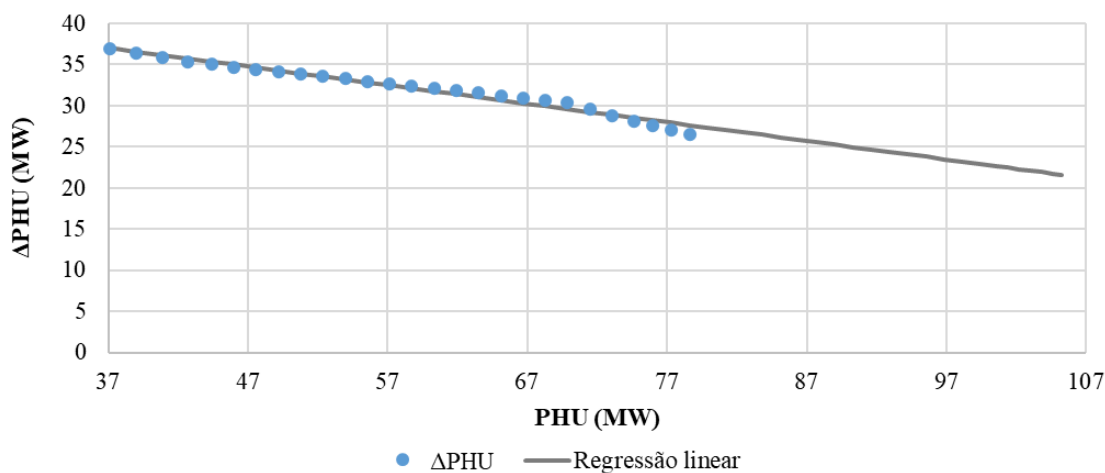
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Alguns detalhes devem ser comentados nesta parte do processo, por exemplo, são utilizadas lógicas diferentes para variações de elevação e redução de vazão. Para elevações, varreu-se os 50 pontos de vazão turbinada e calculou-se elevações de vazão turbinada até o limite da taxa máxima de variação de defluência³⁰ ou atingimento do turbinamento máximo da usina, o que ocorrer primeiro. Dessa forma, a vazão de consulta, apresentada na tabela, é dada por $\min \{qu_1 + D_1; qu^{MAX}\}$. Com essa nova vazão, a FPH é consultada para obter a geração correspondente.

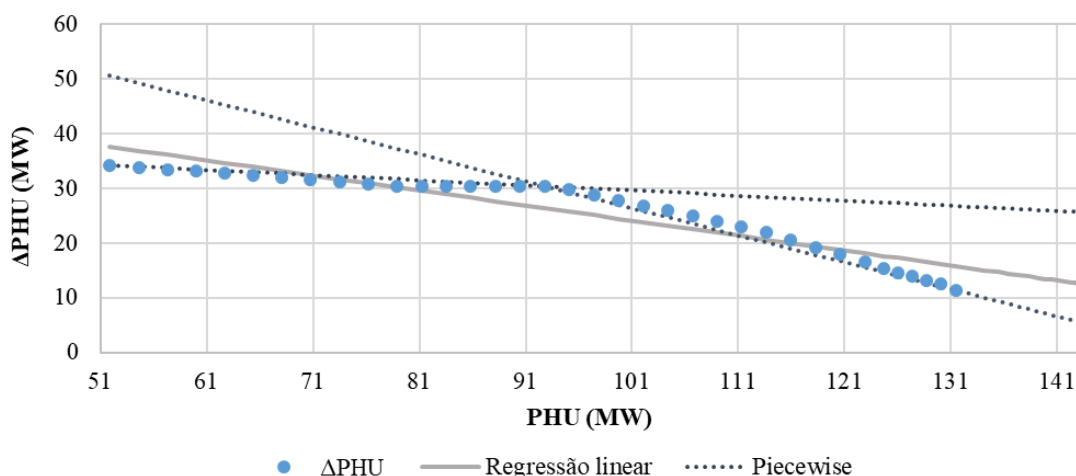
A partir dos 50 pontos, é calculada uma expressão linear que relacione ΔPHU e PHU . Contudo, note que a partir do valor de qu_1 de 70,82 m³/s, a vazão de consulta fica limitada ao turbinamento máximo e o valor de ΔPHU é decrescente até atingir o valor zero. Esse comportamento deve ser expurgado uma vez que não é efeito da taxa máxima de variação de defluência³¹. Dessa forma, para cálculo da regressão linear são utilizados apenas os pontos que mantêm a representação física da restrição, ou seja, até o limite do atingimento do turbinamento (máximo ou mínimo). Para a Usina 2, a curva ΔPHU x PHU é mais bem representada com dois segmentos de reta. Os gráficos de ΔPHU x PHU para cada usina estão na Figura 26 e na Figura 27. Tomando como exemplo a Figura 27, nota-se como é possível modelar a curva através de uma regressão linear única ou através de mais aproximações lineares – piecewise.

³⁰ Foi assumido vertimento nulo, ou seja, a defluência é dada pela vazão turbinada.

³¹ Para cálculo da reserva, outra restrição já leva em conta a capacidade máxima de geração com efeito do volume armazenado.

Figura 26 – ΔPHU x PHU - Elevações de vazão para a Usina 1.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 27 – ΔPHU x PHU - Elevações de vazão para a Usina 2.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para reduções de vazão, calcularam-se reduções de vazão turbinada até o limite da taxa máxima de variação de defluência ou atingimento do turbinamento mínimo (o que ocorrer primeiro), para obter a vazão de consulta. Ou seja, agora a vazão de consulta, apresentada na quarta coluna da tabela, é dada por: $\max\{qu_1-D_1, qu^{\text{MIN}}\}$. De forma semelhante à apresentada anteriormente, foi calculada a geração de consulta através de FPH e obteve-se a variação de geração (PHU).

Os principais dados para o exemplo da Usina 1 seguem na Tabela 40. Note que agora os dados a serem expurgados são os dados de vazões mais baixas, até qu_1 de 64, $18\text{m}^3/\text{s}$ pois a vazão de consulta fica limitada pelo turbinamento mínimo. Os gráficos com os resultados seguem na Figura 28 e Figura 29.

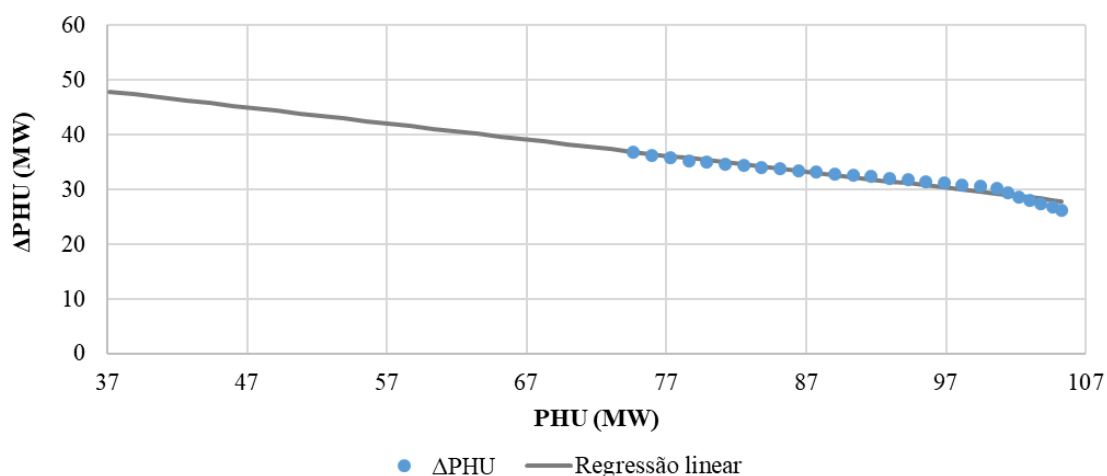
Tabela 40 – Cálculo de Δ PHU x PHU de redução de vazão para a Usina 1 (volume fixo em 5 hm³).

Vol ₁ (hm ³)	qu ₁ (m ³ /s)	PHU ₁ (MW)	Vazão de consulta (m ³ /s)	Geração de consulta (MW)	Δ PHU (MW)
5	35,00	37,13	35,00	37,13	0,00
5	36,33	38,99	35,00	37,13	1,86
5	37,65	40,85	35,00	37,13	3,72
5	38,98	42,71	35,00	37,13	5,58
5	40,31	44,39	35,00	37,13	7,26
5	41,63	45,98	35,00	37,13	8,86
5	42,96	47,58	35,00	37,13	10,45
5	44,29	49,17	35,00	37,13	12,04
5	45,61	50,76	35,00	37,13	13,63
5	46,94	52,36	35,00	37,13	15,23
5	48,27	53,95	35,00	37,13	16,82
5	49,59	55,54	35,00	37,13	18,41
5	50,92	57,13	35,00	37,13	20,01
5	52,24	58,73	35,00	37,13	21,60
5	53,57	60,32	35,00	37,13	23,19
5	54,90	61,91	35,00	37,13	24,78
5	56,22	63,51	35,00	37,13	26,38
5	57,55	65,10	35,00	37,13	27,97
5	58,88	66,69	35,00	37,13	29,56
5	60,20	68,28	35,00	37,13	31,16
5	61,53	69,88	35,00	37,13	32,75
5	62,86	71,47	35,00	37,13	34,34
5	64,18	73,06	35,00	37,13	35,93
5	65,51	74,61	35,51	37,84	36,77
5	66,84	75,95	36,84	39,71	36,24
5	68,16	77,28	38,16	41,57	35,72
5	69,49	78,60	39,49	43,41	35,19
5	70,82	79,90	40,82	45,00	34,90
5	72,14	81,21	42,14	46,60	34,61
5	73,47	82,51	43,47	48,19	34,32
5	74,80	83,81	44,80	49,78	34,03

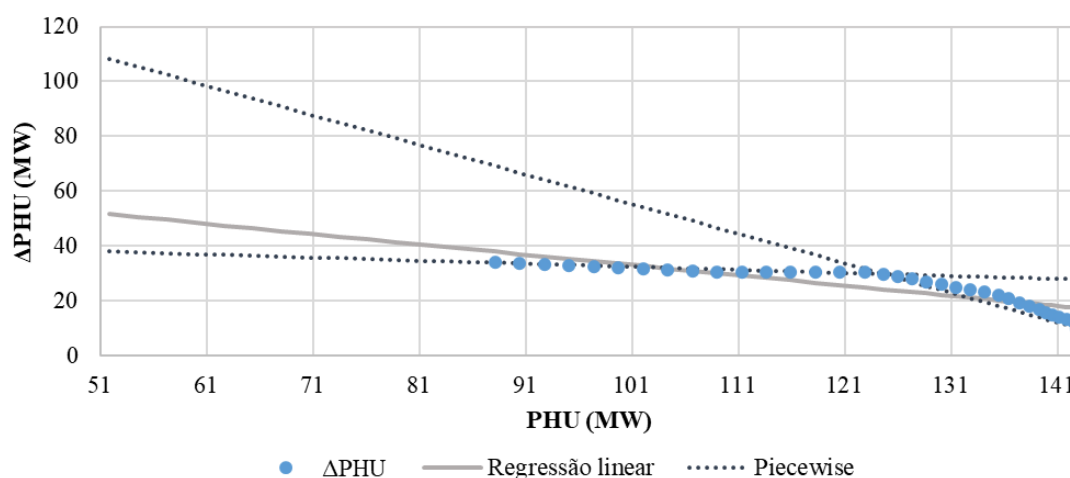
5	76,12	85,12	46,12	51,38	33,74
5	77,45	86,42	47,45	52,97	33,45
5	78,78	87,73	48,78	54,56	33,17
5	80,10	89,03	50,10	56,15	32,88
5	81,43	90,34	51,43	57,75	32,59
5	82,76	91,64	52,76	59,34	32,30
5	84,08	92,94	54,08	60,93	32,01
5	85,41	94,25	55,41	62,53	31,72
5	86,73	95,55	56,73	64,12	31,43
5	88,06	96,86	58,06	65,71	31,14
5	89,39	98,16	59,39	67,30	30,86
5	90,71	99,46	60,71	68,90	30,57
5	92,04	100,61	62,04	70,49	30,12
5	93,37	101,41	63,37	72,08	29,33
5	94,69	102,21	64,69	73,68	28,53
5	96,02	103,01	66,02	75,12	27,88
5	97,35	103,80	67,35	76,46	27,34
5	98,67	104,60	68,67	77,80	26,80
5	100,00	105,27	70,00	79,10	26,17

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 28 – Δ PHU x PHU via modelo agregado - Reduções de vazão para a Usina 1.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 29 – ΔPHU x PHU via modelo agregado - Reduções de vazão para a Usina 2.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Na Tabela 41 foi calculada uma aproximação da acurácia de cada curva em relação aos pontos originais, utilizando o MAPE e considerando apenas o trecho no qual a representação física se mantém. Como a Usina 1 não foi modelada através de Piecewise linear contínuo, as informações não se aplicam (NA).

Tabela 41 – MAPE para as duas representações de ΔPHU x PHU.

Usina	Tendência	Regressão única	Piecewise linear
1	Elevação	1,25%	NA
	Redução	1,74%	NA
2	Elevação	9,96%	3,46%
	Redução	15,10%	7,04%

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para a execução do modelo de otimização, inicialmente, considerou-se a modelagem utilizando a regressão linear da curva ΔPHU x PHU, que foi feita utilizando o método dos mínimos quadrados. O caso foi denominado Caso 3- ΔR . A expressão que define as curvas é dada por:

$$\Delta PHU^r = \mathbf{a} + \mathbf{b} \cdot PHU^r \quad (3.83)$$

Na Tabela 42 estão os coeficientes associados a cada usina.

Tabela 42 – Coeficientes da regressão linear de ΔPHU x PHU obtida através de FPH agregada linear.

Usina	Tendência	a	b
1	Elevação ($\mathbf{ae}_1 + \mathbf{be}_1 \cdot PHU^1$)	45,388	-0,226
	Redução ($\mathbf{ar}_1 + \mathbf{br}_1 \cdot PHU^1$)	58,759	-0,294
2	Elevação ($\mathbf{ae}_2 + \mathbf{be}_2 \cdot PHU^2$)	51,822	-0,274
	Redução ($\mathbf{ar}_2 + \mathbf{br}_2 \cdot PHU^2$)	71,017	-0,375

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Verifica-se, portanto, a necessidade usar de variáveis associadas à reserva de redução para cada usina ($RRED_{rt}$), visto que a restrição é diferente para cada uma. Dessa forma a Equação (3.66) deixa de ser considerada e é adaptada na formulação apresentada a seguir. Note que as restrições adicionadas no Caso 2 permanecem (Equações (3.79)-(3.82)). Portanto, o problema de otimização é dado por:

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^T (\mathbf{A} \cdot p t_t + \mathbf{B} \cdot v_t) + \alpha$$

s.a: (3.13)-(3.33), (3.37)-(3.43), (3.67)-(3.72), (3.79)-(3.82).

$$\Delta PE_{rt} = \mathbf{ae}_r + \mathbf{be}_r \sum_{j=1}^{NG_r} ph_{rjt} \quad (3.84)$$

$$\Delta PR_{rt} = \mathbf{ar}_r + \mathbf{br}_r \sum_{j=1}^{NG_r} ph_{rjt} \quad (3.85)$$

$$RELEV_{rt} \leq \Delta PE_{rt} \quad (3.86)$$

$$RRED_{rt} \leq \Delta PR_{rt} \quad (3.87)$$

$$\sum_{r=1}^{NH} RRED_{rt} \geq k_{res} \sum_{k=1}^{NB} L_{kt} \quad (3.88)$$

$$RRED_{rt} \leq \sum_{j=1}^{NG_r} (ph_{rjt} - \mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt}) \quad (3.89)$$

Em que:

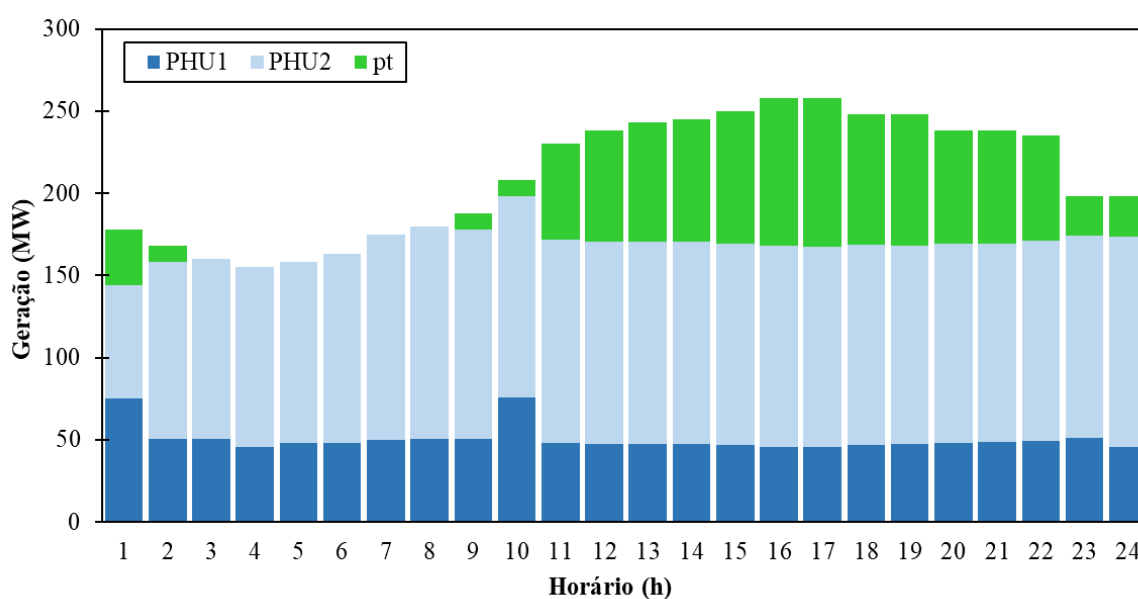
ae_r, be_r constantes da expressão linear que representa a regressão de ΔPHU x PHU para elevações de vazão.

ar_r, br_r constantes da expressão linear que representa a regressão de ΔPHU x PHU para reduções de vazão.

$RRED_{rt}$ reserva de redução de geração na usina r .

A formulação completa está na Apêndice F, a geração programada para cada usina segue na Figura 30 e os resultados gerais seguem na Tabela 43, onde nota-se que houve elevação do despacho térmico em relação ao Caso 2. Ressalta-se, também, que os resultados da reserva de redução foram alterados para o Caso 3 pois, enquanto nos casos anteriores essa reserva é calculada como a diferença da geração para a geração mínima do conjunto de unidades sincronizadas, no Caso 3 passa a ser representada como uma variável do problema de otimização. Como não há incentivo para maximização da variável, o resultado permanece igual ao requisito.

Figura 30 – Geração programada para cada usina para Caso 3 - ΔR .



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 43 – Principais resultados para formulação do Caso 3 – ΔR.

Caso	\overline{PHU}_1 (MW)	Vol_1^{24} (hm ³)	\overline{PHU}_2 (MW)	Vol_2^{24} (hm ³)	\overline{RG}^+ (MW)	\overline{RG}^- (MW)	\overline{pt} (MW)	CTO (\$)	Tempo (s)
0*	55,66	4,93	117,56	4,60	-	-	37,53	51.911,7	5
Caso 1- PWE	56,87	4,85	112,76	5,25	28,60	36,30	41,12	52.418,5	4
Caso 1 – PWIM	56,87	4,85	112,76	5,25	29,0	36,30	41,12	52.418,5	21
Caso 2	56,84	4,85	112,62	5,26	21,08	36,13	41,29	52.462,3	31
Caso 3- ΔR	50,43	5,39	118,37	4,04	21,08	21,08	41,96	52.893,0	25

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Uma variação do caso acima seria a consideração da taxa de variação de defluência utilizando a curva ΔPHU x PHU como linear por partes, utilizando, as retas pretas tracejadas da Figura 27. Dessa forma ΔPHU é limitado superiormente pelas “x” aproximações simultaneamente. O caso foi denominado Caso 3 - ΔPW. A formulação é dada por:

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^T (\mathbf{A} \cdot p t_t + \mathbf{B} \cdot v_t) + \alpha$$

s.a: (3.13)-(3.33),(3.37)- (3.43),(3.67)-(3.72),(3.79)-(3.82),(3.86)-(3.89).

$$\Delta PE_{rt} \leq \mathbf{a}e_{r,x} + \mathbf{b}e_{r,x} \cdot \sum_{j=1}^{NG_r} ph_{rjt} \quad (3.90)$$

$$\Delta PR_{rt} \leq \mathbf{a}r_{r,x} + \mathbf{b}r_{r,x} \cdot \sum_{j=1}^{NG_r} ph_{rjt} \quad (3.91)$$

Em que:

$\mathbf{a}e_{r,x}$, $\mathbf{b}e_{r,x}$ constantes da expressão linear x que representa a regressão de ΔPHU x PHU para elevações de vazão.

$\mathbf{a}r_{r,x}$, $\mathbf{b}r_{r,x}$ constantes da expressão linear x que representa a regressão de ΔPHU x PHU para reduções de vazão.

Note que as restrições para reserva de redução permanecem do caso anterior (Equações (3.88)-(3.89)), assim como a necessidade de limitar a reserva pela taxa de variação de

defluência (Equações (3.86)-(3.87)). O que foi alterado foi apenas a maneira a qual a restrição de taxa de variação é estimada. A formulação completa pode ser encontrada no Apêndice G.

Essa formulação permite uma melhor representação da curva $\Delta PHU \times PHU$, caso necessário. Para o caso exemplo neste trabalho, notou-se necessidade de utilizar essa formulação apenas para a Usina 2. Na Tabela 44 estão os coeficientes considerados.

Tabela 44 – Coeficientes das aproximações lineares de $\Delta PHU \times PHU$.

Usina	Tendência	Aproximação	a	b
2	Elevação	1	39,092	-0,094
		2	76,150	-0,493
	Redução	1	43,732	-0,112
		2	164,208	-1,078

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Uma comparação dos resultados de ΔPHU (implementados na formulação como ΔPE_r e ΔPR_r) obtidos para a Usina 2 por cada abordagem segue na Tabela 45. Nota-se que, como os resultados do Caso 3- ΔPW indicam resultados de ΔPHU menores (não houve maximização do valor até o limite superior), os valores alocados foram iguais à reserva alocada na usina.

Tabela 45 – Diferença de ΔPHU de elevação e redução obtidos nas duas modelagens, para Usina 2.

Horário (h)	ΔPE_2 Caso 3- ΔR (MW)	ΔPE_2 Caso 3- ΔPW (MW)	ΔPR_2 Caso 3- ΔR (MW)	ΔPR_2 Caso 3- ΔPW (MW)
1	32,89	3,22	45,1	12,78
2	22,36	14,46	30,7	1,51
3	21,82	13,46	29,96	0,49
4	21,92	7,78	30,09	4,13
5	21,67	16	29,76	2,12
6	20,32	16	27,9	0,35
7	17,64	14,86	24,23	17
8	16,4	9,42	22,54	8,35
9	16,96	10,45	23,3	19
10	18,25	5,29	25,07	16,71
11	17,96	14,66	24,67	13,12

12	17,99	15,5	24,71	14,22
13	18,08	15,68	24,84	13,99
14	18,17	15,53	24,96	14,08
15	18,26	16,04	25,08	15,51
16	18,35	16,21	25,2	17,26
17	18,44	16,38	25,33	17,04
18	18,53	14,04	25,45	17,33
19	18,62	13,34	25,57	17,97
20	18,7	13,88	25,69	15,38
21	18,78	14,38	25,8	14,82
22	18,42	14,86	25,31	12,29
23	18,18	15,3	24,97	5,81
24	16,64	11,69	22,87	9,39

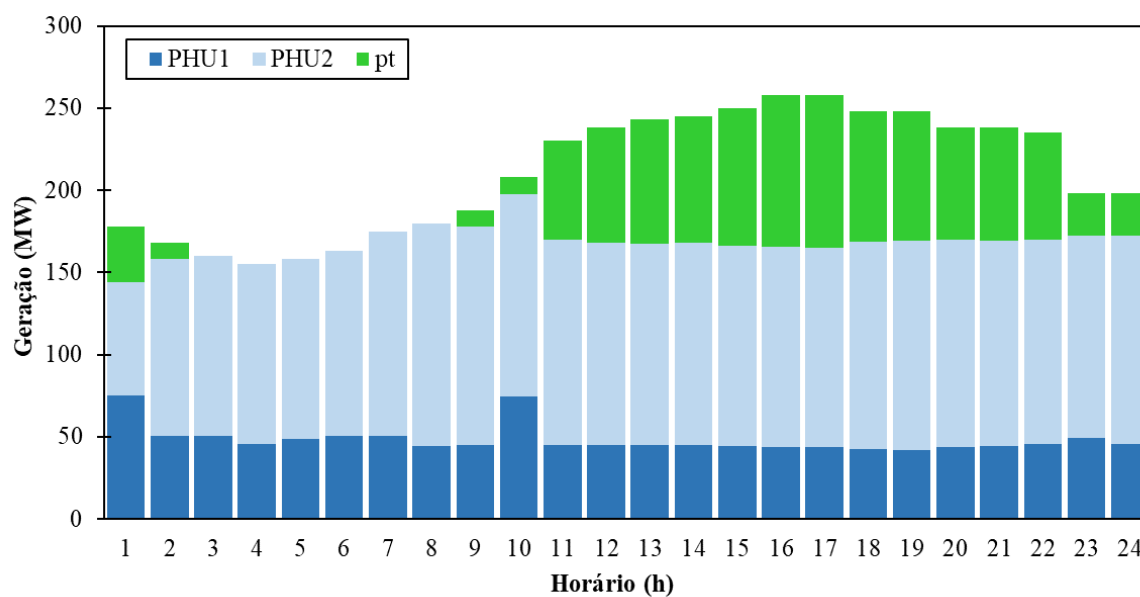
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Os resultados das principais variáveis do problema seguem na Tabela 46. A representação mais detalhada da curva ΔPHU x PHU para modelagem da taxa máxima de variação de defluência na reserva resultou em um maior despacho térmico do que a representação simplificada utilizando uma única aproximação linear. A geração programada para cada usina segue na Figura 31.

Tabela 46 – Principais resultados para formulação do Caso 3 – ΔPW .

Caso	\overline{PHU}_1 (MW)	Vol_1^{24} (hm ³)	\overline{PHU}_2 (MW)	Vol_2^{24} (hm ³)	\overline{RG}^+ (MW)	\overline{RG}^- (MW)	\overline{pt} (MW)	CTO (\$)	Tempo (s)
0*	55,66	4,93	117,56	4,60	-	-	37,53	51.911,7	5
Caso 1- PWE	56,87	4,85	112,76	5,25	28,60	36,30	41,12	52.418,5	4
Caso 1 – PWIM	56,87	4,85	112,76	5,25	29,0	36,30	41,12	52.418,5	21
Caso 2	56,84	4,85	112,62	5,26	21,08	36,13	41,29	52.462,3	31
Caso 3- ΔR	50,43	5,39	118,37	4,04	21,08	21,08	41,96	52.893,0	25
Caso 3- ΔPW	48,37	5,54	119,60	3,65	21,08	21,08	42,79	53.927,4	24

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 31 – Geração programada para cada usina para Caso 3 - Δ PW.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Verificou-se que as gerações ao longo do horizonte para a Usina 2 nos dois casos foram semelhantes, conforme Tabela 47.

Tabela 47 – Resultado de geração da Usina 2 para os casos 3.

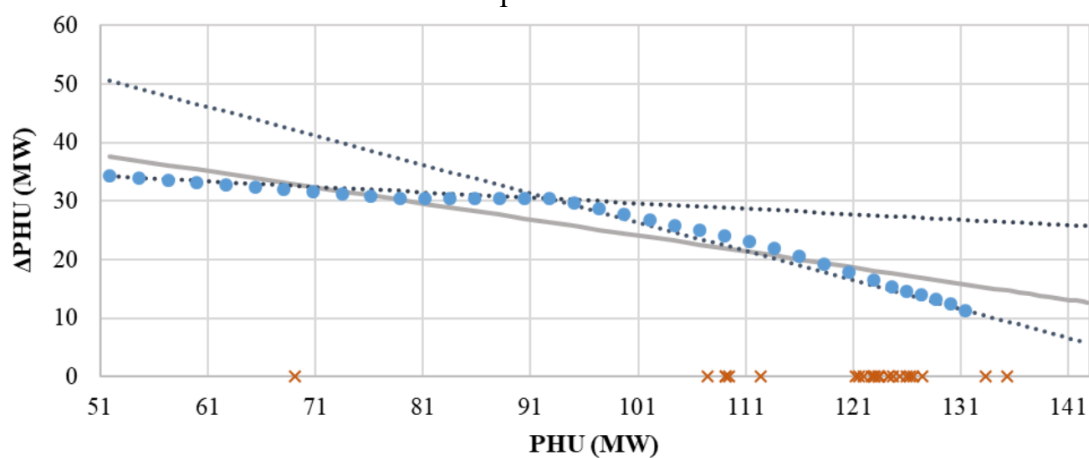
Horário (h)	PHU_2 : Caso 3- Δ R (MW)	PHU_2 : Caso 3- Δ PW (MW)
1	69,1	69,1
2	107,51	107,51
3	109,49	109,49
4	109,13	109,13
5	109,12	110,03
6	112,35	114,98
7	124,32	124,77
8	135,35	129,27
9	133,27	127,24
10	123,31	122,51
11	124,72	123,58
12	123,02	123,48
13	122,65	123,15
14	122,96	122,82
15	121,93	122,49
16	121,58	122,17
17	121,23	121,84
18	125,98	121,5

19	127,4	121,18
20	126,32	120,88
21	125,29	120,59
22	124,32	121,89
23	123,43	122,8
24	126,58	128,39

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

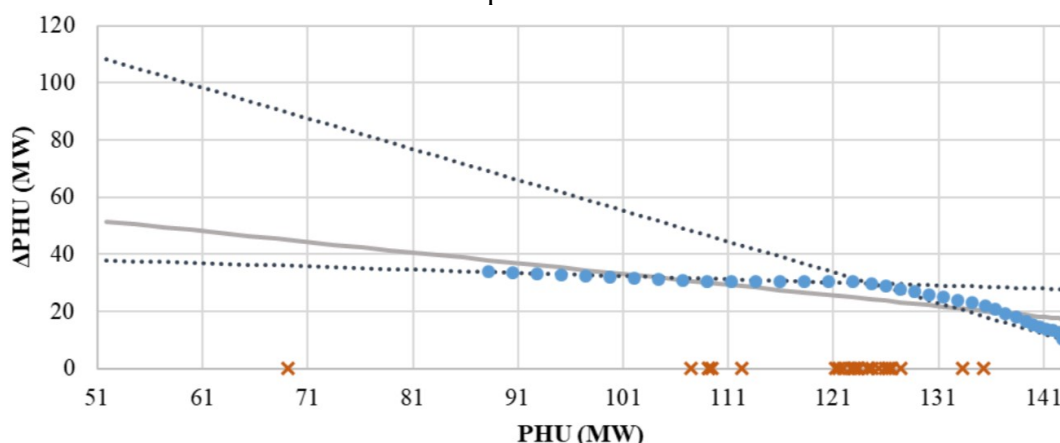
Avaliou-se graficamente, então, a região de operação da usina e os valores correspondentes de ΔPHU . Conforme Figura 32, os valores de ΔPHU para elevações de vazão no Caso 3- ΔPW são mais restritivos para a região na qual a usina irá operar (em laranja), especialmente entre 121 e 135 MW. Para reduções de vazão, Figura 33, os valores de ΔPHU são mais folgados no Caso 3- ΔPW , porém, essa não foi limitação restritiva para solução deste problema. Ressalta-se, contudo, que é possível que a redução da vazão seja uma restrição ativa para outros casos, principalmente em horários de carga mais baixa.

Figura 32 – Pontos de operação e curva ΔPHU x PHU via modelo agregado - Elevações de vazão para a Usina 2.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

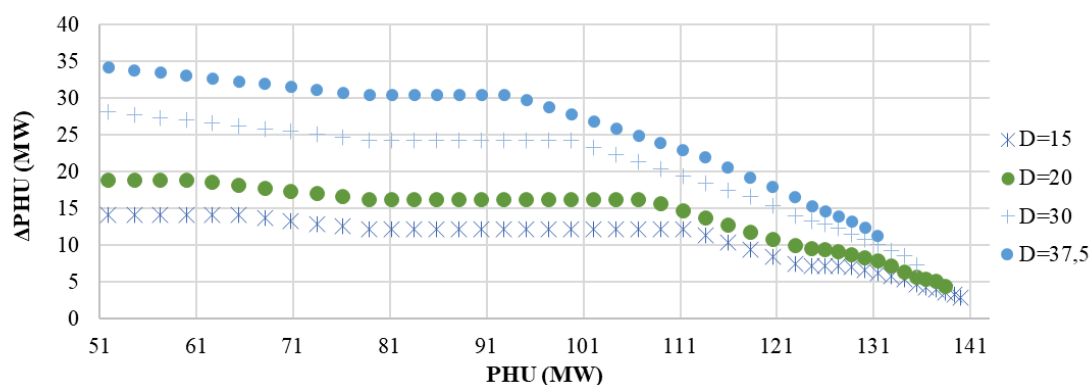
Figura 33 – Pontos de operação e curva $\Delta PHU \times PHU$ via modelo agregado - Reduções de vazão para a Usina 2.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Adicionalmente, resolveu-se investigar o formato da curva $\Delta PHU \times PHU$, uma vez que, na prática, diferentes usinas podem ter taxas de variação máxima de defluência diferentes. A Usina 2 foi selecionada como base, a taxa foi variada de $15 \text{ m}^3/\text{s}$ até o valor considerado nesse trabalho ($37,5 \text{ m}^3/\text{s}$). Os resultados, Figura 34, indicam que o formato da curva é alterado, mas de maneira geral há um trecho mais constante e após um trecho decrescente. Dessa forma, a representação através de função linear por partes contínua se mostra adequada.

Figura 34 – Simulação de curva $\Delta PHU \times PHU$ para diferentes taxas máximas de variação de defluência, dados da Usina 2 para elevações de vazão.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Retomando os casos estudados nessa seção, uma série de testes foram executados alterando as condições iniciais do problema. Os resultados estão apresentados na Tabela 48. Nota-se que continuam aparecendo diferenças nos resultados de cada caso, exceto quando o requisito de reserva é menor.

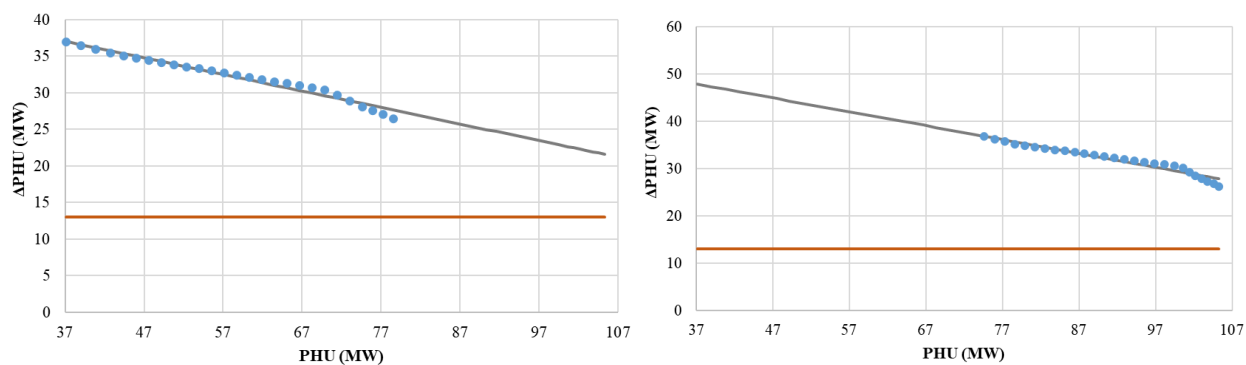
Tabela 48 – Comparação do Caso 3 – ΔR e Caso 3 – ΔPW para diferentes condições iniciais.

Caso 3	Modificação	\overline{PHU}_1 (MW)	Vol_1^{24} (hm ³)	\overline{PHU}_2 (MW)	Vol_2^{24} (hm ³)	\overline{RG}^+ (MW)	\overline{RG}^- (MW)	\overline{pt} (MW)	CTO (\\$)	Tempo (s)
ΔR	Original	50,43	5,39	118,37	4,04	21,08	21,08	41,96	52.893,0	25
	Carga fator 0,8	64,35	3,86	98,12	7,85	17,08	17,08	6,07	7.577,04	74
	Reserva 5% carga	55,66	4,93	117,56	4,60	10,54	10,54	37,53	51.911,7	8
	Taxa de variação de defluência D1:40 e D2:45	51,50	5,30	118,04	4,20	21,08	21,08	41,21	52.410,4	31
ΔPW	Original	48,37	5,54	119,60	3,65	21,08	21,08	42,79	53.927,4	24
	Carga fator 0,8	52,73	4,76	109,13	5,59	17,08	17,08	6,68	9.400,93	75
	Reserva 5% carga	55,66	4,93	117,56	4,60	10,54	10,54	37,53	51.911,7	7
	Taxa de variação de defluência D1:40 e D2:45	49,89	5,43	118,79	3,92	21,08	21,08	42,07	53.033,7	20

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

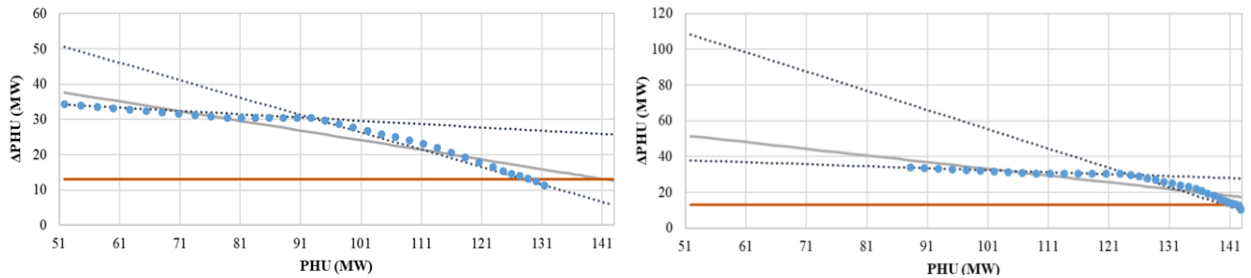
Verificou-se que, para o caso com requisito de reserva de 5% da carga, o maior requisito é de 13MW. Nessa situação, a restrição de taxa de variação de defluência parece folgada em relação ao requisito (apresentado em laranja), conforme Figura 35 e Figura 36.

Figura 35 – Requisito de reserva e curva ΔPHU x PHU de elevações de vazões (esquerda) e reduções de vazões (direita) para Usina 1, caso modificado.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 36 – Requisito de reserva e curva $\Delta PHU \times PHU$ de elevações de vazões (esquerda) e reduções de vazões (direita) para Usina 2, caso modificado.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.4.3.2 Representação por Usina Baseada na FPH

Esta seção apresenta uma formulação alternativa para aquela apresentada na seção anterior, em que, ao invés de aplicar um procedimento de regressão, a FPH agregada da UHE é utilizada para a definição da reserva. Em outras palavras, incluem-se restrições lineares por partes da FPH agregada que consultam pontos de vazão turbinada $\in [qu_{rt} \pm \mathbf{D}_r]$ para determinar a potência máxima a ser variada no limite da taxa de defluência, tanto para elevação (phe_{rt}) quanto para redução de vazão ($phred_{rt}$). Em termos de formulação, agora as Equações (3.86)-(3.87) não serão mais consideradas, uma vez que a estimativa de geração convertida a partir da variação de defluência não será mais direta, e será feita via nova consulta à FPH.

Para elevações de vazão, a inclusão é direta, bastando incluir cada corte da FPH da seguinte forma:

$$phe_{rt} \leq \mathbf{N}_r^k + \mathbf{O}_r^k qu_{rt} + \mathbf{O}_r^k \delta e_{rt} + \mathbf{P}_r^k vm_{rt}, k = 1, \dots, \mathbf{K} \quad (3.92)$$

Acima, \mathbf{N}_r^k , \mathbf{O}_r^k e \mathbf{P}_r^k são constantes da k -ésima aproximação linear da FPH agregada da hidroelétrica r e phe_{rt} é a potência (MW) da usina r quando aplicada variação de elevação de vazão δe_{rt} (m^3/s). A variável binária UH_{rt} , que será utilizada posteriormente para ajuste da formulação em caso da usina estar desligada, representa o *commitment* da usina r no estágio t e considera a regra:

$$UH_{rt} = \begin{cases} 1, & \text{se algum } z_{rjt} > 0 \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

Conforme comentado acima, dado que o vertimento pode estar incluído na defluência, é necessário ajustar o ponto de consulta de $qu_{rt} \pm \mathbf{D}_r$ para $qu_{rt} \pm \delta e_{rt}$. Na sequência, para manter a consistência da relação entre a taxa \mathbf{D}_r e as variáveis de defluência, deve-se incluir $\delta e_{rt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r$. O processo completo da representação da elevação da vazão é mostrado mais adiante.

Por outro lado, para a redução de vazão, a inclusão na FPH de $qu_{rt} - \delta e_{rt}$ conforme feito para o caso de elevação não é suficiente, pois a FPH linear por partes é representada por um modelo côncavo do tipo $g(x) \leq 0$ cuja região de interesse para o problema é o oposto, isto é, $g(x) \geq 0$. Desta forma, deve-se garantir que o modelo da FPH visitado seja o equivalente a uma restrição do tipo $g(x) = 0$. Para alcançar esse objetivo, é necessário considerar todos os cortes da FPH como restrições e igualdade e fazer uso de variáveis binárias para forçar que apenas uma (ou nenhuma) delas esteja ativa na solução do modelo.

Assim, cada corte, reescrito como uma restrição de igualdade, é dado por:

$$phc_red_{krt} = \mathbf{N}_r^k d_{krt} + \mathbf{O}_r^k (qu_{rt} - \delta red_{rt}) d_{krt} + \mathbf{P}_r^k vm_{rt} d_{krt}, k = 1, \dots, \mathbf{K} \quad (3.93)$$

Acima, phc_red_{krt} é a potência (MW) da usina r quando aplicada variação de redução de vazão δred_{rt} (m^3/s) e consultada na aproximação linear k (MW). Por sua vez, d_{krt} é uma variável binária que indica se a aproximação linear k da FPH da usina r e estágio t vai estar ativa na solução. Conforme pode ser visto na equação, existem não-linearidades que precisam ser linearizadas para manter o modelo original como um PLIM. A diferença $qu_r - \delta red_{rt}$ foi denominada qur_{rt} , dessa maneira as não-linearidades $qur_{rt} d_{krt}$ e $vm_{rt} d_{krt}$ podem ser contornadas com a mesma estratégia apresentada para a linearização da potência máxima em cada unidade geradora, para cada um dos casos.

O caso foi denominado Caso 3 – VA USI e sua formulação é dada por:

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^T (\mathbf{A} \cdot pt_t + \mathbf{B} \cdot v_t) + \alpha \quad (3.94)$$

s.a: (3.13)-(3.33), (3.37)-(3.43), (3.67)-(3.72), (3.79)-(3.82), (3.88)-(3.89).

$$phe_{rt} \leq \mathbf{N}_r^k UH_{rt} + \mathbf{O}_r^k qu_{rt} + \mathbf{O}_r^k \delta e_{rt} + \mathbf{P}_r^k vm_{rt}, k = 1, \dots, \mathbf{K} \quad (3.95)$$

$$0 \leq \delta e_{rt} \leq \left(\sum_{j=1}^{NG_r} Q_{rj}^{\max} \right) UH_{rt} \quad (3.96)$$

$$UH_{rt} \leq \sum_{j=1}^{NG_r} z_{rjt}, UH_{rt} \geq z_{rjt} \quad (3.97)$$

$$0 \leq phe_{rt} \leq \sum_{j=1}^{NG_r} y_{rjt} \quad (3.98)$$

$$\delta e_{rt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r \quad (3.99)$$

$$phc_red_{krt} = \mathbf{N}_r^k d_{krt} + \mathbf{O}_r^k qurd_{krt} + \mathbf{P}_r^k vr_{krt}, k = 1, \dots, \mathbf{K} \quad (3.100)$$

$$qur_{rt} = qu_{rt} - \delta red_{rt} \quad (3.101)$$

$$\sum_{k=1}^{\mathbf{K}} d_{krt} = UH_{rt} \quad (3.102)$$

$$qurd_{krt} \leq \left(\sum_{j=1}^{\mathbf{NG}_r} \mathbf{Q}_{rj}^{\max} \right) d_{krt}, qurd_{krt} \leq qur_{rt}, \quad (3.103)$$

$$qurd_{krt} \geq qur_{rt} - \left(\sum_{j=1}^{\mathbf{NG}_r} \mathbf{Q}_{rj}^{\max} \right) (1 - d_{krt}), qurd_{krt} \geq 0$$

$$vr_{krt} \leq \mathbf{V}_r^{\max} d_{krt}, vr_{krt} \leq vm_{rt}, \quad (3.104)$$

$$vr_{krt} \geq vm_{rt} - \mathbf{V}_r^{\max} (1 - d_{krt}), vr_{krt} \geq 0$$

$$\delta red_{rt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r \quad (3.105)$$

$$0 \leq \delta red_{rt} \leq \left(\sum_{j=1}^{\mathbf{NG}_r} \mathbf{Q}_{rj}^{\max} \right) UH_{rt} \quad (3.106)$$

$$0 \leq phc_red_{krt} \leq \sum_{j=1}^{\mathbf{NG}_r} y_{rjt} \quad (3.107)$$

$$RRED_{rt} \leq \sum_{j=1}^{\mathbf{NG}_r} ph_{rjt} - \sum_{k=1}^{\mathbf{K}} phc_red_{krt} \quad (3.108)$$

$$RELEV_{rt} \leq phe_{rt} - \sum_{j=1}^{\mathbf{NG}_r} ph_{rjt} \quad (3.109)$$

$$0 \leq UH_{rt} \leq 1, d_{krt} \in \{0,1\} \quad (3.110)$$

Em que:

VARIÁVEIS

UH_{rt} variável que indica se a usina hidrelétrica r está operando no estágio

$qurd_{krt}$ variável auxiliar para representar o produto entre qur_{rt} e d_{krt} .

vr_{krt} variável auxiliar para representar o produto entre vm_{rt} e d_{krt} .

Conforme pode ser visto, a FPH associada com a elevação da vazão é apresentada em (3.95). As restrições (3.96) se referem aos limites da variação de vazão e (3.97) relaciona as variáveis binárias das unidades para determinar quando a usina está em operação. Por sua vez, (3.98) define os limites de potência para a elevação de vazão e (3.99) desconta a vazão vertida da taxa de defluência para representar adequadamente o cálculo da potência a ser contabilizada na reserva. Cada restrição (3.100) representa uma aproximação linear da FPH que é usada para acessar a reserva de redução, utilizando a diferença entre a vazão turbinada aplicada a variação redução de vazão (3.101). Já (3.102) garante que, se a usina não está em operação, nenhuma equação de (3.100) deve ser incluída no modelo. O conjunto de restrições (3.103)-(3.104) definem as linearizações de qur_{rt} e d_{krt} , e vm_{rt} e d_{krt} , respectivamente. As restrições (3.105), (3.106) e (3.107) tem as mesmas funções que (3.99), (3.96) e (3.98), respectivamente. Por fim, a definição da reserva de elevação é apresentada em (3.109), a de redução em (3.108), e o conjunto (3.110) apresenta os limites das variáveis de operação *on-off* das usinas e unidades geradoras.

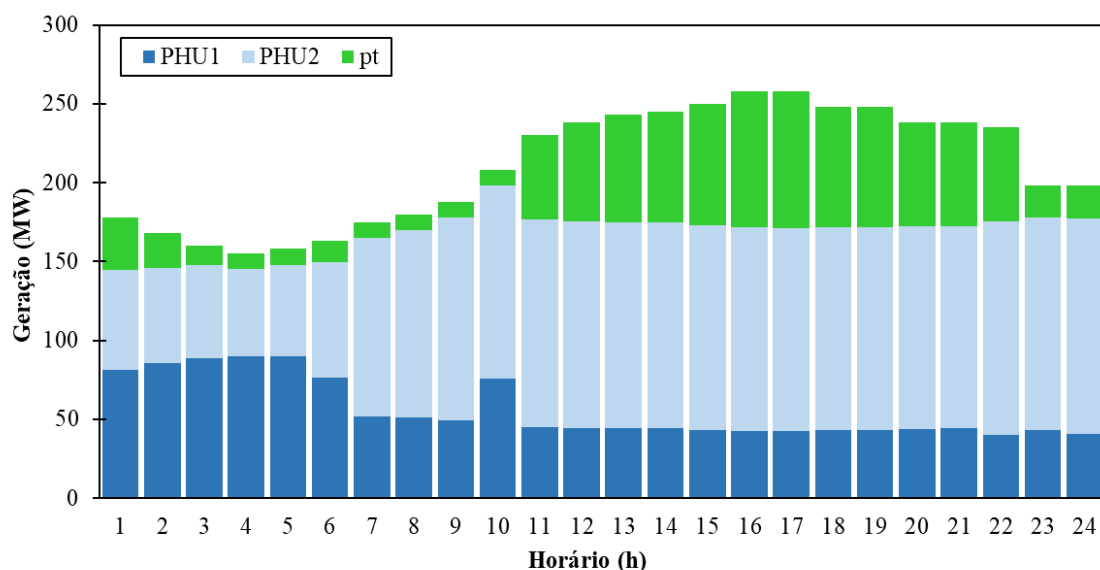
A formulação completa do Caso 3 – VA USI está no Apêndice H. Os principais resultados do problema de otimização seguem na Tabela 49 e a geração programada para cada usina segue na Figura 37.

Tabela 49 – Principais resultados para formulação do Caso 3 – VA USI.

Caso	\overline{PHU}_1 (MW)	Vol ₁ ²⁴ (hm ³)	\overline{PHU}_2 (MW)	Vol ₂ ²⁴ (hm ³)	\overline{RG}^+ (MW)	\overline{RG}^- (MW)	\overline{pt} (MW)	CTO (\$)	Tempo (s)
0*	55,66	4,93	117,56	4,60	-	-	37,53	51.911,7	5
Caso 1- PWE	56,87	4,85	112,76	5,25	28,60	36,30	41,12	52.418,5	4
Caso 1 – PWIM	56,87	4,85	112,76	5,25	29,0	36,30	41,12	52.418,5	21
Caso 2	56,84	4,85	112,62	5,26	21,08	36,13	41,29	52.462,3	31
Caso 3- ΔR	50,43	5,39	118,37	4,04	21,08	21,08	41,96	52.893,0	25
Caso 3- ΔPW	48,37	5,54	119,60	3,65	21,08	21,08	42,79	53.927,4	24
Caso 3- VA USI	56,07	4,89	111,80	5,29	21,08	21,08	42,88	53.513,4	52

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 37 – Geração programada para cada usina para Caso 3 – VA USI.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Os principais resultados com relação às variáveis associadas ao *commitment* da usina e às vazões de elevação e redução aplicadas para consulta na FPH seguem na Tabela 50.

Tabela 50 – Resultados das variáveis associadas ao *commitment* da usina e variações de vazão para o Caso 3 – VA USI.

Horário (h)	UHE 1 – UG1	UHE 1 – UG2	UH _{1,t}	$\delta e_{1,t}$ (m ³ /s)	$\delta red_{1,t}$ (m ³ /s)	UHE 2 – UG1	UHE 2 – UG2	UH _{2,t}	$\delta e_{2,t}$ (m ³ /s)	$\delta red_{2,t}$ (m ³ /s)
1	1	1	1	30	30	1	0	1	37	13,3
2	1	1	1	30	30	0	1	1	37	37
3	1	1	1	1,33	30	1	0	1	15,69	37
4	1	1	1	0,4	30	1	0	1	16,52	0
5	1	1	1	0,51	30	0	1	1	18,33	8,1
6	1	1	1	10,73	12,85	1	0	1	0	37
7	0	1	1	0	30	1	1	1	37	37
8	0	1	1	0	15,23	1	1	1	37	37
9	0	1	1	0,41	6,4	1	1	1	37	37
10	1	1	1	0	30	1	1	1	37	37
11	1	0	1	6,02	30	1	1	1	37	31,2
12	0	1	1	6,98	30	1	1	1	37	37
13	0	1	1	6,98	30	1	1	1	37	37
14	0	1	1	30	30	1	1	1	37	22,4
15	1	0	1	30	30	1	1	1	37	24,5

16	1	0	1	30	30	1	1	1	37	22,3
17	0	1	1	30	4,34	1	1	1	37	37
18	1	0	1	30	30	1	1	1	37	37
19	1	0	1	30	12,58	1	1	1	37	37
20	1	0	1	7,58	4,85	1	1	1	37	37
21	0	1	1	7,57	30	1	1	1	37	37
22	0	1	1	10,29	28,53	1	1	1	37	37
23	1	0	1	8,19	30	1	1	1	37	18,3
24	0	1	1	9,92	30	1	1	1	37	37

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Os resultados das variáveis associadas às aproximações lineares para cálculo da reserva de redução estão apresentados na Tabela 51, tendo como exemplo a Usina 1.

Tabela 51 – Resultados das variáveis associadas ao cálculo da reserva de redução para o Caso 3 – VA USI.

Horário (h)	PHU ₁ (MW)	$\delta red_{1,t}$	phc_red_{krt} (MW)					
			1	2	3	4	5	6
1	81,12	30	0	0	0	0	0	53,95
2	85,53	30	0	0	0	0	0	56,88
3	88,92	30	58,4	0	0	0	0	0
4	89,61	30	59,4	0	0	0	0	0
5	89,97	30	0	0	57,48	0	0	0
6	76,22	12,85	70	0	0	0	0	0
7	51,82	30	0	0	0	0	0	27,84
8	51,19	15,23	0	0	35	0	0	0
9	49,49	6,4	0	0	0	0	46,79	0
10	75,49	30	0	0	44,92	0	0	0
11	45,29	30	0	0	0	0	0	19,94
12	44,24	30	1,99	0	0	0	0	0
13	44,3	30	0	0	0	0	0	19,18
14	44,35	30	0	0	0	0	17,93	0
15	43,41	30	0	0	0	0	17,19	0
16	42,48	30	0	0	0	0	0	17,98
17	42,54	4,34	0	0	0	0	42,54	0
18	43,4	30	0,99	0	0	0	0	0

19	43,46	12,58	0	0	0	0	35	0
20	44,05	4,85	0	0	0	0	0	44,05
21	44,12	30	0	0	7,61	0	0	0
22	40,31	28,53	0	0	0	0	0	0
23	43,37	30	0	0	0	0	17,62	0
24	40,97	30	0	0	4,98	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Ressalta-se também que nessa última formulação são esperados alguns “erros” uma vez que a formulação de geração é dada em função de unidade geradora, porém a reserva é calculada pela usina agregada, que possui uma aproximação no cálculo da FPH. Contudo, a formulação requer menos variáveis e é de menor complexidade.

3.4.3.3 Representação por Unidade Geradora

As formulações apresentadas na seção anterior para cálculo da reserva considerando a taxa máxima de variação de defluência através de variáveis adicionais podem ser adaptadas para a modelagem das variáveis adicionais por unidade geradora, de forma a buscar uma representação mais precisa através da função de produção. Nessa formulação, a taxa máxima de variação de defluência da usina é dividida entre as unidades geradoras ($\delta_1 + \delta_2$). A FPH por unidade geradora é consultada em um novo ponto de turbinamento, determinado por $q_i \pm \delta_i$, cuja geração correspondente será armazenada nas variáveis phe_{rjt} e $phred_{rjt}$. Por esse motivo, o caso foi denominado Caso 3 – VA UG.

A formulação matemática segue abaixo.

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^T (\mathbf{A} \cdot \mathbf{p}t_t + \mathbf{B} \cdot \mathbf{v}_t) + \alpha \quad (3.111)$$

s.a: (3.13)-(3.33),(3.37)-(3.43),(3.67)-(3.72),(3.79)-(3.82),(3.88)-(3.89).

$$phe_{rjt} \leq \mathbf{E}_r^k z_{rjt} + \mathbf{F}_r^k q_{rjt} + \mathbf{F}_r^k \delta e_{rjt} + \mathbf{G}_r^k v_{m_{rt}}, k = 1, \dots, K \quad (3.112)$$

$$\mathbf{0} \leq \delta e_{rjt} \leq \mathbf{Q}_{rj}^{\max} z_{rjt} \quad (3.113)$$

$$\mathbf{0} \leq phe_{rjt} \leq y_{rjt} \quad (3.114)$$

$$\sum_{j=1}^{NG_r} \delta e_{rjt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r \quad (3.115)$$

$$phc_red_{krjt} = \mathbf{N}_r^k d_{krjt} + \mathbf{O}_r^k qrd_{krjt} + \mathbf{P}_r^k vr_{krjt}, k = 1, \dots, \mathbf{K} \quad (3.116)$$

$$qr_{rjt} = q_{rjt} - \delta red_{rjt} \quad (3.117)$$

$$\sum_{k=1}^{\mathbf{K}} d_{krjt} = z_{rjt} \quad (3.118)$$

$$\begin{aligned} qrd_{krjt} &\leq \mathbf{Q}_{jr}^{\max} d_{krjt}, qrd_{krjt} \leq qr_{rjt}, \\ qrd_{krjt} &\geq qr_{rjt} - \mathbf{Q}_{jr}^{\max} (1 - d_{krjt}), qrd_{krjt} \geq 0 \end{aligned} \quad (3.119)$$

$$\begin{aligned} vr_{krjt} &\leq \mathbf{V}_r^{\max} d_{krjt}, vr_{krjt} \leq vm_{rjt}, \\ vr_{krjt} &\geq vm_{rt} - \mathbf{V}_r^{\max} (1 - d_{krjt}), vr_{krjt} \geq 0 \end{aligned} \quad (3.120)$$

$$\sum_{j=1}^{NG_r} \delta red_{rjt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r \quad (3.121)$$

$$0 \leq \delta red_{rjt} \leq \mathbf{Q}_{rj}^{\max} z_{rjt} \quad (3.122)$$

$$0 \leq phc_red_{krjt} \leq y_{rjt} \quad (3.123)$$

$$RRED_{rt} \leq \sum_{j=1}^{NG_r} \left(ph_{rjt} - \sum_{k=1}^{\mathbf{K}} phc_red_{krjt} \right) \quad (3.124)$$

$$RELEV_{rt} \leq \sum_{j=1}^{NG_r} (phe_{rjt} - ph_{rjt}) \quad (3.125)$$

Em que:

phe_{rjt} potência da unidade j da usina r quando aplicada variação de elevação de vazão δe_{rjt} (m³/s) e consultada na aproximação linear k (MW).

phc_red_{krjt} potência da unidade j da usina r quando aplicada variação de redução de vazão δred_{rjt} (m³/s) e consultada na aproximação linear k (MW).

vr_{krjt} variável auxiliar para representar o produto entre vm_{rt} e d_{krt} (hm³).

qrd_{krjt} variável auxiliar para representar o produto entre qr_{rjt} e d_{krjt} (m³/s).

d_{krjt} variável binária que indica se a aproximação linear k da FPH da usina r unidade j e estágio t vai estar ativa na solução.

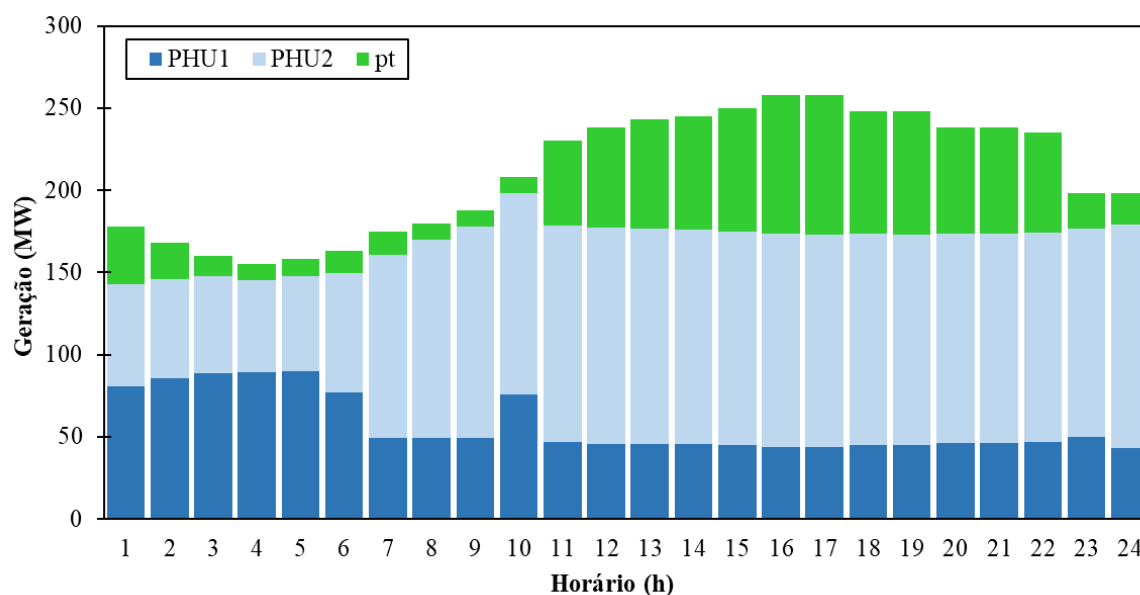
A formulação completa para o caso é apresentada no Apêndice I. Os principais resultados do problema de otimização seguem na Tabela 52 e a geração programada para cada usina segue na Figura 38.

Tabela 52 – Principais resultados para formulação do Caso 3 – VA UG.

Caso	\overline{PHU}_1 (MW)	Vol_1^{24} (hm ³)	\overline{PHU}_2 (MW)	Vol_2^{24} (hm ³)	\overline{RG}^+ (MW)	\overline{RG}^- (MW)	\overline{pt} (MW)	CTO (\$)	Tempo (s)
0*	55,66	4,93	117,56	4,60	-	-	37,53	51.911,7	5
Caso 1- PWE	56,87	4,85	112,76	5,25	28,60	36,30	41,12	52.418,5	4
Caso 1 – PWIM	56,87	4,85	112,76	5,25	29,0	36,30	41,12	52.418,5	21
Caso 2	56,84	4,85	112,62	5,26	21,08	36,13	41,29	52.462,3	31
Caso 3- ΔR	50,43	5,39	118,37	4,04	21,08	21,08	41,96	52.893,0	25
Caso 3- ΔPW	48,37	5,54	119,60	3,65	21,08	21,08	42,79	53.927,4	24
Caso 3- VA USI	56,07	4,89	111,80	5,29	21,08	21,08	42,88	53.513,4	53
Caso 3- VA UG	57,28	4,81	111,07	5,48	21,08	21,08	42,40	52.920,3	65

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Figura 38 – Geração programada para cada usina para Caso 3 – VA UG.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Ressalta-se que a formulação da variável ph_{rjt}^e por meio de envoltórias superiores pode levar a subestimar seu valor, de forma que a geração pudesse ser elevada mais ainda do que o resultado do problema indica. Tal situação pode ocorrer quando não houver necessidade de utilizar toda a reserva de elevação possível daquela unidade, uma vez que não há incentivo no problema de otimização para maximização dessa variável. Essa questão, contudo, pode ser tratada em pós-processamento ou através da adição de penalidades na função objetivo.

Além disso, durante a execução de testes mais simples em um sistema de uma única usina, notou-se que é possível inclusive que o valor de phe_{rjt} seja inferior a própria geração ph_{rjt} . Caso seja de interesse obter uma solução com resultados de phe_{rjt} diretamente maximizados, é possível alterar a formulação de phe_{rjt} de forma similar à feita para reduções, ou seja, avaliar os resultados de todas as aproximações lineares e selecionar a menor delas. Isso, porém, aumenta o número de variáveis do problema, inclusive binárias.

3.4.4 Rodada de múltiplos casos

De modo a obter informações adicionais, tanto em termos de solução quando em desempenho computacional, nesta seção é apresentada uma rodada de múltiplos testes com base na alteração das condições operativas (afluências, requisito de reserva do sistema, taxas de variação de defluência e carga do sistema) do problema de pequeno porte. As alterações foram feitas individualmente em relação ao caso original. O gap de otimalidade foi reduzido para 10^{-9} para uma comparação mais precisa de cada formulação, e cada execução é limitada em 1.800

segundos. Os resultados estão apresentados em termos de custo total de operação, gerações hidráulicas e térmicas médias diárias e tempo de processamento. Com relação ao Caso 1, foi escolhida apenas uma das formulações (Piecewise Inteiro Misto), visto que as duas resultam no mesmo ponto ótimo.

3.4.4.1 Fator de carga 0,9

O primeiro teste considera a alteração na carga do sistema, reduzindo para um fator de 0,9 do original. Os principais resultados deste teste estão na Tabela 53. Conforme mostram os resultados, mesmo com uma redução da carga, a consideração das restrições de limites de transmissão e taxa de variação de defluência na reserva trouxeram impactos na operação do sistema, uma vez que os custos foram elevados nos casos 2 e 3 em relação ao caso 1. Em relação ao tempo de processamento, apenas o Caso 3 – VA UG teve tempo de execução significativamente mais demorado.

Tabela 53 – Resultados para alteração da carga para um fator 0,9 (i.e., redução de 10%).

Caso	Custo (\$)	\overline{PHU}_1 (MW)	\overline{PHU}_2 (MW)	\overline{pt} (MW)	Tempo (s)
0*	25.459,7	71,24	111,97	6,79	28
1 – PWIM	25.770,6	69,79	112,09	8,12	35
2	26.036,6	67,78	113,38	8,84	19
3 – ΔR	26.403,8	64,09	111,55	14,35	25
3 – ΔPW	27.101,9	62,99	110,50	16,50	35
3 – VA USI	26.118,4	67,48	113,36	9,16	36
3 – VA UG	26.067,6	67,60	113,38	9,02	135

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A partir dos resultados da tabela é possível verificar que o Caso 1, cuja formulação considera menos restrições, possui o menor custo entre todos os casos. O Caso 2 teve custo de operação aumentado em relação ao Caso 1, uma vez que foi necessário utilizar mais geração térmica. Conforme os dados da Tabela 54, que estabelece uma comparação entre as variáveis resultantes do Caso 1 e 2 para alguns horários do dia de estudo, nota-se que a geração térmica foi elevada nos períodos nos quais a restrição de escoamento da geração da UHE 1 pelo sistema de transmissão ficou no limite ($RELEV_{1t}$ se torna igual à folga de transmissão).

Tabela 54 – Aumento de geração térmica e limitação de transmissão para escoar a reserva, resultados para Caso 2 com alteração da carga para um fator 0,9.

Horário (h)	$RELEV_{1t}$ (MW)	$RELEV_{2t}$ (MW)	pt (MW)	Diferença de pt em relação ao Caso 1 (MW)	Folga na transmissão que escoar geração da UHE 1 (MW)
1	1,24	14,76	13,59	+3,59	1,24
15	19,84	3,16	11,83	+1,7	19,84
21	15,41	6,59	0	0	15,41
22	14,71	6,29	0	0	14,71

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Em relação aos casos 3, nota-se que todos elevaram o custo em relação ao Caso 2, uma vez que novas restrições foram adicionadas e estas ficaram ativas. Iniciando as análises pelo Caso 3 – ΔPW , os resultados indicam que houve elevação de geração térmica em relação ao Caso 2 em períodos nos quais a restrição de taxa de variação máxima de defluência na reserva, calculada através das curvas $\Delta PHU \times PHU$, ficou ativa para alguma das UHEs (especialmente, $RELEV_{2t} = \Delta PE_2$). Os dados extraídos para alguns horários do dia seguem na Tabela 55.

Tabela 55 – Aumento de geração térmica e taxa de variação máxima de defluência, resultados para Caso 3- ΔPW com alteração da carga para um fator 0,9.

Horário (h)	$RELEV_{1t}$ (MW)	$RELEV_{2t}$ (MW)	pt (MW)	Diferença de pt em relação ao Caso 2 (MW)	ΔPE_1 (MW)	ΔPE_2 (MW)
10	6,98	12,02	12,57	+2,57	35,14	12,02
15	8,07	14,93	56,98	+45,15	35,48	14,93
16	11,77	11,23	61,11	+7,85	36,30	11,24
17	11,51	11,49	61,3	+7,89	36,23	11,49
18	10,25	11,75	50,5	+40,5	35,93	11,75
19	8,19	13,81	52,56	+42,56	35,44	13,82

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

O Caso 3 – VA USI também apresentou vários horários cuja reserva alocada ficou no limite da taxa máxima de variação de defluência, conforme Tabela 56. No entanto, os valores de geração térmica alocados foram inferiores em comparação ao Caso 3 – ΔPW .

Tabela 56 – Geração térmica e taxa de variação máxima de defluência, resultados para Caso 3-VA USI com alteração da carga para um fator 0,9.

Horário (h)	$RELEV_{1t}$ (MW)	$RELEV_{2t}$ (MW)	pt (MW)	Diferença de pt em relação ao Caso 3- Δ PW (MW)	Elevação estimada através de phe_{1t} (MW)	Elevação estimada através de phe_{2t} (MW)
10	2,71	18,18	10	-2,57	2,71	18,18
13	8,24	13,76	10	-1,45	8,23	13,77
14	10,03	11,97	10	-6,03	30,97	11,97
16	6,94	16,06	57,08	-4,03	6,94	16,06
17	6,94	16,06	57,28	-4,02	33,42	16,06
18	14,08	7,92	10	-40,5	14,08	7,92
19	14,62	7,38	10	-42,56	31,19	7,38
20	15,41	6,59	0	-10	15,42	8,45
21	13,83	8,17	0	-10	27,62	8,17

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Resolveu-se então investigar os resultados de taxa máxima de variação de defluência obtidos para o Caso 3 – Δ PW e, utilizando os resultados de vazão turbinada e volumes médios, estimar a variação máxima de geração através de consulta na FPH agregada. O cálculo foi feito manualmente após a finalização da execução do caso. Os resultados seguem na Tabela 57 e indicam que, especialmente para a UHE 2, a variação máxima de potência obtida consultando a curva Δ PHU x PHU subestimou o valor possível de ser obtido através da consulta direta à FPH agregada, uma vez que a linearização incorre em erros. Ressalta-se aqui também que os volumes médios foram alterados ao longo do dia em relação ao valor inicial (de 5 hm³), o que também contribui para a ocorrência de erros ao considerar a curva Δ PHU x PHU, que foi construída tendo como premissa o volume fixo em 5 hm³. Dessa forma, a geração térmica deste caso foi maior do que os demais.

Tabela 57 – Volumes médios e taxa de variação máxima de defluência, resultados para Caso 3- Δ PW com alteração da carga para um fator 0,9.

Horário (h)	vm_{1t} (hm ³)	vm_{2t} (hm ³)	ΔPE_1 (MW)	ΔPE_2 (MW)	ΔPE_1 estimado consultando FPH agregada (MW)	ΔPE_2 estimado consultando FPH agregada (MW)	Erro ΔPE_1 (MW)	Erro ΔPE_2 (MW)
10	4,4904	6,9634	35,14	12,02	33,79	17,44	1,35	-5,42
15	4,2325	6,8383	35,48	14,93	33,67	20,47	1,81	-5,54
16	4,2733	6,7979	36,30	11,24	34,75	16,02	1,55	-4,78
17	4,3186	6,6822	36,23	11,49	34,72	16,00	1,51	-4,52
18	4,3619	6,5637	35,93	11,75	34,38	16,00	1,54	-4,25
19	4,4007	6,4576	35,44	13,82	33,87	18,20	1,58	-4,38

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Em relação ao Caso 3 – VA UG, este apresentou resultados semelhantes de despacho hidráulico e térmico em relação ao Caso 3 – VA USI praticamente o dia todo. Contudo, verificou-se que nos horários de 16h e 17h, o despacho térmico foi reduzido no Caso 3 – VA UG, enquanto a UHE 2 manteve despacho muito semelhante, porém com maior reserva alocada. Os dados seguem na Tabela 58, são apresentados os resultados para o caso por unidade geradora e as diferenças em relação do caso por usina.

Tabela 58 – Diferenças dos resultados obtidos para Caso 3 - VA UG em relação ao Caso 3 – VA USI, com alteração da carga para um fator 0,9.

Horário (h)	PHU ₁ (MW)	Diferença de PHU ₁ (MW)	PHU ₂ (MW)	Diferença de PHU ₂ (MW)	pt (MW)	Diferença de pt (MW)	$RELEV_{2t}$ (MW)	Diferença de $RELEV_{2t}$ (MW)
16	46,25	+1,45	131,33	0,22	55,42	-1,66	17,51	+1,45
17	46,29	+1,43	131,1	0,23	55,62	-1,66	17,5	+1,44

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para investigar o motivo de uma geração parecida na UHE 2 resultar em alocação de reserva maior, os dados de vazão turbinada e volume médio do Caso 3 – VA UG foram utilizados para estimar qual seria o resultado das variáveis phe_{2t} caso fossem calculadas através da FPH agregada. Através da Tabela 59 é possível verificar como a utilização da FPH agregada estima uma elevação de potência menor na UHE 2, quando comparada com a estimativa feita por unidade geradora. Dessa forma, sinaliza-se que o Caso 3 – VA USI pode subestimar a reserva que poderia ser alocada e usar mais geração térmica como compensação. Tais situações

podem ocorrer em pontos de operação nos quais a representação da FPH agregada passa por aproximações.

Tabela 59 – Diferenças das variáveis adicionais de consulta à FPH para Casos 3, com alteração da carga para um fator 0,9.

Horário (h)	$phe_{2,1,t}$ (MW)	$phe_{2,2,t}$ (MW)	Total $phe_{2,j,t}$ (MW)	$phe_{2,t}$ (MW)	Diferença entre variáveis de elevação de geração (MW)
16	74,44	74,40	148,84	147,23	1,61
17	74,28	74,32	148,60	146,99	1,61

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.4.4.2 Fator de carga 1,1

Para considerar uma alteração na carga para um fator de 1,1 do original foram adicionadas variáveis de folga nas equações de balanço de demanda e atendimento do requisito de reserva, uma vez que o problema original já foi montado para uma situação restritiva. Na função objetivo foi adicionada uma penalidade de 10^9 no somatório das variáveis³². Os resultados seguem na Tabela 60. Com relação aos tempos de processamento, de modo geral os casos levaram mais tempo para convergir.

Tabela 60 – Resultados para alteração da carga para um fator 1,1 (i.e., elevação de 10%).

Caso	Custo (\$)	\overline{PHU}_1 (MW)	\overline{PHU}_2 (MW)	\overline{pt} (MW)	Tempo (s)
0*	1,037246169362 e+10	54,77	121,19	55,57	4
1 – PWIM	1,037247056514 e+10	58,15	104,97	68,40	21
2	1.037247065682 e+10	58,14	104,91	68,47	14
3 – ΔR	1.628032150092 e+10	46,64	102,85	81,96	181
3 – ΔPW	3.587162697489 e+10	41,99	108,58	79,93	319
3 – VA USI	1.037247316403 e+10	56,46	103,53	71,53	362
3 – VA UG	1.037247201934 e+10	56,41	104,96	70,62	137

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Os resultados de custo se apresentam maiores em função da necessidade de usar as variáveis de folga. De modo geral, as variáveis de folga de fato utilizadas na solução foram as de atendimento à carga na barra 5 e atendimento do requisito de reserva de elevação, no período final da tarde e noite. Detalhes sobre o custo total de operação de cada caso e as variáveis de

³² Inicialmente os casos foram executados com penalidade de 10^6 e em seguida foi alterado para 10^9 , uma vez que não houve alteração na média do despacho térmico, foi escolhido manter o valor de 10^9 .

folga utilizadas seguem na Tabela 61. Os valores foram arredondados para duas casas decimais para melhor compreensão.

Tabela 61 – Resultados detalhados para alteração da carga para um fator 1,1.

Caso	CTO (\$)	Variáveis de folga utilizadas (MW)
0*	77.803,41	Balanço de carga e geração na barra 5: 5,19 MW às 16h e 5,19 MW às 17h.
1 – PWIM	86.673,66	Balanço de carga e geração na barra 5: 5,19 MW às 16h e 5,19 MW às 17h.
2	86.765,07	Balanço de carga e geração na barra 5: 5,19 MW às 16h e 5,19 MW às 17h.
3 – ΔR	102.283,5	Balanço de carga e geração na barra 5: 0,5 MW às 15h; 5,82 MW às 16h e 5,82 MW às 17h. Atendimento ao requisito de reserva de elevação: 0,59 MW às 15h; 1,8 MW às 16h e 1,74 MW às 17h.
3 – ΔPW	99.747,96	Balanço de carga e geração na barra 5: 0,47 MW às 15h; 5,37 MW às 16h e 5,37 MW às 17h. Atendimento ao requisito de reserva de elevação: 0,39 MW às 14h; 5MW às 15h; 7,28 MW às 16h; 7,23 MW às 17h; 2,42 MW às 18h e 2,36 MW às 19h.
3 – VA USI	89.273,08	Balanço de carga e geração na barra 5: 5,19 MW às 16h e 5,19 MW às 17h.
3 – VA UG	88.129,08	Balanço de carga e geração na barra 5: 5,19 MW às 16h e 5,19 MW às 17h.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.4.4.3 Taxa máxima de variação de defluência

Na Tabela 62 estão os resultados para alteração da taxa máxima de variação de defluência, cujos valores iniciais eram $D_1=30\text{m}^3/\text{s}$ e $D_2=37,5\text{m}^3/\text{s}$ e foram alterados para $D_1=40\text{m}^3/\text{s}$ e $D_2=45\text{m}^3/\text{s}$. Nesse caso, foi necessário atualizar as curvas $\Delta PHU \times PHU$.

Tabela 62 – Resultados para alteração da taxa máxima de variação de defluência.

Caso	Custo (\$)	\overline{PHU}_1 (MW)	\overline{PHU}_2 (MW)	\overline{pt} (MW)	Tempo (s)
0*	51.397,40	52,24	118,01	40,50	4
1 – PWIM	51.927,80	55,66	113,91	41,18	23
2	52.318,55	57,00	112,53	41,22	27
3 – ΔR	52.410,40	51,50	118,04	41,21	31
3 – ΔPW	53.033,70	49,89	118,79	42,07	20
3 – VA USI	52.701,30	57,59	110,93	42,23	51
3 – VA UG	52.450,30	56,53	112,28	41,95	48

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Com relação ao tempo de execução, todos os casos obtiveram resultados próximos para essa condição de operação, sendo que os casos 3- VA USI e 3 – VA UG obtiveram tempo levemente superior. Nota-se uma diferença de custo entre os Casos 2 e 3- ΔR , mesmo sem alteração significativa do despacho térmico na média diária. Isso ocorreu em função de dois motivos: (i) no Caso 3- ΔR houve desligamento da térmica na madrugada e posterior acionamento durante o dia, o que adiciona o custo de partida de 530 \$, enquanto no Caso 2 a térmica permaneceu ligada; e (ii) a parcela de custo futuro foi menor no Caso 3- ΔR em função do uso mais contido do reservatório da Hidrelétrica 1, conforme dados da Tabela 63, e que tem maior sensibilidade na definição do custo futuro, conforme Equação (3.12).

Tabela 63 – Volumes finais dos reservatórios e parcela de custo futuro para Caso 3- ΔR e Caso 2, para situação de para alteração da taxa máxima de variação de defluência.

Caso	Custo futuro α (\$)	Vol ₁ ²⁴ (hm ³)	Vol ₂ ²⁴ (hm ³)
2	877,31	4,84	5,29
3 – ΔR	452,28	5,30	4,20

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.4.4.4 Requisito de reserva de 5% e 8% da carga

Na Tabela 64 estão os resultados para alteração do requisito de reserva para 5% da carga do sistema. Nota-se que, uma vez que o requisito de reserva menor em relação à capacidade de geração do sistema, as restrições de cada caso quase não foram limitantes e o custo total de operação praticamente não foi alterado. Apenas o Caso 3 – VA USI apresentou um custo levemente superior aos demais. Os resultados foram analisados e notou-se que no horário de 22h a geração da UHE 2 para este caso foi reduzida em relação aos demais casos, sendo compensada por elevação da térmica. No entanto, a reserva alocada na UHE 2 não foi alterada. Os principais resultados seguem na Tabela 65 em comparação ao Caso 3 – VA UG.

Tabela 64 – Resultados alteração do requisito de reserva do sistema para 5% da carga.

Caso	Custo (\$)	\overline{PHU}_1 (MW)	\overline{PHU}_2 (MW)	\overline{pt} (MW)	Tempo (s)
0*	51.911,7	55,66	117,56	37,53	5
1 – PWIM	51.911,7	55,66	117,56	37,53	35
2	51.911,7	55,66	117,56	37,53	19
3 – ΔR	51.911,7	55,66	117,56	37,53	7
3 – ΔPW	51.911,7	55,66	117,56	37,53	7
3 – VA USI	51.912,2	55,66	117,50	37,58	42
3 – VA UG	51.911,7	55,66	117,56	37,53	20

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 65 – Diferenças dos resultados obtidos para Caso 3 - VA USI em relação ao Caso 3 – VA UG, com alteração do requisito de reserva para 5% da carga.

Horário (h)	PHU_1 / Diferença (MW)	PHU_2 / Diferença (MW)	pt / Diferença (MW)	$RELEV_{1t}$ / Diferença (MW)	$RELEV_{2t}$ / Diferença (MW)
22	50,57 / 0	131,93 / -1,35	52,5 / +1,36	2,53 / 0	9,47 / 0

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Ao reexecutar o Caso 3 – VA USI tomando como restrição a curva de geração térmica obtida nos demais casos, o custo de operação foi elevado, confirmando que o caso anterior era de fato ótimo. A elevação de custo ocorreu em função da alteração da parcela de custo futuro devido a alteração de volume na UHE 1, que foi prioridade de geração na execução desse caso, como pode ser visto na Tabela 66.

Tabela 66 – Diferenças dos resultados obtidos para Caso 3 - VA USI reexecutado em relação ao Caso 3 – VA UG, com alteração do requisito de reserva para 5% da carga.

Variáveis	Caso 3 - VA UG	Caso 3 - VA USI	Caso 3 - VA USI reexecutado com curva de térmica fixa
PHU1	55,66	55,66	57,40
PHU2	117,56	117,50	115,82
pt (MW)	37,53	37,58	37,53
Custo total	51.911,70	51.912,20	52.374,20
α (\$)	4.549,85	4.481,93	5.011,90
vol _{1,24} (hm ³)	4,93	4,93	4,78
vol _{2,24}	4,60	4,61	4,94

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Ao considerar uma alteração do requisito de reserva para 8% da carga, Tabela 67, a diferença de custo entre os casos volta a acontecer. Com relação ao tempo de execução, os casos com requisito de reserva de 5% da carga tiveram resultados parecidos, enquanto no caso com requisito de reserva de 8% da carga o Caso 3 -VA UG apresentou tempo maior que os demais.

Tabela 67 – Resultados para alteração do requisito de reserva do sistema para 8% da carga.

Caso	Custo (\$)	$\overline{\text{PHU}}_1$ (MW)	$\overline{\text{PHU}}_2$ (MW)	$\overline{\text{pt}}$ (MW)	Tempo (s)
0*	51.911,7	55,66	117,56	37,53	5
1 – PWIM	51.990,4	54,73	117,82	38,19	30
2	52.054,1	54,63	117,80	38,32	18
3 – ΔR	52.058,0	54,60	117,80	38,35	8
3 – ΔPW	52.176,0	53,80	117,78	39,17	4
3 – VA USI	52.186,9	54,03	117,52	39,19	52
3 – VA UG	52.084,9	54,51	117,76	38,48	83

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.4.4.5 Elevação e redução da vazão incremental

Em relação a alteração na vazão incremental, duas situações foram consideradas: elevação de 50 e 80 m³/s para 60 e 120 m³/s, conforme Tabela 68; e redução para 20 e 20 m³/s conforme Tabela 69. Com relação ao tempo de execução dos casos, para as duas alterações de vazões, o Caso 3 – VA UG apresentou tempo maior do que os demais casos.

Tabela 68 – Resultados para alteração da afluência incremental (elevação).

Caso	Custo (\$)	$\overline{\text{PHU}}_1$ (MW)	$\overline{\text{PHU}}_2$ (MW)	$\overline{\text{pt}}$ (MW)	Tempo (s)
0*	24.198,1	63,38	128,40	18,97	1
1 – PWIM	37.804,4	58,71	122,17	29,87	4
2	38.962,5	51,29	128,67	30,79	6
3 – ΔR	43.023,8	49,60	127,10	34,05	16
3 – ΔPW	48.760,1	42,94	129,16	38,65	14
3 – VA USI	39.809,8	47,42	131,85	31,47	21
3 – VA UG	39.252,0	49,736	129,99	31,03	39

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 69 – Resultados para alteração da afluência incremental (redução).

Caso	Custo (\$)	\overline{PHU}_1 (MW)	\overline{PHU}_2 (MW)	\overline{pt} (MW)	Tempo (s)
0*	152.767,0	51,47	108,55	50,73	5
1 – PWIM	154.213,0	60,16	97,32	53,27	12
2	154.329,0	59,97	97,25	53,53	11
3 – ΔR	154.469,0	59,49	96,98	54,29	13
3 – ΔPW	154.820,0	58,78	96,60	55,37	26
3 – VA USI	156.747,0	57,85	94,31	58,59	19
3 – VA UG	155.559,0	57,77	96,89	56,09	61

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Notou-se que os níveis dos reservatórios foram significativamente alterados em relação à partida de 5 hm³. Os casos de afluências baixas terminaram com volumes próximos ou abaixo de 2 hm³, e os casos de afluências elevadas variando até próximo de 10 hm³, conforme Tabela 70.

Tabela 70 – Volumes médios obtidos ao final do dia para casos alterando a previsão afluência.

Alteração na afluência	Caso	$vm_{1,24}$ (hm ³)	$vm_{2,24}$ (hm ³)
Elevação	1 – PWIM	3,46	9,89
	2	3,02	9,96
	3 – ΔR	4,88	7,94
	3 – ΔPW	6,96	5,74
	3 – VA USI	3,35	9,13
	3 – VA UG	3,13	9,68
Redução	1 – PWIM	1,88	2,06
	2	1,89	2,05
	3 – ΔR	1,94	2,03
	3 – ΔPW	2,00	2,01
	3 – VA USI	2,02	2,21
	3 – VA UG	2,06	1,87

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

No caso de afluências elevadas houve ocorrência de vertimentos significativos em alguns períodos do dia, com horários variando entre cada caso. Notou-se que em alguns momentos do dia houve vertimento enquanto ainda havia espaço para armazenamento nos reservatórios. Nesses casos, a decisão do vertimento está relacionada com a otimização do

problema, uma vez que não foi incluída na formulação deste sistema de teste alguma representação de aversão ao vertimento. Para este caso, portanto, segue a ressalva de que o vertimento não está modelado na FPH e nem nas considerações da curva $\Delta PHU \times PHU$, sendo esperado erros. Para modelos reais, reforça-se a possibilidade de implementar penalidades de vertimento. Para ter uma estimativa do resultado, foi adicionada uma penalidade de 10^9 no somatório dos vertimentos das usinas ao longo do dia, e o caso foi executado novamente. Pondera-se que para modelos reais um estudo mais detalhado acerca do fator de penalidade deve ser realizado. Os resultados seguem na Tabela 71, sendo que para vários deles houve aumento de custo em relação à Tabela 68.

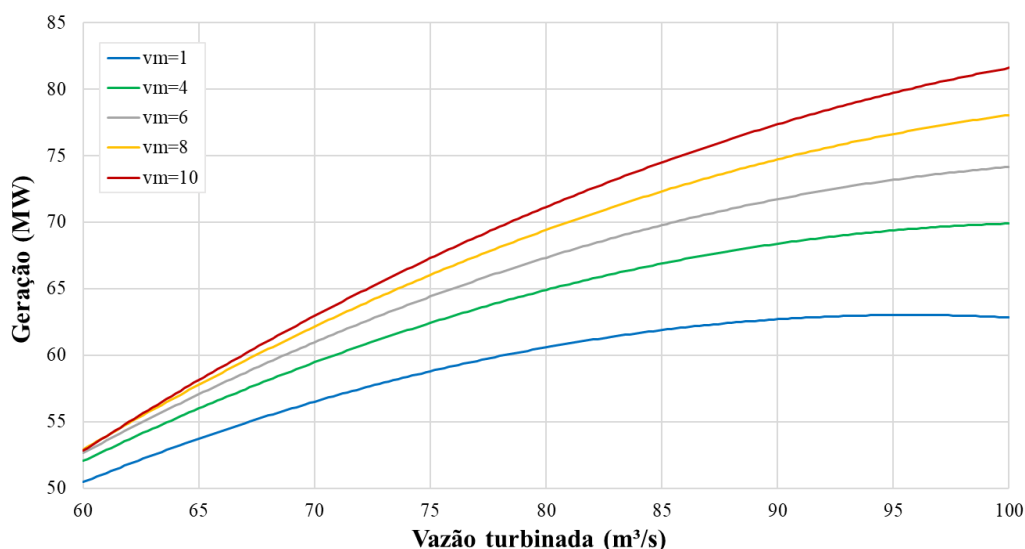
Tabela 71 – Resultados para alteração da afluência incremental (elevação) considerando penalidade de vertimento.

Caso	Custo (\$)	\overline{PHU}_1 (MW)	\overline{PHU}_2 (MW)	\overline{pt} (MW)	Tempo (s)
0*	25.059,1	66,64	124,45	19,65	1
1 – PWIM	39.684,5	61,00	118,37	31,37	9
2	41.968,7	59,03	118,52	33,20	14
3 – ΔR	43.611,6	53,51	122,72	34,52	10
3 – ΔPW	48.760,1	42,92	129,18	38,65	15
3 – VA USI	43.088,2	56,53	120,12	34,10	15
3 – VA UG	42.712,7	58,73	118,21	33,80	86

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Nas situações operativas consideradas nessa seção, nota-se como os resultados dos casos 3 que utilizam variáveis adicionais são significativamente alterados. Um dos motivos que contribuem para isso é a consideração a variação do volume na FPH e no cálculo da taxa máxima de variação. Na Figura 39 foi plotada a FPH de uma unidade geradora da UHE 2 operando sob diferentes volumes (1, 4, 6, 8 e 10 hm³) no reservatório. É possível verificar como o formato das curvas é alterado, sendo que para volumes maiores (curva vermelha) é possível obter uma variação de potência muito maior para uma mesma variação de vazão quando em comparação com volumes menores (curva azul).

Figura 39 – Exemplo de FPH de unidade da usina 2 operando sob diferentes volumes.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Ou seja, para os casos de afluências elevadas, os reservatórios operam em volumes mais elevados, nos quais uma variação de vazão é capaz de causar uma variação de geração maior. Dessa forma, as restrições de variação não se tornam tão restritivas, o que contribui para indicar um custo menor no Caso -VA USI e Caso 3 -VA UG em relação aos Casos 3 baseados em estratégia de regressão linear. Salienta-se a observação de que, ao adicionar cada vez mais restrições no problema através dos casos 1, 2 e 3, o custo de operação é elevado; contudo, a modelagem da taxa de variação de defluência é um aspecto relevante que pode não estar adequada e se tornar restritiva demais, elevando a geração térmica acima do necessário.

Por outro lado, para afluências baixas, os casos formulados consultando a FPH para estimativa da variação de geração em função da variação de defluência indicaram custos maiores em relação aos indicados pela estratégia de regressão linear, uma vez que capturam a excursão do reservatório para volumes abaixo dos 5 hm³. Para exemplificar, uma comparação entre os resultados de geração máxima a ser elevada conforme a taxa máxima de variação de defluência para o caso de afluências reduzidas foi feita na Tabela 72. Foram comparados os resultados obtidos para o Caso 3 – ΔR com um cálculo feito utilizando os dados de vazão turbinada e volume médio aplicando a consulta na FPH agregada. É possível notar como a variação de potência vista pelo Caso 3 – ΔR é mais otimista durante boa parte do dia.

Tabela 72 – Diferenças dos resultados obtidos para Caso 3 – ΔR com estimativa feita consultando a FPH, caso com redução da afluência.

Horário (h)	ΔPE_1 (MW)	ΔPE_1 estimado consultando FPH agregada (MW)	Erro ΔPE_1 (MW)	ΔPE_2 (MW)	ΔPE_2 estimado consultando FPH agregada (MW)	Erro ΔPE_2 (MW)
1	27,10	24,04	-3,06	34,86	33,84	-1,02
2	26,08	18,88	-7,20	35,41	33,78	-1,63
3	25,32	14,87	-10,45	35,99	33,72	-2,28
4	25,12	13,29	-11,83	36,87	33,63	-3,24
5	25,08	12,40	-12,68	36,13	33,77	-2,36
6	25,55	13,76	-11,78	35,50	33,90	-1,60
7	26,77	18,50	-8,27	34,45	34,10	-0,35
8	28,07	23,63	-4,44	32,90	36,42	3,52
9	34,21	33,78	-0,43	23,18	27,56	4,38
10	28,47	24,53	-3,94	19,45	20,65	1,20
11	34,94	32,26	-2,68	19,28	19,78	0,50
12	34,87	32,22	-2,65	20,75	22,07	1,33
13	34,91	32,13	-2,78	20,71	21,60	0,89
14	34,94	32,04	-2,90	20,68	20,92	0,23
15	35,31	31,83	-3,48	20,20	19,28	-0,92
16	35,74	31,67	-4,08	19,40	16,95	-2,46
17	35,78	31,60	-4,18	19,36	16,05	-3,31
18	35,42	31,61	-3,81	20,07	16,88	-3,18
19	35,46	31,53	-3,93	20,02	15,99	-4,03
20	35,21	31,55	-3,65	20,27	15,77	-4,50
21	35,21	31,48	-3,73	20,59	15,76	-4,83
22	35,22	31,41	-3,82	20,85	15,63	-5,22
23	35,26	31,33	-3,93	20,16	13,31	-6,84
24	36,62	31,40	-5,22	18,90	9,14	-9,76

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.4.4.6 Limites de transmissão

Em seguida fez-se uma alteração aumentando os limites de transmissão, cujos valores originais eram J_1^{\max} de 40 MW e J_2^{\max} de 50 MW. Os valores foram alterados para 60 / 70 MW

(Tabela 73) e 80 / 80 MW (Tabela 74) respectivamente. Nota-se que a partir de determinado ponto, o aumento de limite não acarreta alteração de custo uma vez que a restrição deixa de se tornar ativa, de modo que os resultados das duas tabelas são iguais, com exceção de pequenas alterações no tempo execução. Com relação ao tempo de execução dos casos, para as duas alterações de vazões, o Caso 3 – VA UG apresentou tempo maior do que os demais casos.

Tabela 73 – Resultados para alteração dos limites elétricos de transmissão para $J_1^{\text{MAX}}=60$ MW e $J_2^{\text{MAX}}=70$ MW.

Caso	Custo (\$)	$\overline{\text{PHU}}_1$ (MW)	$\overline{\text{PHU}}_2$ (MW)	$\overline{\text{pt}}$ (MW)	Tempo (s)
0*	44.166,5	78,61	119,77	12,37	9
1 – PWIM	44.599,9	77,41	119,46	13,88	15
2	44.599,9	77,41	119,46	13,88	16
3 – ΔR	44.777,2	74,62	120,59	15,54	15
3 – ΔPW	45.066,8	73,41	119,97	17,37	18
3 – VA USI	44.825,6	78,96	117,21	14,58	30
3 – VA UG	44.703,5	79,94	117,13	13,68	58

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 74 – Resultados para alteração dos limites elétricos de transmissão para $J_1^{\text{MAX}}=$ e $J_2^{\text{MAX}}=80$ MW.

Caso	Custo (\$)	$\overline{\text{PHU}}_1$ (MW)	$\overline{\text{PHU}}_2$ (MW)	$\overline{\text{pt}}$ (MW)	Tempo (s)
0*	44.166,5	78,61	119,77	12,37	11
1 – PWIM	44.599,9	77,41	119,46	13,88	13
2	44.599,9	77,41	119,46	13,88	14
3 – ΔR	44.777,2	74,62	120,59	15,54	19
3 – ΔPW	45.066,8	73,41	119,97	17,37	20
3 – VA USI	44.825,6	78,96	117,21	14,58	29
3 – VA UG	44.703,5	79,94	117,13	13,68	45

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

3.4.4.7 Conclusões

Para praticamente todas as alterações feitas, o Caso 3- ΔPW indicou despacho térmico superior em relação ao Caso 3- ΔR . Porém, em certas condições de operação os resultados dos casos 3 construídos com base na regressão linear se apresentam diferentes daqueles construídos através de variáveis adicionais que consulta a FPH. As formulações mais complexas dos casos

3 que utilizam variáveis adicionais se mostram relevantes de serem consideradas especialmente em condições nas quais há alteração significativa de volume na UHE ao longo do dia. Contudo, esses últimos casos tiveram tempo de processamento superior.

Além disso, de modo geral, verifica-se que os fatores que mais tiveram influência no resultado de custo da operação foram a carga do sistema, a previsão de afluência e os limites elétricos de transmissão. A maior alteração de custo ocorreu para redução de vazão incremental, devido a necessidade de uso de geração térmica. O requisito de reserva e a taxa de variação de defluência trouxeram variações em montantes menores, porém ainda significativos.

4 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Com a entrada das fontes renováveis intermitentes, houve um aumento nas incertezas na operação do SIN, o que traz atenção para a reserva de potência no sistema. Dessa forma, aperfeiçoamentos no cálculo e estimativa da reserva de potência disponível são importantes para garantir a segurança da operação dos sistemas elétricos. Dentro desse tema amplo, que envolve desde a quantificação dos requisitos, a alocação nas usinas, até a sinalização de preço, nesse trabalho os esforços foram concentrados na formulação de novas restrições operativas que afetam a alocação de reserva dentro da programação hidrotérmica de curtíssimo prazo.

As primeiras análises feitas indicaram que há espaço para melhoria nos resultados indicados pelo modelo energético atual. Nesse sentido, identificou-se como relevante investigar a alocação de reserva nas usinas sem acarretar violações de condições operativas (sendo a taxa máxima de variação de defluência a condição analisada) e além da análise de viabilidade de escoamento de geração até às cargas (a reserva deve respeitar os limites elétricos de transmissão). Dessa forma, a contribuição se dá por buscar considerar essas restrições operativas, que já são consideradas pelo modelo de otimização para determinação da geração, para também determinação da reserva.

O estudo feito para propor a formulação matemática dessas restrições dentro do problema de otimização levantou: *i)* a necessidade de estratégias para contornar restrições condicionais e funções não-lineares mantendo o problema como inteiro-misto linear; e *ii)* a possibilidade de formulações matemáticas com diferentes níveis de simplificações, em um trade-off entre resultados mais acurados e complexidade de formulação (o que pode acarretar maior tempo de processamento).

A implementação de diferentes formulações em um sistema de pequeno porte permitiu a investigação de diferentes abordagens para a melhoria da representação da reserva de potência nos problemas de programação hidrotérmica. A necessidade de linearização do cálculo da potência máxima acionada, necessária para o cálculo da reserva girante, além da atenção do sentido dos arbitrados nos fluxos de transmissão, foram alguns destaques.

Em relação à consideração da taxa de variação de defluência na reserva, inicialmente é apresentada uma abordagem simplificada através de curvas que relacionam a potência gerada pela usina (PHU) e a variação máxima de geração que respeite a taxa de variação de defluência (Δ PHU). Uma formulação mais complexa também foi investigada visando utilizar variáveis adicionais para calcular as potências correspondentes à variação de defluência, a nível de representação por usina e unidade geradora, que leva em consideração aspectos adicionais,

como o efeito do volume. O caso denominado 3- VA UG foi o mais completo analisado neste trabalho, e portanto pode ser considerado a melhor abordagem em termos de qualidade, pois leva em consideração as três restrições (faixa operativa, limites elétricos e taxa de variação de defluência) ao mesmo tempo, enquanto considera uma representação mais acurada para a taxa de variação de defluência, aplicando a variação de vazão na mesma função de produção hidráulica utilizada para determinação da geração, portanto sendo esperado menos erros de aproximações nesse processo. Contudo, essa formulação utiliza maior número de variáveis.

Devido à utilização de sistema de pequeno porte, não foi possível extrair conclusões detalhadas a respeito do impacto no tempo de processamento de cada formulação proposta em sistemas reais. Nota-se, contudo, que os casos com maior complexidade e número de variáveis, como o Caso 3 - VA USI e o Caso 3 - VA UG levaram um tempo maior para solução. Isso é uma sinalização de que a utilização dessa modelagem de reserva envolve um *trade off*, uma vez que essas formulações são capazes de representar melhor os efeitos na reserva dos casos de alteração de volume do reservatório. Sua implementação, portanto, pode ser avaliada conforme a capacidade de regularização dos reservatórios envolvidos.

Os estudos feitos em um sistema de pequeno porte para teste das formulações indicaram alterações de despacho térmico com a introdução das novas restrições. Esse resultado serve como sinalização da importância de realizar estudos mais avançados com as formulações, utilizando dados reais do sistema elétrico brasileiro. De toda forma, o trabalho evidenciou a possibilidade de melhorias relevantes para a formulação da reserva de potência nos modelos de otimização hidrotérmica de curtíssimo prazo.

4.1 PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Dando continuidade ao trabalho desenvolvido, sugere-se:

1. Realizar avaliação da formulação proposta utilizando dados reais de usinas hidrelétricas brasileiras.
2. Realizar estudos da implementação da formulação proposta para os limites de transmissão do SIN. Atualmente existem diversas restrições de limites de transmissão consideradas modelo DESSEM, como restrições de limite de fluxo nas linhas e restrições de limites no somatório de fluxos nas linhas. Existem também restrições cujo limite é determinado de forma mais complexa, é o caso das restrições de segurança elétrica definidas por tabelas, nas quais são considerado limites considerados “dinâmicos” para o somatório de fluxos, pois dependem da operação de determinados parâmetros (como fluxo em

determinada linha ou de dados fixos, como a carga de uma região), e são inseridos de forma iterativa no modelo. Além disso, também existem restrições de segurança elétrica representadas através de funções lineares por partes (LPP), nas quais os limites dos somatórios de fluxos são variáveis do próprio problema. Nessa situação, existem inequações que relacionam os cortes das aproximações lineares por partes com os limites da restrição em função de um parâmetro controlador. Mais detalhes acerca da representação de cada uma dessas representações na implementação atual do DESSEM podem ser encontrados no Manual de Metodologia do DESSEM (CEPEL, 2022a).

3. Realizar estudos da adaptação da formulação proposta para restrições de taxa de variação de defluência definidas para períodos diferentes daqueles usados na discretização da simulação, como taxas de variação horária para despacho semi-horários (caso brasileiro), taxas de variação de 2h ou 10h ou diárias, por exemplo.
4. Estender as formulações propostas nesse trabalho para modelagens de Função de Produção Hidrelétrica utilizadas em problemas reais, considerando a influência de outras variáveis tais como vertimento e vazão turbinada na usina (no caso individualizado).
5. Investigar aperfeiçoamentos nas formulações propostas nesse trabalho, como a construção da curva $\Delta PHU \times PHU$ considerando uma superfície em função da variação de volume, ao invés de uma reta. Essa alternativa pode contornar as questões discutidas para situações nas quais o volume do reservatório se altera significativamente ao longo do dia, cuja formulação proposta no trabalho não captura.
6. Realizar estudo da implementação da formulação proposta em modelo de grande porte ou o modelo de curtíssimo prazo DESSEM, comparando os tempos computacionais envolvidos com cada opção de formulação proposta.
7. Realizar estudos para avaliação do impacto no preço spot (PLD) da consideração de novas restrições na reserva de potência nos modelos computacionais.
8. Realizar estudos com outras formulações possíveis, mas que não foram consideradas neste trabalho, como por exemplo a geração mínima variável conforme a FPH. Neste cenário, pode-se aplicar um procedimento semelhante

à curva $\Delta PHU \times PHU$, relacionando a geração mínima com o volume (ou queda) do reservatório.

9. Realizar estudos com outras vertentes de modelagem, como cootimização da reserva utilizando modelagem estocástica, robusta ou com Aritmética Afim, nas quais é possível modelar as correlações entre os potenciais geradores de necessidade de reserva.

Como sugestão de trabalhos adicionais similares que podem ser realizados:

1. Realizar estudos para avaliação dos critérios para definição do requisito de reserva de potência operativa;
2. Avaliar novas restrições relacionadas ao UCH que possam impactar indiretamente a reserva de potência, como o requisito mínimo de máquinas sincronizadas para inércia mínima, comentado na introdução.

REFERÊNCIAS

ABDOU, I.; TKIOUAT, M. Unit Commitment Problem in Electrical Power System: A Literature Review. **International Journal of Electrical & Computer Engineering (2088-8708)**, v. 8, 2018.

ANSTINE, L. T. et al. Application of probability methods to the determination of spinning reserve requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland interconnection. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 82, p. 726–735, 1963.

ARNOFF, E. L.; CHAMBERS, J. C. Operations Research Determination of Generation Reserves. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems**, v. 76, p. 316–325, 1957.

BALDWIN, C. J.; DALE, K. M.; DITTRICH, R. F. A study of the economic shutdown of generating units in daily dispatch. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems**, v. 78, p. 1272–1282, 1959.

CASTRO, J. F. C. et al. **Spinning reserve assessment in multiarea systems via Monte Carlo simulation and CE method**. 2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS). [S.l.]: [s.n.]. 2018. p. 1–6.

CENTRO DE ENERGIA. **Modelo de Planificación de Largo Plazo (PLP)**. [S.l.]. 2022. Disponível em: <https://centroenergia.cl/seleccionados/plp/>. Acesso em: 31/10/2022.

CEPEL. **Manual de Metodologia do Modelo DESSEM**. [S.l.]. 2022a.

CEPEL. **Relatório de Projeto – DSE - 999 / 2022: Proposta de modelagem das restrições de unit commitment hidráulico e curvas de eficiência para o modelo DESSEM**. [S.l.]. 2022b.

CHEN, C.-L.; CHEN, Z.-Y.; LEE, T.-Y. Multi-area economic generation and reserve dispatch considering large-scale integration of wind power. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 55, p. 171–178, 2014.

CICOGNA, M. A. **Sistema de suporte a decisão para o planejamento ea programação da operação de sistemas de energia elétrica**. University of Campinas, Brazil. [S.l.]. 2004.

COSTA, A. L.; COSTA, A. S. **Energy and ancillary service dispatch through dynamic optimal power flow**. 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings. [S.l.]: [s.n.]. 2003. p. 7–pp.

COTIA, B. P.; BORGES, C. L. T.; DINIZ, A. L. Optimization of wind power generation to minimize operation costs in the daily scheduling of hydrothermal systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 113, p. 539–548, 2019.

DA SILVA, A. M. L. L. et al. Long-term probabilistic evaluation of operating reserve requirements with renewable sources. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, p. 106–116, 2010.

DE AGUIAR, A. S. **Estratégia de Oferta de Geradoras em Leilões de Contratação de Energia Elétrica**. PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO - PUC-RIO. [S.l.]. 2004.

DE MORAES, R. A. et al. Short-term scheduling of integrated power and spinning reserve of a wind-hydrothermal generation system with ac network security constraints. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 29, p. 1–14, 2018.

DINIZ, A. L. et al. **Short/mid-term hydrothermal dispatch and spot pricing for large-scale systems-the case of Brazil**. 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC). [S.l.]: [s.n.]. 2018. p. 1–7.

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, p. 1298–1308, 2008.

DINIZ, A. L.; SOUZA, T. M. Short-term hydrothermal dispatch with river-level and routing constraints. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, p. 2427–2435, 2014.

DOS SANTOS, K. V. et al. Accelerated dual dynamic integer programming applied to short-term power generation scheduling. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 145, p. 108689, 2023.

ELA, E.; MILLIGAN, M.; KIRBY, B. **National Renewable Energy Laboratory, “Operating reserves and variable generation,” National Renewable Energy Laboratory**. Tech. Report, NREL/TP-5500-51978, Aug. 2011.[Online]. Available: [http://www](http://www....) [S.l.]. 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica 067/2018 - Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para incorporação de atributos do planejamento**. [S.l.]. 2018.

ENGIE. **Propostas de metodologias para a formação de preços por oferta no Brasil - Entregável 4: Visão Internacional - P&D ANEEL PD-00403-0050/2020**. [S.l.]. 2021. Disponível em: https://www.engie.com.br/uploads/2021/09/PeD_Engie_Rel4_VisaoInternacional.pdf. Acesso em: 24/10/2022.

FARHAT, I. A.; EL-HAWARY, M. E. Optimization methods applied for solving the short-term hydrothermal coordination problem. **Electric Power Systems Research**, v. 79, p. 1308–1320, 2009.

FINGRID. **Reserves and balancing power**. [S.l.]. 2022a. Disponível em: https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/reserves_and_balancing. Acesso em: 24/10/2022.

FU, Y.; SHAHIDEHPOUR, M.; LI, Z. Security-constrained unit commitment with AC constraints. **IEEE transactions on power systems**, v. 20, p. 1001–1013, 2005.

GUO, C. et al. **Research on provincial regulation ancillary service market of china under the new round of electricity reform**. 2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC). [S.l.]: [s.n.]. 2019. p. 1411–1416.

GUROBI OPTIMIZATION, LLC. **Gurobi Optimizer Reference Manual**. [S.l.]. 2023.

HAAKANA, J. et al. Methodology to analyze combined heat and power plant operation considering electricity reserve market opportunities. **Energy**, v. 127, p. 408–418, 2017.

HÅBERG, M. Fundamentals and recent developments in stochastic unit commitment. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 109, p. 38–48, 2019.

HELSETH, A.; GEBER DE MELO, A. C. Scheduling toolchains in hydro-dominated systems: Evolution, current status and future challenges for Norway and Brazil. **SINTEF Rapport**, 2020.

HU, J. et al. Evaluating the ancillary services market for large-scale renewable energy integration in China's northeastern power grid. **Utilities Policy**, v. 69, p. 101179, 2021.

KIRBY, B.; HIRST, E. Unbundling electricity: ancillary services. **IEEE Power Engineering Review**, v. 16, 1996.

KONG, J.; SKJELBRED, H. I.; FOSSO, O. B. An overview on formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem. **Electric Power Systems Research**, v. 178, p. 106027, 2020.

KUMAR, V.; NARESH, R.; SINGH, A. Investigation of solution techniques of unit commitment problems: A review. **Wind Engineering**, v. 45, p. 1689–1713, 2021.

LOWERY, C.; OMALLEY, M. Reserves in stochastic unit commitment: An Irish system case study. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, p. 1029–1038, 2014.

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-PSCC. [S.l.]: [s.n.]. 2002. p. 24–28.

MACEIRAL, M. E. P. et al. **Twenty years of application of stochastic dual dynamic programming in official and agent studies in Brazil-main features and improvements on the NEWAVE model**. 2018 power systems computation conference (PSCC). [S.l.]: [s.n.]. 2018. p. 1–7.

MATOS, M. et al. Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 31, p. 562–569, 2009.

MEDEIROS, A. D. R. et al. **Metodologia e critérios para determinação de níveis mínimos de inércia equivalente no SIN, em decorrência da integração das fontes eólica e solar em larga escala**. XXV SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. [S.l.]: [s.n.]. 2019.

MICHEL, S. M. et al. **MUDANÇA DE FILOSOFIA NA OPERAÇÃO DO CAG NO TEMPO REAL**. [S.l.]. 2022. XVII Encontro para Debates de Assuntos de Operação (EDAO).

MINISTÉRIO DE ENERGIA DO CHILE. **Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo - Informe Final corregido**. [S.l.]. 2018. Disponível em: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_corregido_pelp_2018-2022.pdf. Acesso em: 03/11/2022.

MUCKSTADT, J. A.; KOENIG, S. A. An application of Lagrangian relaxation to scheduling in power-generation systems. **Operations research**, v. 25, p. 387–403, 1977.

NACIONAL, C. E. **ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS**. [S.l.]. 2022. Disponível em: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/10/Estudio-CFyDR-2022-Parte-2-Informe-Final.pdf>. Acesso em: 03/11/2022.

NERC. **Reliability Guideline - Operating Reserve Management: version 3**. [S.l.]. 2021. Disponível em: <https://www.nerc.com>. Acesso em: 28/05/2022.

NIU, S.; INSLEY, M. On the economics of ramping rate restrictions at hydro power plants: Balancing profitability and environmental costs. **Energy Economics**, v. 39, p. 39–52, 2013.

OLIVARES, M. A. et al. A framework to identify Pareto-efficient subdaily environmental flow constraints on hydropower reservoirs using a grid-wide power dispatch model. **Water Resources Research**, v. 51, p. 3664–3680, 2015.

ONS. **O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**. [S.l.]. 2022a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 08/02/2022.

ONS. **Histórico da Operação - Capacidade Instalada de Geração**. [S.l.]. 2022b. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx. Acesso em: 26/10/2023.

ONS. **Submódulo 3.3 - Planejamento da operação energética de médio prazo**. [S.l.]. 2022c. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 20/02/2022.

ONS. **Submódulo 4.3- Programação mensal da operação energética**. [S.l.]. 2022d. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 20/02/2022.

ONS. **Submódulo 4.5 - Programação Diária da Operação**. [S.l.]. 2022e. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 20/02/2022.

ONS. **Submódulo 2.4 - Critérios para estudos energéticos e hidrológicos**. [S.l.]. 2022f. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx. Acesso em: 06/04/2022.

ONS. **Submódulo 5.1 - Operação do Sistema e das instalações da Rede de Operação.** [S.l.]. 2022g. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 06/06/2022.

ONS. **Submódulo 3.10 - Estudos para segurança operacional elétrica.** [S.l.]. 2022h. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 25/02/2022.

ONS. **Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos.** [S.l.]. 2022i. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 25/02/2022.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação - MPO.** [S.l.]. 2022j. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>. Acesso em: 28/10/2023.

OREN, S. S. **Design of ancillary service markets.** Proceedings of the 34th annual hawaii international conference on system sciences. [S.l.]: [s.n.]. 2001. p. 9–pp.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. **Mathematical programming**, v. 52, p. 359–375, 1991.

PÉREZ-DÍAZ, J. I.; WILHELMI, J. R. Assessment of the economic impact of environmental constraints on short-term hydropower plant operation. **Energy Policy**, v. 38, p. 7960–7970, 2010.

PJM. **PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations - Revision: 122.** [S.l.]. 2022b. Disponível em: <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>. Acesso em: 24/10/2022.

ROSA, M. et al. Operational reserve assessment considering wind power fluctuations in power systems. In: _____ **Handbook of Wind Power Systems.** [S.l.]: Springer, 2013. p. 379–411.

RYAN, J. et al. **Variable generation, reserves, flexibility and policy interactions**. 2014 47th Hawaii International Conference on System Sciences. [S.l.]: [s.n.]. 2014. p. 2426–2434.

SANTOS, T. N. et al. Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in Brazil: The dessem model. **Electric Power Systems Research**, v. 189, p. 106709, 2020.

SCHÄFFER, L. E. et al. **Modelling of environmental constraints for hydropower optimization problems—a review**. 2020 17th international conference on the European energy market (EEM). [S.l.]: [s.n.]. 2020. p. 1–7.

SCHIER, J.; OTHERS. Análise comparativa de metodologias de alocação de serviços ancilares de reserva em mercados de energia elétrica, 2007.

SODER, L. Reserve margin planning in a wind-hydro-thermal power system. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, p. 564–571, 1993.

TAKTAK, R.; D’AMBROSIO, C. An overview on mathematical programming approaches for the deterministic unit commitment problem in hydro valleys. **Energy Systems**, v. 8, p. 57–79, 2017.

TRANSPOWER. **Frequency keeping**. [S.l.]. 2022a. Disponível em: <https://www.transpower.co.nz/system-operator/information-industry/electricity-market-operation/ancillary-services/frequency>. Acesso em: 31/10/2022.

TRANSPOWER. **Instantaneous reserve**. [S.l.]. 2022b. Disponível em: <https://www.transpower.co.nz/system-operator/information-industry/electricity-market-operation/ancillary-services/instantaneous>. Acesso em: 31/10/2022.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO. **Python-MIP**. [S.l.]. 2023. Disponível em: <https://www.python-mip.com>. Acesso em: 14/03/2023.

VAN ACKOOIJ, W. et al. Large-scale unit commitment under uncertainty: an updated literature survey. **Annals of Operations Research**, v. 271, p. 11–85, 2018.

VELASCO, C. J. Metodologia para o Cálculo do Valor do Serviço e da Remuneração dos Agentes Fornecedores de Reservas Operativas. **Rio de Janeiro, RJ, Brasil: PUC-Rio, Departamento de Engenharia Elétrica, 2004.**

VIEIRA FILHO, X. **Operação de sistemas de potência com controle automático de geração.** [S.l.]: Campus, 1984.

ZHONG, R. et al. Short-term scheduling of expected output-sensitive cascaded hydro systems considering the provision of reserve services. **Energies**, v. 13, p. 2477, 2020.

APÊNDICE A – Programação Diária da Operação

A etapa da Programação Diária envolve um conjunto de atividades cujo produto é o Programa Diário de Operação (PDO). A Tabela 75 apresenta diversos estudos que compõem o PDO, detalhes podem ser encontrados em (ONS, 2022e). A execução do modelo DESSEM é uma das etapas para a elaboração do produto Programa Diário de Produção (PDP), sendo a publicação dos decks de entrada, contendo as informações pertinentes para execução do modelo, e de saída é uma responsabilidade da área de Programação Diária (ONS, 2022e). Destaca-se que, apesar dos resultados do modelo DESSEM abrangerem o horizonte de até 7 dias, correspondente a semana operativa³³, a Programação Diária elabora os produtos para o dia de programação (D) durante o dia anterior (D-1) e considerando a discretização de 48 patamares semi-horários.

Tabela 75 – Composição do Programa Diário de Operação (PDO).

Produto	Principal informação contida no produto
Programa Diário de Produção (PDP)	Programa de geração, em intervalo de 30 minutos, das usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solares.
Programa Diário de Intervenções (PDI)	Instalações e equipamentos que serão submetidos a intervenções ou a testes.
Programa Diário de Defluências (PDF)	Defluência total (turbinada e vertida) média diária programada por aproveitamento, e previsão, para o dia programado, do nível final de armazenamento nos reservatórios.
Programa Diário de Carga e Frequência (PDCF)	Reserva de potência hidráulica e sua alocação, por Centro de Operação do Sistema – COSR ³⁴ .
Recomendações e Diretrizes Eletroenergéticas (RDE)	Diretrizes normativas eletroenergéticas que subsidiam a execução do PDP, do PDF e do PDCF e a operação de tempo real.
Informações Meteorológicas (INFMET)	Informações meteorológicas previstas.
Validação Elétrica da Programação Energética (VALIDAÇÃO)	Previsão de carregamento dos equipamentos elétricos da Rede de Operação, bem como os valores dos fluxos e inequações normatizados nas instruções e/ou recomendados nas intervenções.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor, com informações retiradas de ONS (2022e).

³³ A semana operativa considerada nas programações mensal e diária inicia aos sábados e finaliza na sexta-feira. Conforme os dias avançam dentro da semana operativa, há menos dias no horizonte de estudo, sendo o final da semana operativa sempre mantido na sexta-feira (ONS, 2022f).

³⁴ O ONS trabalha com quatro Centros Regionais de Operação do Sistema: Regional Sul, Regional Sudeste/Centro-Oeste, Regional Nordeste e Regional Norte (ONS, 2022g).

Diariamente, para a obtenção do PDP para o dia seguinte, a primeira etapa após obter os insumos, é a execução do modelo de curtíssimo prazo DESSEM, cujos dados utilizados e o resultado são publicados para os Agentes e encaminhado para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Após a publicação do resultado do modelo, é disponibilizado o período de uma hora para os Agentes proporem alterações na programação de geração definida pelo modelo conforme necessidade como, por exemplo: declaração de inflexibilidade por parte de uma usina térmica que não foi despachada por mérito³⁵, adequação de geração hidráulica conforme restrição de *unit commitment*, entre outros. Essas alterações podem acarretar um desbalanço entre carga e geração, e assim inicia-se a etapa denominada Pós-DESSEM, na qual é feito novamente o fechamento do balanço energético de acordo com as políticas energéticas vigentes³⁶.

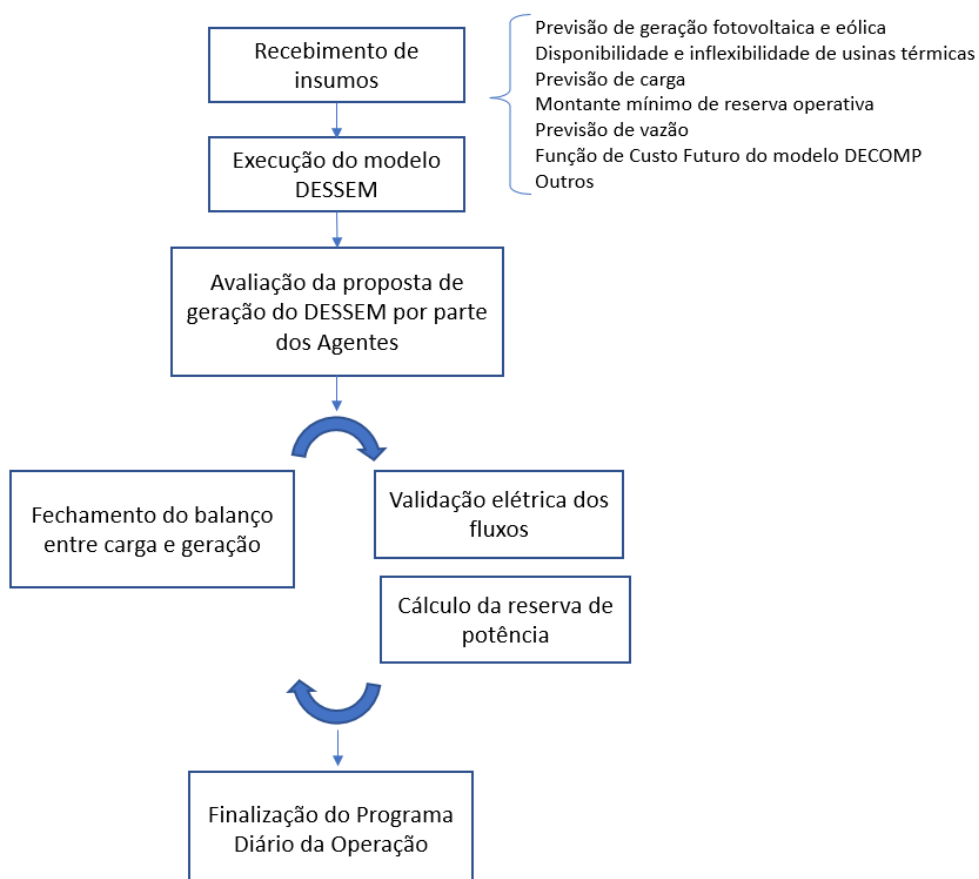
Após essa tentativa de fechamento de balanço, é feita a validação elétrica através de fluxo de potência DC. Havendo necessidade de correções de violações de fluxos através de alteração de geração, há nova iteração para fechamento do balanço. Ressalta-se também que simultaneamente são feitas avaliações hidráulicas para coordenação de cascatas e o cálculo da reserva de potência. O processo finaliza quando não há mais violações elétricas ou necessidade de ajustes no programa de geração. O produto contém a programação de geração de todas as usinas nos 48 patamares do dia de programação.

Neste trabalho são abordados temas relacionados com o PDP e a alocação de reserva de potência, indicada no PDCF. Os dois produtos são elaborados pela equipe de Programação Diária do ONS e os principais processos relacionados a estes dois produtos estão esquematizados na Figura 40.

³⁵ A ordem de mérito é o indicativo da necessidade de geração da usina térmica definida pelo modelo DESSEM e discretizada pelos 48 patamares. Ocorre quando o CMO da barra é igual ou superior ao CVU da usina, para o patamar em questão.

³⁶ As políticas energéticas consideradas estão contidas nos relatórios de Recomendações e Diretrizes Eletroenergéticas que compõem o Programa Diário de Operação.

Figura 40 – Esquemático dos processos da Programação Diária.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

APÊNDICE B – Exemplos de restrições de taxa máxima de variação de defluência

As restrições operativas foram retiradas de cadastros disponíveis no site do ONS, conforme informações disponíveis no momento da consulta (maio e junho de 2022) e seguem na Tabela 76. Os dados referentes a geração e unidades geradoras foram retirados do Cadastro de Informações Operacionais de Dados de Equipamentos. Os dados referentes às restrições e recomendações de taxa de variação de defluências foram retirados do Cadastro de Informações Operacionais Hidráulicas.

Tabela 76 – Dados operacionais de algumas usinas hidráulicas brasileiras.

Usina	Geração mínima por UG (MW)	Número de UGs na usina	Varição máxima (restrição ou recomendação)
Paulo Afonso 4	251	6	-
Itaparica	180	6	-
Tucuruí	205	23	Taxa de variação máx. horária de defluência de 2000 m ³ /s/hora
Itumbiara	201	6	Taxa de variação máxima de defluência 2500 m ³ /s/dia.
Ilha Solteira	90	20	A partir de 8000 m ³ /s de defluência recomenda-se que a taxa de variação da vazão defluente não seja superior a 10% da defluência anterior.
Marimbondo	0	8	Taxa de variação máxima de defluência 2000 m ³ /s/dia.
Capivara	63	4	Para vazões defluentes inferiores a 3.000 m ³ /s - sem restrições. Para vazões \geq 3.000 m ³ /s, a taxa de variação horária máxima das vazões defluentes, em m ³ /s/hora, será no máximo 10% da vazão horária defluente anterior.
Água Vermelha	0	6	Taxa de variação máxima de defluência 2000 m ³ /s/dia.
Furnas	101	8	Taxa de variação máxima de defluência 2000 m ³ /s/dia.
Emborcação	112	4	Taxa de variação máxima de defluência 2500 m ³ /s/dia.
Estreito (L.C. Barreto)	126	6	-
Nova Ponte	115	3	Taxa de variação máxima de defluência 2000 m ³ /s/dia.
Passo Fundo	70	2	Defluência < 400 m ³ /s → Taxa \leq 100 m ³ /s/h; Defluência \geq 400 m ³ /s → Taxa \leq 200 m ³ /s/h.
Gov. Bento Munhoz	240	4	Vazão Defluente \leq 2.000 m ³ /s → Taxa Máxima de Variação da Defluência = 600 m ³ /s/h; Vazão Defluente > 2.000 m ³ /s → Taxa Máxima de Variação da Defluência = 1.000 m ³ /s/h;

Segredo	165	4	Vazão Defluente $\leq 2.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa Máxima de Variação da Defluência = $600 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$; Vazão Defluente $> 2.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa Máxima de Variação da Defluência = $1.000 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$;
Salto Santiago	270	4	Vazão Defluente $\leq 2.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa Máxima de Variação da Defluência = $600 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$; Vazão Defluente $> 2.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa Máxima de Variação da Defluência = $1.000 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$
Salto Osório	130	6	Vazão Defluente $\leq 2.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa Máxima de Variação da Defluência = $600 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$; Vazão Defluente $> 2.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa Máxima de Variação da Defluência = $1.000 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$
Barra Grande	190	3	Defluência $\leq 12.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa $\leq 400 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$; Defluência $> 12.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa $\leq 500 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$.
Campos Novos	120	3	Defluência $\leq 8.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa $\leq 200 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$; Defluência $> 8.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa $\leq 400 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$.
Itá	200	5	Defluência $\leq 6.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa $\leq 500 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$; Defluência $> 6.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa $\leq 1.000 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$.
Foz do Chapecó	150	4	Taxas de variação de defluência estão relacionadas com abertura do vertedouro.
Estreito (TOC)	0	8	Vazão afluente < 8.000 \rightarrow Taxa de Variação Máxima de Defluência diária $1.500 \text{ m}^3/\text{s}$ $8.000 < \text{Vazão afluente} < 10.000$ \rightarrow Taxa de Variação Máxima de Defluência diária $2.000 \text{ m}^3/\text{s}$ Vazão afluente > 10.000 \rightarrow Taxa de Variação Máxima de Defluência diária $2.500 \text{ m}^3/\text{s}$
Salto Caxias	235	4	Vazão Defluente $\leq 2.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa Máxima de Variação da Defluência = $600 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$; Vazão Defluente $> 2.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa Máxima de Variação da Defluência = $1.000 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$;
Gov. Parigot de Souza	15	4	-
Lajeado	100	5	-
Machadinho	260	3	Vazão Defluente $\leq 5.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa $\leq 500 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$ Vazão Defluente $> 5.000 \text{ m}^3/\text{s}$ \rightarrow Taxa $\leq 1.000 \text{ m}^3/\text{s}/\text{h}$
São Simão	185	6	Taxa de variação máxima de vazão defluente $2500 \text{ m}^3/\text{s}/\text{dia}$.
Serra da Mesa	240	3	Taxa de variação máxima de vazão defluente de $2500 \text{ m}^3/\text{s}/\text{dia}$
Sobradinho	46	6	Taxa de variação de defluência média de um dia para o outro: $1000 \text{ m}^3/\text{s}/\text{dia}$, em condições

			de controle de cheias; e de 500 m ³ /s/dia, em condições normais.
Três Irmãos	140	5	Defluência a partir de 2000 m ³ /s recomenda-se que a taxa de variação da vazão defluente não seja superior a 10% da defluência anterior
Xingó	311	6	A maior variação de defluência permitida ao longo do dia é de 800 m ³ /s entre o valor máximo e o mínimo, com um intervalo de pelo menos 10 horas, resguardando uma flutuação horária máxima de 300 m ³ /s.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

APÊNDICE C – Formulação completa do Caso 1 - PWE

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^T (\mathbf{A} \cdot pt_t + \mathbf{B} \cdot v_t) + \alpha$$

s.a:

$$\sum_{j=1}^{NG_1} ph_{1jt} - f_{2t} - f_{1t} = \mathbf{0}$$

$$pt_t - f_{3t} + f_{1t} - f_{6t} = \mathbf{0}$$

$$f_{6t} - f_{5t} = \mathbf{L}_{3t}$$

$$f_{2t} + f_{3t} - f_{7t} = \mathbf{L}_{4t}$$

$$f_{7t} - f_{4t} = \mathbf{L}_{5t}$$

$$\sum_{j=1}^{NG_2} ph_{2jt} + f_{5t} + f_{4t} = \mathbf{0}$$

$$-J_1^{\max} \leq f_{lt} \leq J_1^{\max}$$

$$f_{lt} = \frac{\theta_{a(l)}^t - \theta_{b(l)}^t}{\mathbf{x}_{a(l) \cdot b(l)}} \cdot \mathbf{bs}_{pu}$$

$$\boldsymbol{\theta}_1^t = \mathbf{0}$$

$$v_t - w_t = u_t - u_{t-1}$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{on}}}^{NH} v_q \leq u_t$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{off}}}^{NH} w_q \leq 1 - u_t$$

$$\mathbf{PT}^{\min} u_t \leq pt_t \leq \mathbf{PT}^{\max} u_t$$

$$pt_t - pt_{t-1} \leq \mathbf{C} \times u_{t-1} + \mathbf{PT}^{\min} v_t$$

$$pt_{t-1} - pt_t \leq \mathbf{C} \times u_t + \mathbf{PT}^{\min} w_t$$

$$vol_{1t} + \mathbf{K} \cdot (qu_{1t} + s_{1t}) - vol_{1,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{1t}$$

$$vol_{2t} + \mathbf{K} \cdot (qu_{2t} + s_{2t} - qu_{1,t-1} - s_{1,t-1}) - vol_{2,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{2t}$$

$$qu_{rt} - \sum_{j=1}^{NG_r} q_{rjt} = \mathbf{0}$$

$$vm_{rt} - \mathbf{0,5}(vol_{rt} + vol_{r,t-1}) = \mathbf{0}$$

$$ph_{rjt} \leq \mathbf{E}_r^k \cdot z_{rjt} + \mathbf{F}_r^k \cdot q_{rjt} + \mathbf{G}_r^k \cdot vm_{rt}, k=1, \dots, \mathbf{K}_r$$

$$y_{rjt} \leq \mathbf{H}_r^k + \mathbf{I}_r^k \cdot vm_{rt}, k = 1, \dots, \mathbf{KS}_r^{\max}$$

$$y_{rjt} \geq \mathbf{AI}_r + \mathbf{BI}_r \cdot vm_{rt} - \mathbf{PHM}_{rj}^{\max}(1 - z_{rjt})$$

$$\mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt} \leq ph_{rjt} \leq y_{rjt}$$

$$y_{rjt} \leq \mathbf{PHM}_{rj}^{\max} z_{rjt}$$

$$y_{rjt} \leq \mathbf{PH}_{rjt}^{\max}$$

$$y_{rjt} \geq \mathbf{PH}_{rjt}^{\max} - \mathbf{PHM}_{rj}^{\max}(1 - z_{rjt})$$

$$y_{rjt} \geq \mathbf{0}$$

$$\mathbf{Q}_{jr}^{\min} z_{rjt} \leq q_{jrt} \leq \mathbf{Q}_{rj}^{\max} z_{rjt}$$

$$\mathbf{0} \leq vol_{rt} \leq \mathbf{V}_r^{\max}$$

$$\alpha + \sum_{r=1}^{NH} \pi_r vol_{r,24} \geq \Pi$$

$$qu_{rt} + s_{rt} - qu_{r,t-1} - s_{r,t-1} \leq \mathbf{D}_r$$

$$qu_{r,t-1} + s_{r,t-1} - qu_{rt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r$$

$$u_t, v_t, w_t, z_{rjt} \in \{0,1\}.$$

$$\forall t, \forall r, \forall j, \forall l$$

$$\sum_{r=1}^{NH} \sum_{j=1}^{NG_r} (y_{rjt} - ph_{rjt}) \geq k_{res} \sum_{k=1}^{NB} \mathbf{L}_{kt}$$

$$\sum_{r=1}^{NH} \sum_{j=1}^{NG_r} (ph_{rjt} - \mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt}) \geq k_{res} \sum_{k=1}^{NB} \mathbf{L}_{kt}$$

APÊNDICE D – Formulação completa do Caso 1 - PWIM

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^T (\mathbf{A} \cdot pt_t + \mathbf{B} \cdot v_t) + \alpha$$

s.a:

$$\sum_{j=1}^{NG_1} ph_{1jt} - f_{2t} - f_{1t} = \mathbf{0}$$

$$pt_t - f_{3t} + f_{1t} - f_{6t} = \mathbf{0}$$

$$f_{6t} - f_{5t} = \mathbf{L}_{3t}$$

$$f_{2t} + f_{3t} - f_{7t} = \mathbf{L}_{4t}$$

$$f_{7t} - f_{4t} = \mathbf{L}_{5t}$$

$$\sum_{j=1}^{NG_2} ph_{2jt} + f_{5t} + f_{4t} = \mathbf{0}$$

$$-J_1^{\max} \leq f_{lt} \leq J_1^{\max}$$

$$f_{lt} = \frac{\theta_{a(l)}^t - \theta_{b(l)}^t}{\mathbf{x}_{a(l)} \cdot \mathbf{b}(l)} \cdot \mathbf{bs}_{pu}$$

$$\boldsymbol{\theta}_1^t = \mathbf{0}$$

$$v_t - w_t = u_t - u_{t-1}$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{on}}}^{NH} v_q \leq u_t$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{off}}}^{NH} w_q \leq 1 - u_t$$

$$\mathbf{PT}^{\min} u_t \leq pt_t \leq \mathbf{PT}^{\max} u_t$$

$$pt_t - pt_{t-1} \leq \mathbf{C} \times u_{t-1} + \mathbf{PT}^{\min} v_t$$

$$pt_{t-1} - pt_t \leq \mathbf{C} \times u_t + \mathbf{PT}^{\min} w_t$$

$$vol_{1t} + \mathbf{K} \cdot (qu_{1t} + s_{1t}) - vol_{1,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{1t}$$

$$vol_{2t} + \mathbf{K} \cdot (qu_{2t} + s_{2t} - qu_{1,t-1} - s_{1,t-1}) - vol_{2,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{2t}$$

$$qu_{rt} - \sum_{j=1}^{NG_r} q_{rjt} = \mathbf{0}$$

$$vm_{rt} - \mathbf{0},5(vol_{rt} + vol_{r,t-1}) = \mathbf{0}$$

$$ph_{rjt} \leq \mathbf{E}_r^k \cdot z_{rjt} + \mathbf{F}_r^k \cdot q_{rjt} + \mathbf{G}_r^k \cdot vm_{rt}, k=1, \dots, \mathbf{K}_r$$

$$y_{rjt} = \sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} (\mathbf{H}_r^k \cdot x^k_{rjt} + \mathbf{I}_r^k \cdot va^k_{rjt})$$

$$\mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt} \leq ph_{jrt} \leq y_{rjt}$$

$$\mathbf{VA}_r^{k-1} \cdot x^k_{rjt} \leq va^k_{rjt} \leq \mathbf{VA}_r^k \cdot x^k_{rjt}$$

$$\sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} x^k_{rjt} - z_{rjt} = \mathbf{0}$$

$$\mathbf{0} \leq vm_{rt} - \sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} va^k_{rjt} \leq \mathbf{V}_r^{\max}(1 - z_{rjt})$$

$$x^k_{rjt} \in \{0,1\}$$

$$\mathbf{Q}_{jr}^{\min} z_{rjt} \leq q_{jrt} \leq \mathbf{Q}_{jr}^{\max} z_{rjt}$$

$$\mathbf{0} \leq vol_{rt} \leq \mathbf{V}_r^{\max}$$

$$\alpha + \sum_{r=1}^{NH} \boldsymbol{\pi}_r vol_{r,24} \geq \Pi$$

$$qu_{rt} + s_{rt} - qu_{r,t-1} - s_{r,t-1} \leq \mathbf{D}_r$$

$$qu_{r,t-1} + s_{r,t-1} - qu_{rt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r$$

$$u_t, v_t, w_t, z_{rjt} \in \{0,1\}.$$

$$\forall t, \forall r, \forall j, \forall l$$

$$\sum_{r=1}^{NH} \sum_{j=1}^{NG_r} (y_{rjt} - ph_{rjt}) \geq k_{res} \sum_{k=1}^{NB} \mathbf{L}_{kt}$$

$$\sum_{r=1}^{\mathbf{NH}} \sum_{j=1}^{\mathbf{NG}_r} (ph_{rjt} - \mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt}) \geq k_{res} \sum_{k=1}^{\mathbf{NB}} \mathbf{L}_{kt}$$

APÊNDICE E – Formulação completa do Caso 2

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^T (\mathbf{A} \cdot pt_t + \mathbf{B} \cdot v_t) + \alpha$$

s.a:

$$\sum_{j=1}^{NG_1} ph_{1jt} - f_{12t} + f_{21t} - f_{14t} + f_{41t} = \mathbf{0}$$

$$pt_t + f_{12t} - f_{21t} - f_{24t} + f_{42t} - f_{23t} + f_{32t} = \mathbf{0}$$

$$f_{23t} - f_{32t} + f_{63t} - f_{36t} = \mathbf{L}_{3t}$$

$$f_{14t} - f_{41t} + f_{24t} - f_{42t} + f_{54t} - f_{45t} = \mathbf{L}_{4t}$$

$$f_{45t} - f_{54t} + f_{65t} - f_{56t} = \mathbf{L}_{5t}$$

$$\sum_{j=1}^{NG_2} ph_{2jt} + f_{56t} - f_{65t} + f_{36t} - f_{63t} = \mathbf{0}$$

$$J_l^{\max} \leq f_{lt}, f_{lt} \geq 0$$

$$f_{a(l),b(l),t} - f_{b(l),a(l),t} = \frac{\theta_{a(l)}^t - \theta_{b(l)}^t}{\mathbf{x}_{a(l),b(l)}} \cdot \mathbf{bs}_{pu}$$

$$\boldsymbol{\theta}_1^t = \mathbf{0}$$

$$v_t - w_t = u_t - u_{t-1}$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{on}}}^{NH} v_q \leq u_t$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{off}}}^{NH} w_q \leq 1 - u_t$$

$$PT^{\min} u_t \leq pt_t \leq PT^{\max} u_t$$

$$pt_t - pt_{t-1} \leq \mathbf{C} \times u_{t-1} + PT^{\min} v_t$$

$$pt_{t-1} - pt_t \leq \mathbf{C} \times u_t + PT^{\min} w_t$$

$$vol_{1t} + \mathbf{K} \cdot (qu_{1t} + s_{1t}) - vol_{1,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{1t}$$

$$vol_{2t} + \mathbf{K} \cdot (qu_{2t} + s_{2t} - qu_{1,t-1} - s_{1,t-1}) - vol_{2,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{2t}$$

$$qu_{rt} - \sum_{j=1}^{NG_r} q_{rjt} = \mathbf{0}$$

$$vm_{rt} - \mathbf{0},5(vol_{rt} + vol_{r,t-1}) = \mathbf{0}$$

$$ph_{rjt} \leq \mathbf{E}_r^k \cdot z_{rjt} + \mathbf{F}_r^k \cdot q_{rjt} + \mathbf{G}_r^k \cdot vm_{rt}, k=1, \dots, \mathbf{K}_r$$

$$y_{rjt} = \sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} (\mathbf{H}_r^k \cdot x^k_{rjt} + \mathbf{I}_r^k \cdot va^k_{rjt})$$

$$\mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt} \leq ph_{jrt} \leq y_{rjt}$$

$$\mathbf{VA}_r^{k-1} \cdot x^k_{rjt} \leq va^k_{rjt} \leq \mathbf{VA}_r^k \cdot x^k_{rjt}$$

$$\sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} x^k_{rjt} - z_{rjt} = \mathbf{0}$$

$$\mathbf{0} \leq vm_{rt} - \sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} va^k_{rjt} \leq \mathbf{V}_r^{\max}(1 - z_{rjt})$$

$$x^k_{rjt} \in \{0,1\}$$

$$\mathbf{Q}_{jr}^{\min} z_{rjt} \leq q_{jrt} \leq \mathbf{Q}_{rj}^{\max} z_{rjt}$$

$$\mathbf{0} \leq vol_{rt} \leq \mathbf{V}_r^{\max}$$

$$\alpha + \sum_{r=1}^{NH} \boldsymbol{\pi}_r vol_{r,24} \geq \Pi$$

$$qu_{rt} + s_{rt} - qu_{r,t-1} - s_{r,t-1} \leq \mathbf{D}_r$$

$$qu_{r,t-1} + s_{r,t-1} - qu_{rt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r$$

$$u_t, v_t, w_t, z_{rjt} \in \{0,1\}.$$

$$\forall t, \forall r, \forall j, \forall l$$

$$\sum_{r=1}^{NH} \sum_{j=1}^{NG_r} (ph_{rjt} - \mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt}) \geq k_{res} \sum_{k=1}^{NB} \mathbf{L}_{kt}$$

$$RELEV_{rt} \leq \sum_{j=1}^2 (y_{rjt} - ph_{rjt})$$

$$RELEV_1 \leq (J_1^{\max} - f_{12t} + f_{21t}) + (J_2^{\max} - f_{14t} + f_{41t})$$

$$RELEV_2 \leq (J_4^{\max} - f_{65t} + f_{56t}) + (J_5^{\max} - f_{63t} + f_{36t})$$

$$\sum_{r=1}^{\mathbf{NH}} RELEV_{rt} \geq k_{res} \sum_{k=1}^{\mathbf{NB}} L_{kt}$$

APÊNDICE F – Formulação completa do Caso 3 - ΔR

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^T (\mathbf{A} \cdot p_t + \mathbf{B} \cdot v_t) + \alpha$$

s.a:

$$\sum_{j=1}^{NG_1} p h_{1jt} - f_{12t} + f_{21t} - f_{14t} + f_{41t} = \mathbf{0}$$

$$p_t + f_{12t} - f_{21t} - f_{24t} + f_{42t} - f_{23t} + f_{32t} = \mathbf{0}$$

$$f_{23t} - f_{32t} + f_{63t} - f_{36t} = \mathbf{L}_{3t}$$

$$f_{14t} - f_{41t} + f_{24t} - f_{42t} + f_{54t} - f_{45t} = \mathbf{L}_{4t}$$

$$f_{45t} - f_{54t} + f_{65t} - f_{56t} = \mathbf{L}_{5t}$$

$$\sum_{j=1}^{NG_2} p h_{2jt} + f_{56t} - f_{65t} + f_{36t} - f_{63t} = \mathbf{0}$$

$$J_l^{\max} \leq f_{lt}, f_{lt} \geq 0$$

$$f_{a(l),b(l),t} - f_{b(l),a(l),t} = \frac{\theta_{a(l)}^t - \theta_{b(l)}^t}{\mathbf{x}_{a(l),b(l)}} \cdot \mathbf{b}_{\text{spu}}$$

$$\boldsymbol{\theta}_1^t = \mathbf{0}$$

$$v_t - w_t = u_t - u_{t-1}$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{on}}}^{\text{NH}} v_q \leq u_t$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{off}}}^{\text{NH}} w_q \leq 1 - u_t$$

$$\mathbf{PT}^{\min} u_t \leq p_t \leq \mathbf{PT}^{\max} u_t$$

$$p_t - p_{t-1} \leq \mathbf{C} \times u_{t-1} + \mathbf{PT}^{\min} v_t$$

$$p_{t-1} - p_t \leq \mathbf{C} \times u_t + \mathbf{PT}^{\min} w_t$$

$$vol_{1t} + \mathbf{K} \cdot (qu_{1t} + s_{1t}) - vol_{1,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{1t}$$

$$vol_{2t} + \mathbf{K} \cdot (qu_{2t} + s_{2t} - qu_{1,t-1} - s_{1,t-1}) - vol_{2,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{2t}$$

$$qu_{rt} - \sum_{j=1}^{NG_r} q_{rjt} = \mathbf{0}$$

$$vm_{rt} - \mathbf{0},5(vol_{rt} + vol_{r,t-1}) = \mathbf{0}$$

$$ph_{rjt} \leq \mathbf{E}_r^k \cdot z_{rjt} + \mathbf{F}_r^k \cdot q_{rjt} + \mathbf{G}_r^k \cdot vm_{rt}, k=1, \dots, \mathbf{K}_r$$

$$y_{rjt} = \sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} (\mathbf{H}_r^k \cdot x^k_{rjt} + \mathbf{I}_r^k \cdot va^k_{rjt})$$

$$\mathbf{P}\mathbf{H}_{rj}^{\min} z_{rjt} \leq ph_{jrt} \leq y_{rjt}$$

$$\mathbf{V}\mathbf{A}_r^{k-1} \cdot x^k_{rjt} \leq va^k_{rjt} \leq \mathbf{V}\mathbf{A}_r^k \cdot x^k_{rjt}$$

$$\sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} x^k_{rjt} - z_{rjt} = \mathbf{0}$$

$$\mathbf{0} \leq vm_{rt} - \sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} va^k_{rjt} \leq \mathbf{V}_r^{\max}(1 - z_{rjt})$$

$$x^k_{rjt} \in \{0,1\}$$

$$\mathbf{Q}_{jr}^{\min} z_{rjt} \leq q_{jrt} \leq \mathbf{Q}_{jr}^{\max} z_{rjt}$$

$$\mathbf{0} \leq vol_{rt} \leq \mathbf{V}_r^{\max}$$

$$\alpha + \sum_{r=1}^{NH} \boldsymbol{\pi}_r vol_{r,24} \geq \Pi$$

$$qu_{rt} + s_{rt} - qu_{r,t-1} - s_{r,t-1} \leq \mathbf{D}_r$$

$$qu_{r,t-1} + s_{r,t-1} - qu_{rt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r$$

$$u_t, v_t, w_t, z_{rjt} \in \{0,1\}.$$

$$\forall t, \forall r, \forall j, \forall l$$

$$RELEV_{rt} \leq \sum_{j=1}^2 (y_{rjt} - ph_{rjt})$$

$$\sum_{r=1}^{\text{NH}} RELEV_{rt} \geq k_{res} \sum_{k=1}^{\text{NB}} \mathbf{L}_{kt}$$

$$\sum_{r=1}^{\text{NH}} RRED_{rt} \geq k_{res} \sum_{k=1}^{\text{NB}} \mathbf{L}_{kt}$$

$$RRED_{rt} \leq \sum_{j=1}^{\text{NG}_r} (ph_{rjt} - \mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt})$$

$$RELEV_1 \leq (\mathbf{J}_1^{\max} - f_{12t} + f_{21t}) + (\mathbf{J}_2^{\max} - f_{14t} + f_{41t})$$

$$RELEV_2 \leq (\mathbf{J}_4^{\max} - f_{65t} + f_{56t}) + (\mathbf{J}_5^{\max} - f_{63t} + f_{36t})$$

$$RELEV_{rt} \leq \Delta PE_{rt}$$

$$RRED_{rt} \leq \Delta PR_{rt}$$

$$\Delta PE_{rt} = \mathbf{a}e_r + \mathbf{b}e_r \sum_{j=1}^{\text{NG}_r} ph_{rjt}$$

$$\Delta PR_{rt} = \mathbf{a}r_r + \mathbf{b}r_r \sum_{j=1}^{\text{NG}_r} ph_{rjt}$$

APÊNDICE G – Formulação completa do Caso 3 - ΔPW

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^T (\mathbf{A} \cdot pt_t + \mathbf{B} \cdot v_t) + \alpha$$

s.a:

$$\sum_{j=1}^{NG_1} ph_{1jt} - f_{12t} + f_{21t} - f_{14t} + f_{41t} = \mathbf{0}$$

$$pt_t + f_{12t} - f_{21t} - f_{24t} + f_{42t} - f_{23t} + f_{32t} = \mathbf{0}$$

$$f_{23t} - f_{32t} + f_{63t} - f_{36t} = \mathbf{L}_{3t}$$

$$f_{14t} - f_{41t} + f_{24t} - f_{42t} + f_{54t} - f_{45t} = \mathbf{L}_{4t}$$

$$f_{45t} - f_{54t} + f_{65t} - f_{56t} = \mathbf{L}_{5t}$$

$$\sum_{j=1}^{NG_2} ph_{2jt} + f_{56t} - f_{65t} + f_{36t} - f_{63t} = \mathbf{0}$$

$$J_l^{\max} \leq f_{lt}, f_{lt} \geq 0$$

$$f_{a(l),b(l),t} - f_{b(l),a(l),t} = \frac{\theta_{a(l)}^t - \theta_{b(l)}^t}{\mathbf{x}_{a(l),b(l)}} \cdot \mathbf{bs}_{pu}$$

$$\theta_1^t = \mathbf{0}$$

$$v_t - w_t = u_t - u_{t-1}$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{on}}}^{NH} v_q \leq u_t$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{off}}}^{NH} w_q \leq 1 - u_t$$

$$PT^{\min} u_t \leq pt_t \leq PT^{\max} u_t$$

$$pt_t - pt_{t-1} \leq \mathbf{C} \times u_{t-1} + PT^{\min} v_t$$

$$pt_{t-1} - pt_t \leq \mathbf{C} \times u_t + PT^{\min} w_t$$

$$vol_{1t} + \mathbf{K} \cdot (qu_{1t} + s_{1t}) - vol_{1,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{1t}$$

$$vol_{2t} + \mathbf{K} \cdot (qu_{2t} + s_{2t} - qu_{1,t-1} - s_{1,t-1}) - vol_{2,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{2t}$$

$$qu_{rt} - \sum_{j=1}^{NG_r} q_{rjt} = \mathbf{0}$$

$$vm_{rt} - \mathbf{0},5(vol_{rt} + vol_{r,t-1}) = \mathbf{0}$$

$$ph_{rjt} \leq \mathbf{E}_r^k \cdot z_{rjt} + \mathbf{F}_r^k \cdot q_{rjt} + \mathbf{G}_r^k \cdot vm_{rt}, k=1, \dots, \mathbf{K}_r$$

$$y_{rjt} = \sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} (\mathbf{H}_r^k \cdot x^k_{rjt} + \mathbf{I}_r^k \cdot va^k_{rjt})$$

$$\mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt} \leq ph_{jrt} \leq y_{rjt}$$

$$\mathbf{VA}_r^{k-1} \cdot x^k_{rjt} \leq va^k_{rjt} \leq \mathbf{VA}_r^k \cdot x^k_{rjt}$$

$$\sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} x^k_{rjt} - z_{rjt} = \mathbf{0}$$

$$\mathbf{0} \leq vm_{rt} - \sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} va^k_{rjt} \leq \mathbf{V}_r^{\max}(1 - z_{rjt})$$

$$x^k_{rjt} \in \{0,1\}$$

$$\mathbf{Q}_{jr}^{\min} z_{rjt} \leq q_{jrt} \leq \mathbf{Q}_{jr}^{\max} z_{rjt}$$

$$\mathbf{0} \leq vol_{rt} \leq \mathbf{V}_r^{\max}$$

$$\alpha + \sum_{r=1}^{NH} \pi_r vol_{r,24} \geq \Pi$$

$$qu_{rt} + s_{rt} - qu_{r,t-1} - s_{r,t-1} \leq \mathbf{D}_r$$

$$qu_{r,t-1} + s_{r,t-1} - qu_{rt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r$$

$$u_t, v_t, w_t, z_{rjt} \in \{0,1\}.$$

$$\forall t, \forall r, \forall j, \forall l$$

$$RELEV_{rt} \leq \sum_{j=1}^2 (y_{rjt} - ph_{rjt})$$

$$\sum_{r=1}^{\text{NH}} RELEV_{rt} \geq k_{res} \sum_{k=1}^{\text{NB}} \mathbf{L}_{kt}$$

$$\sum_{r=1}^{\text{NH}} RRED_{rt} \geq k_{res} \sum_{k=1}^{\text{NB}} \mathbf{L}_{kt}$$

$$RRED_{rt} \leq \sum_{j=1}^{\text{NG}_r} (ph_{rjt} - \mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt})$$

$$RELEV_1 \leq (\mathbf{J}_1^{\max} - f_{12t} + f_{21t}) + (\mathbf{J}_2^{\max} - f_{14t} + f_{41t})$$

$$RELEV_2 \leq (\mathbf{J}_4^{\max} - f_{65t} + f_{56t}) + (\mathbf{J}_5^{\max} - f_{63t} + f_{36t})$$

$$RELEV_{rt} \leq \Delta PE_{rt}$$

$$RRED_{rt} \leq \Delta PR_{rt}$$

$$\Delta PE_{rt} \leq \mathbf{a}e_{r,j} + \mathbf{b}e_{r,j} \cdot \sum_{j=1}^{\text{NG}_r} ph_{rjt}$$

$$\Delta PR_{rt} \leq \mathbf{a}r_{r,j} + \mathbf{b}r_{r,j} \cdot \sum_{j=1}^{\text{NG}_r} ph_{rjt}$$

APÊNDICE H – Formulação completa do Caso 3 – VA USI

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^T (\mathbf{A} \cdot pt_t + \mathbf{B} \cdot v_t) + \alpha$$

s.a:

$$\sum_{j=1}^{NG_1} ph_{1jt} - f_{12t} + f_{21t} - f_{14t} + f_{41t} = \mathbf{0}$$

$$pt_t + f_{12t} - f_{21t} - f_{24t} + f_{42t} - f_{23t} + f_{32t} = \mathbf{0}$$

$$f_{23t} - f_{32t} + f_{63t} - f_{36t} = \mathbf{L}_{3t}$$

$$f_{14t} - f_{41t} + f_{24t} - f_{42t} + f_{54t} - f_{45t} = \mathbf{L}_{4t}$$

$$f_{45t} - f_{54t} + f_{65t} - f_{56t} = \mathbf{L}_{5t}$$

$$\sum_{j=1}^{NG_2} ph_{2jt} + f_{56t} - f_{65t} + f_{36t} - f_{63t} = \mathbf{0}$$

$$J_l^{\max} \leq f_{lt}, f_{lt} \geq 0$$

$$f_{a(l),b(l),t} - f_{b(l),a(l),t} = \frac{\theta_{a(l)}^t - \theta_{b(l)}^t}{\mathbf{x}_{a(l),b(l)}} \cdot \mathbf{bs}_{pu}$$

$$\theta_1^t = \mathbf{0}$$

$$v_t - w_t = u_t - u_{t-1}$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{on}}}^{NH} v_q \leq u_t$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{off}}}^{NH} w_q \leq 1 - u_t$$

$$PT^{\min} u_t \leq pt_t \leq PT^{\max} u_t$$

$$pt_t - pt_{t-1} \leq \mathbf{C} \times u_{t-1} + PT^{\min} v_t$$

$$pt_{t-1} - pt_t \leq \mathbf{C} \times u_t + PT^{\min} w_t$$

$$vol_{1t} + \mathbf{K} \cdot (qu_{1t} + s_{1t}) - vol_{1,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{1t}$$

$$vol_{2t} + \mathbf{K} \cdot (qu_{2t} + s_{2t} - qu_{1,t-1} - s_{1,t-1}) - vol_{2,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{2t}$$

$$qu_{rt} - \sum_{j=1}^{NG_r} q_{rjt} = \mathbf{0}$$

$$vm_{rt} - \mathbf{0},5(vol_{rt} + vol_{r,t-1}) = \mathbf{0}$$

$$ph_{rjt} \leq \mathbf{E}_r^k \cdot z_{rjt} + \mathbf{F}_r^k \cdot q_{rjt} + \mathbf{G}_r^k \cdot vm_{rt}, k=1, \dots, \mathbf{K}_r$$

$$y_{rjt} = \sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} (\mathbf{H}_r^k \cdot x^k_{rjt} + \mathbf{I}_r^k \cdot va^k_{rjt})$$

$$\mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt} \leq ph_{rjt} \leq y_{rjt}$$

$$\mathbf{VA}_r^{k-1} \cdot x^k_{rjt} \leq va^k_{rjt} \leq \mathbf{VA}_r^k \cdot x^k_{rjt}$$

$$\sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} x^k_{rjt} - z_{rjt} = \mathbf{0}$$

$$\mathbf{0} \leq vm_{rt} - \sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} va^k_{rjt} \leq \mathbf{V}_r^{\max}(1 - z_{rjt})$$

$$x^k_{rjt} \in \{0,1\}$$

$$\mathbf{Q}_{jr}^{\min} z_{rjt} \leq q_{rjt} \leq \mathbf{Q}_{jr}^{\max} z_{rjt}$$

$$\mathbf{0} \leq vol_{rt} \leq \mathbf{V}_r^{\max}$$

$$\alpha + \sum_{r=1}^{NH} \pi_r vol_{r,24} \geq \Pi$$

$$qu_{rt} + s_{rt} - qu_{r,t-1} - s_{r,t-1} \leq \mathbf{D}_r$$

$$qu_{r,t-1} + s_{r,t-1} - qu_{rt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r$$

$$u_t, v_t, w_t, z_{rjt} \in \{0,1\}.$$

$$\forall t, \forall r, \forall j, \forall l$$

$$RELEV_{rt} \leq \sum_{j=1}^2 (y_{rjt} - ph_{rjt})$$

$$\sum_{r=1}^{\text{NH}} RELEV_{rt} \geq k_{res} \sum_{k=1}^{\text{NB}} \mathbf{L}_{kt}$$

$$\sum_{r=1}^{\text{NH}} RRED_{rt} \geq k_{res} \sum_{k=1}^{\text{NB}} \mathbf{L}_{kt}$$

$$RRED_{rt} \leq \sum_{j=1}^{\text{NG}_r} (ph_{rjt} - \mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt})$$

$$RELEV_1 \leq (\mathbf{J}_1^{\max} - f_{12t} + f_{21t}) + (\mathbf{J}_2^{\max} - f_{14t} + f_{41t})$$

$$RELEV_2 \leq (\mathbf{J}_4^{\max} - f_{65t} + f_{56t}) + (\mathbf{J}_5^{\max} - f_{63t} + f_{36t})$$

$$phe_{rt} \leq \mathbf{N}_r^k UH_{rt} + \mathbf{O}_r^k qu_{rt} + \mathbf{O}_r^k \delta e_{rt} + \mathbf{P}_r^k vm_{rt}, k = 1, \dots, \mathbf{K}$$

$$\mathbf{0} \leq \delta e_{rt} \leq \left(\sum_{j=1}^{\text{NG}_r} \mathbf{Q}_{rj}^{\max} \right) UH_{rt}$$

$$UH_{rt} \leq \sum_{j=1}^{\text{NG}_r} z_{rjt}, UH_{rt} \geq z_{rjt}$$

$$\mathbf{0} \leq phe_{rt} \leq \sum_{j=1}^{\text{NG}_r} y_{rjt}$$

$$\delta e_{rt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r$$

$$phc_red_{krt} = \mathbf{N}_r^k d_{krt} + \mathbf{O}_r^k qu_{krt} + \mathbf{P}_r^k vr_{krt}, k = 1, \dots, \mathbf{K}$$

$$qu_{krt} = qu_{rt} - \delta red_{rt}$$

$$\sum_{k=1}^{\mathbf{K}} d_{krt} = UH_{rt}$$

$$qu_{krt} \leq \left(\sum_{j=1}^{\text{NG}_r} \mathbf{Q}_{rj}^{\max} \right) d_{krt}, qu_{krt} \leq qu_{rt},$$

$$qu_{krt} \geq qu_{rt} - \left(\sum_{j=1}^{\text{NG}_r} \mathbf{Q}_{rj}^{\max} \right) (1 - d_{krt}), qu_{krt} \geq 0$$

$$vr_{krt} \leq \mathbf{V}_r^{\max} d_{krt}, vr_{krt} \leq vm_{rt},$$

$$vr_{krt} \geq vm_{rt} - \mathbf{V}_r^{\max} (1 - d_{krt}), vr_{krt} \geq 0$$

$$\delta red_{rt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r$$

$$0 \leq \delta red_{rt} \leq \left(\sum_{j=1}^{NG_r} Q_{rj}^{\max} \right) UH_{rt}$$

$$0 \leq phc_red_{krt} \leq \sum_{j=1}^{NG_r} y_{rjt}$$

$$RRED_{rt} \leq \sum_{j=1}^{NG_r} ph_{rjt} - \sum_{k=1}^K phc_red_{krt}$$

$$RELEV_{rt} \leq phe_{rt} - \sum_{j=1}^{NG_r} ph_{rjt}$$

$$0 \leq UH_{rt} \leq 1, d_{krt} \in \{0,1\}$$

APÊNDICE I – Formulação completa do Caso 3 – VA UG

$$\min \Phi = \sum_{t=1}^T (\mathbf{A} \cdot pt_t + \mathbf{B} \cdot v_t) + \alpha$$

s.a:

$$\sum_{j=1}^{NG_1} ph_{1jt} - f_{12t} + f_{21t} - f_{14t} + f_{41t} = \mathbf{0}$$

$$pt_t + f_{12t} - f_{21t} - f_{24t} + f_{42t} - f_{23t} + f_{32t} = \mathbf{0}$$

$$f_{23t} - f_{32t} + f_{63t} - f_{36t} = \mathbf{L}_{3t}$$

$$f_{14t} - f_{41t} + f_{24t} - f_{42t} + f_{54t} - f_{45t} = \mathbf{L}_{4t}$$

$$f_{45t} - f_{54t} + f_{65t} - f_{56t} = \mathbf{L}_{5t}$$

$$\sum_{j=1}^{NG_2} ph_{2jt} + f_{56t} - f_{65t} + f_{36t} - f_{63t} = \mathbf{0}$$

$$J_l^{\max} \leq f_{lt}, f_{lt} \geq 0$$

$$f_{a(l),b(l),t} - f_{b(l),a(l),t} = \frac{\theta_{a(l)}^t - \theta_{b(l)}^t}{\mathbf{x}_{a(l),b(l)}} \cdot \mathbf{bs}_{pu}$$

$$\theta_1^t = \mathbf{0}$$

$$v_t - w_t = u_t - u_{t-1}$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{on}}}^{NH} v_q \leq u_t$$

$$\sum_{q=t-T^{\text{off}}}^{NH} w_q \leq 1 - u_t$$

$$PT^{\min} u_t \leq pt_t \leq PT^{\max} u_t$$

$$pt_t - pt_{t-1} \leq \mathbf{C} \times u_{t-1} + PT^{\min} v_t$$

$$pt_{t-1} - pt_t \leq \mathbf{C} \times u_t + PT^{\min} w_t$$

$$vol_{1t} + \mathbf{K} \cdot (qu_{1t} + s_{1t}) - vol_{1,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{1t}$$

$$vol_{2t} + \mathbf{K} \cdot (qu_{2t} + s_{2t} - qu_{1,t-1} - s_{1,t-1}) - vol_{2,t-1} = \mathbf{K} \cdot \mathbf{Y}_{2t}$$

$$qu_{rt} - \sum_{j=1}^{NG_r} q_{rjt} = \mathbf{0}$$

$$vm_{rt} - \mathbf{0},5(vol_{rt} + vol_{r,t-1}) = \mathbf{0}$$

$$ph_{rjt} \leq \mathbf{E}_r^k \cdot z_{rjt} + \mathbf{F}_r^k \cdot q_{rjt} + \mathbf{G}_r^k \cdot vm_{rt}, k=1, \dots, \mathbf{K}_r$$

$$y_{rjt} = \sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} (\mathbf{H}_r^k \cdot x^k_{rjt} + \mathbf{I}_r^k \cdot va^k_{rjt})$$

$$\mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt} \leq ph_{rjt} \leq y_{rjt}$$

$$\mathbf{VA}_r^{k-1} \cdot x^k_{rjt} \leq va^k_{rjt} \leq \mathbf{VA}_r^k \cdot x^k_{rjt}$$

$$\sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} x^k_{rjt} - z_{rjt} = \mathbf{0}$$

$$\mathbf{0} \leq vm_{rt} - \sum_{k=1}^{KS_r^{\max}} va^k_{rjt} \leq \mathbf{V}_r^{\max}(1 - z_{rjt})$$

$$x^k_{rjt} \in \{0,1\}$$

$$\mathbf{Q}_{jr}^{\min} z_{rjt} \leq q_{rjt} \leq \mathbf{Q}_{jr}^{\max} z_{rjt}$$

$$\mathbf{0} \leq vol_{rt} \leq \mathbf{V}_r^{\max}$$

$$\alpha + \sum_{r=1}^{NH} \pi_r vol_{r,24} \geq \Pi$$

$$qu_{rt} + s_{rt} - qu_{r,t-1} - s_{r,t-1} \leq \mathbf{D}_r$$

$$qu_{r,t-1} + s_{r,t-1} - qu_{rt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r$$

$$u_t, v_t, w_t, z_{rjt} \in \{0,1\}.$$

$$\forall t, \forall r, \forall j, \forall l$$

$$RELEV_{rt} \leq \sum_{j=1}^2 (y_{rjt} - ph_{rjt})$$

$$\sum_{r=1}^{\text{NH}} RELEV_{rt} \geq k_{res} \sum_{k=1}^{\text{NB}} \mathbf{L}_{kt}$$

$$\sum_{r=1}^{\text{NH}} RRED_{rt} \geq k_{res} \sum_{k=1}^{\text{NB}} \mathbf{L}_{kt}$$

$$RRED_{rt} \leq \sum_{j=1}^{\text{NG}_r} (ph_{rjt} - \mathbf{PH}_{rj}^{\min} z_{rjt})$$

$$RELEV_1 \leq (\mathbf{J}_1^{\max} - f_{12t} + f_{21t}) + (\mathbf{J}_2^{\max} - f_{14t} + f_{41t})$$

$$RELEV_2 \leq (\mathbf{J}_4^{\max} - f_{65t} + f_{56t}) + (\mathbf{J}_5^{\max} - f_{63t} + f_{36t})$$

$$phe_{rjt} \leq \mathbf{E}_r^k z_{rjt} + \mathbf{F}_r^k q_{rjt} + \mathbf{F}_r^k \delta e_{rjt} + \mathbf{G}_r^k vm_{rt}, k = 1, \dots, \mathbf{K}$$

$$\mathbf{0} \leq \delta e_{rjt} \leq \mathbf{Q}_{rj}^{\max} z_{rjt}$$

$$\mathbf{0} \leq phe_{rjt} \leq y_{rjt}$$

$$\sum_{j=1}^{\text{NG}_r} \delta e_{rjt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r$$

$$phc_red_{krjt} = \mathbf{N}_r^k d_{krjt} + \mathbf{O}_r^k qrd_{krjt} + \mathbf{P}_r^k vr_{krjt}, k = 1, \dots, \mathbf{K}$$

$$qr_{rjt} = q_{rjt} - \delta red_{rjt}$$

$$\sum_{k=1}^{\mathbf{K}} d_{krjt} = z_{rjt}$$

$$qrd_{krjt} \leq \mathbf{Q}_{jr}^{\max} d_{krjt}, qrd_{krjt} \leq qr_{rjt},$$

$$qrd_{krjt} \geq qr_{rjt} - \mathbf{Q}_{jr}^{\max} (1 - d_{krjt}), qrd_{krjt} \geq 0$$

$$vr_{krjt} \leq \mathbf{V}_r^{\max} d_{krjt}, vr_{krjt} \leq vm_{rt},$$

$$vr_{krjt} \geq vm_{rt} - \mathbf{V}_r^{\max} (1 - d_{krjt}), vr_{krjt} \geq 0$$

$$\sum_{j=1}^{\text{NG}_r} \delta red_{rjt} - s_{rt} \leq \mathbf{D}_r$$

$$\mathbf{0} \leq \delta red_{rjt} \leq \mathbf{Q}_{rj}^{\max} z_{rjt}$$

$$\mathbf{0} \leq phc_red_{krjt} \leq y_{rjt}$$

$$RRED_{rt} \leq \sum_{j=1}^{NG_r} \left(ph_{rjt} - \sum_{k=1}^K phc_red_{krjt} \right)$$

$$RELEV_{rt} \leq \sum_{j=1}^{NG_r} (phe_{rjt} - ph_{rjt})$$

APÊNDICE J – Lista de variáveis e constantes

CONSTANTES

- T** número horas de simulação.
- NG_r** número de unidades geradores da usina *r*.
- NB** número de barras.
- A** custo variável unitário da planta térmica (R\$/MWh).
- B** custo de acionamento da planta térmica (R\$).
- L_{bt}** demanda da barra *b* no estágio *t* (MW).
- J_l^{max}** fluxo máximo de potência de número *l* (MW).
- x_{a(l),b(l)}** reatância da linha que parte da barra *a* até a barra *b* (pu).
- bs_{pu}** base do sistema por unidade (MW).
- T^{on}** número mínimo de horas em que a planta térmica deve permanecer ligada uma vez que entrou em operação no estágio *t*.
- T^{off}** número mínimo de horas em que a planta térmica deve permanecer desligada uma vez que saiu em operação no estágio *t*.
- PT^{min}** geração mínima da planta térmica (MW).
- PT^{max}** geração máxima da planta térmica (MW).
- C** rampa de geração (up/down) da planta térmica (MW/h).
- K** constante de conversão de vazão em volume durante o estágio *t*.
- Y_{rt}** afluência incremental da hidroelétrica *r* no estágio *t* (m³/s).
- PH_{rj}^{min}** geração mínima da unidade *j* da hidroelétrica *r* (MW).
- E_r^k** constante da *k*-ésima aproximação linear da FPH da UG que pertence a hidroelétrica *r*.
- F_r^k** constante da *k*-ésima aproximação linear da FPH da UG que pertence a hidroelétrica *r*.
- G_r^k** constante da *k*-ésima aproximação linear da FPH da UG que pertence a hidroelétrica *r*.
- K_r** número de aproximações lineares da FPH da UG que pertence a hidroelétrica *r*.
- H_r^k** constante da *k*-ésima aprox. linear da envoltória superior da geração máxima da UG que pertence a hidroelétrica *r*.
- I_r^k** constante da *k*-ésima aprox. linear da envoltória superior da geração máxima da UG que pertence a hidroelétrica *r*.
- KS_r^{max}** número de aproximações lineares da envoltória superior da geração máxima da UG que pertence a hidroelétrica *r*.
- AI_r** coeficiente da aprox. linear da envoltória inferior da geração máxima da UG que pertence a hidroelétrica *r*.

- BI_r** coeficiente da aprox. linear da envoltória inferior da geração máxima da UG que pertence a hidroelétrica r .
- Q_{rj}^{min}** vazão turbinada mínima da unidade j da hidroelétrica r (MW).
- Q_{rj}^{max}** vazão turbinada máxima da unidade j da hidroelétrica r (MW).
- V_r^{max}** volume máximo da hidroelétrica r (hm³).
- π_r** constante r associada com a FCF (R\$/hm³).
- Π** constante associada com a FCF (R\$).
- NH** número de usinas hidroelétricas.
- D_r** taxa de variação máxima de defluência da hidroelétrica r [(m³/s)/h].
- PHM_{rj}^{max}** geração máxima cadastral da unidade j da usina r operando com valores máximos de volume e vazão turbinada (MW).
- k_{res}** fator que define o requisito de reserva como porcentagem da carga.
- VA_r^k** volume médio armazenado do reservatório r no valor discretizado k (hm³).
- ae_r, be_r** constantes da expressão linear que representa a regressão de ΔPHU x PHU para elevações de vazão.
- ar_r, br_r** constantes da expressão linear que representa a regressão de ΔPHU x PHU para reduções de vazão.
- ae_{r,x}, be_{r,x}** constantes da expressão linear x que representa a regressão de ΔPHU x PHU para elevações de vazão.
- ar_{r,x}, br_{r,x}** constantes da expressão linear x que representa a regressão de ΔPHU x PHU para reduções de vazão.

VARIÁVEIS

- pt_t** geração da planta térmica no estágio de tempo t (MW).
- v_t** variável binária que indica se planta térmica é acionada no estágio de tempo t .
- α** custo futuro esperado ao final do horizonte de planejamento (R\$).
- ph_{rjt}** geração da unidade j da hidroelétrica r no estágio de tempo t (MW).
- f_{lt}** fluxo de potência da linha l no instante t (MW).
- θ_{a(l)}^t** ângulo da barra de saída do fluxo l no instante t (radianos).
- θ_{b(l)}^t** ângulo da barra de chegada do fluxo l no instante t (radianos).
- w_t** variável binária que indica se planta térmica é desligada no estágio de tempo t .
- u_t** variável binária que indica se a planta térmica está ligada no estágio de tempo t .
- vol_{rt}** volume da hidroelétrica r no final do estágio t (hm³).

- qu_{rt} vazão turbinada pela hidroelétrica r no estágio t (m^3/s).
- s_{rt} vazão vertida pela hidroelétrica r no estágio t (m^3/s).
- q_{rjt} vazão turbinada pela unidade j da hidroelétrica r no estágio t (m^3/s).
- z_{rjt} variável binária que indica se a unidade j da hidroelétrica r está ligada no estágio t .
- PH_{rjt}^{\max} geração máxima da unidade j da hidroelétrica r durante o estágio t (MW).
- vm_{rt} volume médio da hidroelétrica r durante o estágio t (hm^3).
- y_{rjt} geração máxima acionada da unidade j da usina hidroelétrica r no estágio de tempo t (MW).
- x^k_{rjt} variável binária associada a unidade j , do reservatório r e estágio t para seleção do k -ésimo segmento linear de faixa de volume.
- va^k_{rjt} variável associada ao reservatório r e estágio t para seleção da k -ésima variável auxiliar de volume.
- $RELEV_{rt}$ reserva de elevação de geração na usina r no instante t .
- $RRED_{rt}$ reserva de redução de geração na usina r no instante t .
- UH_{rt} variável que indica se a usina hidroelétrica r está operando no estágio t .
- qu_{rjt} variável auxiliar para representar o produto entre qu_{rt} e d_{krjt} .
- vr_{krjt} variável auxiliar para representar o produto entre vm_{rt} e d_{krjt} .
- phe_{rjt} potência da unidade j da usina r quando aplicada variação de elevação de vazão δe_{rjt} (m^3/s) e consultada na aproximação linear k (MW).
- $phc_{red_{krjt}}$ potência da unidade j da usina r quando aplicada variação de redução de vazão δred_{rjt} (m^3/s) e consultada na aproximação linear k (MW).
- vr_{krjt} variável auxiliar para representar o produto entre vm_{rt} e d_{krjt} (hm^3).
- qu_{rjt} variável auxiliar para representar o produto entre qu_{rjt} e d_{krjt} (m^3/s).
- d_{krjt} variável binária que indica se a aproximação linear k da FPH da usina r unidade j e estágio t vai estar ativa na solução.