

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ
CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

MODELO PARA OTIMIZAÇÃO DA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO DE
USINAS HIDRELÉTRICAS EM CASCATA COM A CONSIDERAÇÃO DAS
INCERTEZAS HIDROLÓGICAS

DANIEL FIRMO KAZAY

FOZ DO IGUAÇU
2022

DANIEL FIRMO KAZAY

MODELO PARA OTIMIZAÇÃO DA PROGRAMAÇÃO
DIÁRIA DA OPERAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS EM
CASCATA COM A CONSIDERAÇÃO DAS INCERTEZAS
HIDROLÓGICAS

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação da Universidade Estadual do Oeste do Paraná como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas Elétricos e Computação.

Orientador: Carlos Roberto Mendonça da Rocha

Coorientador: Murilo Reolon Scuzziato

Foz do Iguaçu

2022

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Firmo Kazay, Daniel

Modelo para otimização da programação diária da operação de usinas hidrelétricas em cascata com a consideração das incertezas hidrológicas / Daniel Firmo Kazay; orientador Carlos Roberto Mendonça da Rocha; coorientador Murilo Reolon Scuzziato. -- Foz do Iguaçu, 2022.

96 p.

Dissertação (Mestrado Acadêmico Campus de Foz do Iguaçu) -- Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, 2022.

1. Programação Diária da Operação. 2. Otimização. 3. Incertezas Hidrológicas. I. Mendonça da Rocha, Carlos Roberto, orient. II. Reolon Scuzziato, Murilo, coorient. III. Título.

Modelo para otimização da programação diária da operação de usinas hidrelétricas em cascata com a consideração das incertezas hidrológicas

Daniel Firmo Kazay

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora assim constituída:

Prof. Dr. **Carlos Roberto Mendonça da Rocha** - (Orientador)

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Prof. Dr. **Murilo Reolon Scuzziato** - (Coorientador)

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina - IFSC

Prof. Dr. **Emidio Santos Portinho Junior**

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Prof. Dr. **Fabricio Yutaka Kuwabata Takigawa**

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina - IFSC

Data da defesa: 03 de agosto de 2022.

Resumo

A programação diária de usinas hidrelétricas busca determinar quais unidades estarão operando e os seus respectivos níveis de geração para o dia seguinte. A representação desse processo está sujeita a imperfeições na representação da realidade em função das múltiplas incertezas que o condicionam. A presente dissertação teve como foco explorar considerações sobre o método de resolução, sobre as premissas do problema e sobre suas incertezas na otimização da programação. A metodologia do trabalho está dividida em três etapas, aplicadas em uma modelagem/formulação do problema de *unit commitment* presente na literatura. A primeira etapa consiste em desenvolver uma metodologia de solução alternativa, baseada em Heurísticas Construtivas. Por sua vez, na segunda etapa, são analisadas/propostas modificações na modelagem do problema com o objetivo de verificar possíveis ganhos para os envolvidos. Por fim, a terceira etapa consiste em considerar incertezas na modelagem, neste caso as previsões de vazões diárias naturais afluentes à cada usina da cascata são consideradas incertas. O uso da estratégia alternativa para resolução do problema se mostrou uma abordagem capaz de fornecer uma solução para o caso estudado. Em relação à segunda etapa, foram realizadas duas modificações do problema original. Na primeira alteração, foi verificado que a flexibilização da restrição horária de atendimento da meta de geração aumenta a eficiência nos pontos de operação estudados. Nesse mesmo sentido, a flexibilização de atendimento a meta de geração agregada para toda a cascata também aprimora o ponto de operação da cascata. Os resultados da terceira etapa dizem respeito à inserção das incertezas hidrológicas no problema original. Para a modelagem adotada, não houve diferença no número de unidades despachadas por usina por passo temporal, considerando a variação das vazões afluentes. Por fim, como conclusão, a metodologia se mostrou capaz de explorar diferentes alterações de um problema original da literatura e avaliar seus impactos nos resultados.

Palavras-chave: Programação Diária da Operação; Otimização; Incertezas Hidrológicas.

Abstract

The daily schedule of hydroelectric plants aims to determine which units will be operating and their respective generation levels for the following day. The representation of this process is subject to imperfections in the representation of reality due to the multiple uncertainties that condition it. The present work focused on exploring considerations about the resolution method, on the assumptions of the problem and on its uncertainties in the optimization of the problem. The work methodology is divided into three stages. The work methodology is divided into three stages, applied in a modeling/formulation of the unit commitment problem present in the literature. The first step consists of developing an alternative solution methodology, based on Constructive Heuristics. In turn, in the second stage, changes in the modeling are analyzed/proposed of the problem in order to verify possible gains for those involved. Finally, the third step is to consider uncertainties in the modeling, in this case the forecasts of daily flows natural tributaries to each plant in the cascade are considered uncertain. The use of the alternative strategy to solve the problem proved to be an approach capable of providing a solution for the case studied. In regarding the second stage, two modifications of the original problem were carried out. In the first change, it was verified that the flexibility of the hourly restriction of attendance of the generation target increases the efficiency in the studied operation points. In the same sense, making it more flexible to meet the aggregate generation target for the entire cascade also improves the cascade's operating point. The results of the third stage concern the insertion of hydrological uncertainties in the original problem. For the model adopted, there was no difference in the number of units dispatched per plant per time step, considering the variation of inflows. Finally, as a conclusion, the methodology proved to be able to explore different alterations of an original problem from the literature and evaluate its impact on results.

Keywords: Daily Operation Schedule; Optimization; Hydrological uncertainties.

Dedico esta dissertação
ao meu filho Caetano.

Agradecimentos

Manifestar a gratidão na elaboração de um documento extenso que envolve alto grau de comprometimento pessoal é uma tarefa difícil, que traz consigo o risco inerente de ser injusto ou enfadonho. Começo meus agradecimentos pelas pessoas que me orientaram na escrita do documento, os professores Carlos Roberto Mendonça da Rocha e Murilo Reolon Scuzziato. Os professores me supriram do sustento teórico mínimo necessário para iniciar minha exploração no terreno tão vasto e fértil da otimização de sistemas elétricos. Destaco a contribuição de colegas e professores com ideias, muito importantes na etapa de prospecção e que mantiveram meu entusiasmo ao longo do processo: Dr. Ayan Fleischmann, prof. Walter Collischonn, prof. Emídio Santos Portilho Júnior, Eng. Rafael José de Andrade, Eng. Paulo Galassi, prof. e padrao Luiz Fernando Legey.

Além do sustento teórico, como trabalhei em tempo integral durante o período de mestrado, foi necessário obter aval na Itaipu Binacional. Tive apoio dos meus colegas de equipe na OPSH.DT. Destaco meu colega Jose Quevedo, o qual me ajudou na rodada de 51 membros do ensemble ECMWF de forma manual, um dos resultados do presente trabalho. Meu chefe direto, Giovanni Gomes, sempre manifestou intenso apoio pela busca de mais conhecimento, mesmo fora da minha principal área de atuação, a Hidrologia. Em nome dele, gostaria de agradecer a toda cadeia gerencial de Itaipu que tem, como padrão, fomentar o estudo no seu quadro de colaboradores.

Mas, o mais importante ao longo do processo de escrita é, sem sombra de dúvidas, o apoio emocional. Desde criança, recebo carinho e uma confiança incondicional dos meus pais Eduardo e Heloisa. Cada um do seu jeito me mostra que eu sou capaz de fazer coisas que, à vezes, não tenho certeza que sou. A minha confiança em mim mesmo eu devo em grande parte a eles. Meus avôs e avós me ensinaram um outro lado da vida, mais acolhedor, menos ambicioso. Eles me ensinaram a aproveitar os detalhes da vida. Detalhes que ainda tenho, em raros momentos, a oportunidade de ainda desfrutar junto a minha vó Hannelore. Complementarmente, meus irmãos Ivan e Beatriz, sendo muito parecidos e muito diferentes de mim, me ensinaram a construir relações sem julgamentos e respeitar a natureza humana acima de qualquer coisa.

Todos esses parentes que citei vivem no Rio de Janeiro, de onde eu vim. Desde 2016, quando passei a trabalhar na usina de Itaipu, vivo em Foz do Iguaçu, junto a minha esposa Luana. Minha esposa é a pessoa adulta que mais acompanhou minha dissertação, em cada detalhe, em cada frustração e em cada contentamento. Esse apoio se deu em um dos momentos mais desafiadores para o casal: a chegada do nosso primeiro filho, Caetano. O amor dela está em cada uma das entrelinhas desse texto. Ele é a cola que faz com que o término desse processo seja uma conclusão e não um abandono. Se não bastasse o apoio emocional, ela leu

cada esboço de material e ouviu cada concepção de trabalho com calma e paciência. Aquietou minhas expectativas exageradas e delineou as estratégias de desenvolvimento do trabalho em cada etapa, fazendo com que o fardo do trabalho fosse suportável. Agradeço por estar comigo em mais essa etapa da jornada.

Sumário

Lista de Figuras	11
Lista de Tabelas	13
Lista de Símbolos	14
Lista de Siglas e Abreviaturas	15
1 Introdução	16
1.1 Descrição e delimitação do objeto de pesquisa	17
2 Revisão Bibliográfica	20
2.1 Otimização matemática no contexto de sistemas elétricos de potência	20
2.1.1 O problema da otimização da programação diária de operação	21
2.1.2 Métodos de otimização	23
2.1.3 O problema HUCL	25
2.2 Hidrologia e suas incertezas	28
3 Materiais e métodos	33
3.1 Resolução do problema de otimização da programação diária da operação de usinas hidrelétricas em cascata por Heurísticas Construtivas	33
3.2 Avaliação de alterações no problema original	42
3.2.1 Primeiro teste: atendimento horário	43
3.2.2 Segundo teste: Atendimento geral da meta de geração	44
3.3 Incorporação das incertezas hidrológicas no problema de otimização energética	45
3.3.1 Simulação de cenários equiprováveis provindos de um modelo hidrológico	46
3.3.2 Otimização do modelo considerando incertezas hidrológicas	47
4 Resultados e Discussão	52
4.1 Avaliação da Heurística Construtiva	52
4.1.1 Problema original	52
4.1.2 Variação do volume inicial	56

4.1.3	Variação da meta de geração	57
4.1.4	Metodologia de definição do ponto inicial	58
4.1.5	Avaliação interna da HC	61
4.2	Modificações do problema original	63
4.2.1	Meta de geração diária	63
4.2.2	Meta de geração por cascata	65
4.3	Incertezas hidrológicas	66
4.3.1	Simulação de cenários	67
4.3.2	Otimização considerando incertezas	71
4.4	Métodos que não obtiveram resultados e apresentação dos tempos computacionais	78
4.4.1	Formulação	78
4.4.2	<i>Solver</i> MINLP	78
4.4.3	Tempos computacionais	79
5	Conclusão	80
	Referências Bibliográficas	84
A	Polinômios e Parâmetros	89
A.1	Polinômios	89
A.2	Parâmetros e condições do problema	91
B	Avaliação da meta por cascata sem fixação do volume ao final da simulação	94

Lista de Figuras

Figura 1.1:	Esquema da proposta metodológica do trabalho.	19
Figura 2.1:	Definição do processo de tomada de decisão de um operador ISO.	26
Figura 3.1:	Usinas em cascata.	34
Figura 3.2:	Vazões incrementais e afluentes dos reservatórios de interesse.	34
Figura 3.3:	Demanda de geração por usina.	35
Figura 3.4:	Fluxograma da primeira parte do método.	41
Figura 3.5:	Fluxograma da segunda parte do método.	42
Figura 3.6:	Probabilidade de cada cenário.	51
Figura 4.1:	Acionamento do solver simples ($FO = 51.302 \text{ m}^3/s$).	54
Figura 4.2:	Final da etapa 1 ($FO = 51.428 \text{ m}^3/s$).	55
Figura 4.3:	Final da etapa 2 ($FO = 51.745 \text{ m}^3/s$).	55
Figura 4.4:	Valores de P_g no final da etapa 2.	56
Figura 4.5:	Valores de FO para diferentes volumes iniciais.	57
Figura 4.6:	Variação das metas de geração para os testes realizados.	58
Figura 4.7:	Valor da FO em relação à variação da meta de geração.	59
Figura 4.8:	Convergência do modelo para diferentes condições iniciais.	60
Figura 4.9:	Valor da FO em relação à variação da meta de geração com e sem a restrição de geração horária.	63
Figura 4.10:	Comparação da vazão turbinada pela unidade U1 na usina H3.	65
Figura 4.11:	Evolução dos armazenamentos com a flexibilização do atendimento da carga com volume meta.	66
Figura 4.12:	Cenários de previsão numérica de tempo para o rio Ivaí.	67
Figura 4.13:	Cenários de previsão numérica de tempo para o rio Piquiri.	68
Figura 4.14:	Cenários de previsão numérica de tempo para o rio Ivinhema.	68
Figura 4.15:	Cenários de previsão numérica de tempo para o rio Amambay.	69
Figura 4.16:	Histograma das FO.	70
Figura 4.17:	Rendimento da turbina na usina H3 no tempo t_{21}	73
Figura 4.18:	Rendimento da turbina na usina H3 no tempo t_{21}	74
Figura 4.19:	Pontos de operação da turbina na usina H1 ao longo do tempo.	74
Figura 4.20:	Pontos de operação da turbina na usina H2 ao longo do tempo.	75

Figura 4.21: Pontos de operação da turbina na usina H3 ao longo do tempo.	75
Figura 4.22: Pontos de operação da turbina do grupo G1 da usina H4 ao longo do tempo.	76
Figura 4.23: Pontos de operação da turbina do grupo G2 da usina H4 ao longo do tempo.	76
Figura 4.24: Diferença de rendimento das turbinas do grupo G1 e do grupo G2 da usina H4.	77
Figura B.1: Evolução dos armazenamentos com a flexibilização do atendimento da carga sem volume meta.	95

Lista de Tabelas

Tabela 3.1:	Principais características das usinas em cascata.	34
Tabela 3.2:	Modificações nas equações.	38
Tabela 3.3:	Testes executados para avaliação de alterações no problema original. . . .	45
Tabela 3.4:	Variáveis do primeiro e do segundo estágio.	50
Tabela 3.5:	Probabilidade associada a cada cenário.	51
Tabela 4.1:	Resultados de "a" pela Heurística para $t = 5$ e $H = 1$	53
Tabela 4.2:	Resultados de "a" pela Heurística para $t = 5$ e $H = 4$	53
Tabela 4.3:	Testes considerados para validação do algoritmo	62
Tabela 4.4:	Resultados dos testes realizados com seus valores intermediários.	62
Tabela 4.5:	Valores de Mod para cada caso.	64
Tabela 4.6:	Valores de Mod por usina para o caso base.	64
Tabela 4.7:	Valores de FO por usina nos casos estudados com volume meta.	66
Tabela 4.8:	Variáveis de interesse para o caso estudado: t21, H3.	72
Tabela A.1:	Parâmetros do polinômio - $poli_1$: Perdas mecânicas do gerador.	89
Tabela A.2:	Parâmetros do polinômio - $poli_2$: Polinômio de montante.	89
Tabela A.3:	Parâmetros do polinômio - $poli_3$: Polinômio de jusante.	90
Tabela A.4:	Parâmetros do polinômio - $poli_4$: Perdas hidráulicas e mecânicas.	90
Tabela A.5:	Parâmetros do polinômio - $poli_5$: Curva de rendimento da turbina.	90
Tabela A.6:	Parâmetros do polinômio - $poli_6$: Vazões mínimas turbinadas.	91
Tabela A.7:	Parâmetros do polinômio - $poli_7$: Vazões máximas turbinadas.	91
Tabela A.8:	Parâmetros do polinômio: Perdas elétricas do gerador.	91
Tabela A.9:	Potência máxima e mínima das unidades (MW).	91
Tabela A.10:	Queda hidráulica líquida máxima e rendimento médio para cada unidade. .	92
Tabela A.11:	Volumes iniciais do caso base (50% da capacidade dos reservatórios). . . .	92
Tabela A.12:	Vazões incrementais constantes.	92
Tabela A.13:	Meta de geração do caso base.	93
Tabela B.1:	Valores de FO por usina nos casos estudados sem volume meta.	94

Lista de Símbolos

Z	Função objetivo
H	Conjunto de usinas hidrelétricas
U	Conjunto de unidades geradoras
t	Conjunto de passos temporais ou etapas consideradas no problema
$Q_t^{H,U}$	Vazão turbinada em cada unidade em cada etapa
γ	Termo de conversão de metros cúbicos por segundo para hectômetros por hora
τ	Tempo de viagem entre usinas hidrelétricas
β	Conjunto de usinas hidrelétricas localizadas a montante de uma usina hidrelétrica
V_t^H	Volume do reservatório em cada etapa
D_t^H	Demanda por reservatório em cada etapa
$Pg_t^{H,U}$	Potência líquida gerada por turbina em cada etapa
$Pmin^{H,U}$	Limite mínimo de potência da turbina
$Pmax^{H,U}$	Limite máximo de potência da turbina
$Pst_t^{H,U}$	Potência bruta gerada pela turbina em cada etapa
$Pgg_t^{H,U}$	Perdas elétricas do gerador em cada etapa
$Pmt_t^{H,U}$	Perdas mecânicas do gerador em cada etapa
$HH_t^{H,U}$	Queda hidráulica líquida por etapa
$Up_t^{H,U}$	Nível montante em cada etapa
$Down_t^{H,U}$	Nível jusante em cada etapa
$lo_t^{H,U}$	Perdas hidráulicas e mecânicas em cada etapa
$\rho_t^{H,U}$	Eficiência da turbina em cada etapa
η	Constante que depende da gravidade e densidade da água [$\text{kg m}^{-2} \text{s}^{-2}$]
$A_t^{H,U}$	Estado operativo binário da unidade
$a_t^{H,U}$	Variável contínua representativa do estado operativo binário da unidade
$FS_t^{H,G}$	Fator de Sensibilidade do grupo gerador da usina por passo temporal
$Ng_t^{H,G}$	Número de unidades por grupo gerador
ϵ	Fator de precisão utilizado na primeira etapa da Heurística Construtiva
Mod	Índice que representa o custo da modulação de carga
v^H	Volume final do problema original para cada usina
Θ	Distribuição de probabilidades por cenários

Lista de Siglas e Abreviaturas

CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
DESSEM	Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo
ECMWF	<i>European Centre for Medium-Range Weather Forecasts</i>
ED	Equivalente Determinístico
EMP	<i>Extended Mathematical Programming</i>
FO	Função Objetivo
FS	Fatores de Sensibilidade
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
GLUE	<i>Generalised Likelihood Uncertainty Estimation</i>
HC	Heurística Construtiva
HUCL	<i>Hydro Unit Commitment</i> com Meta de Geração
ISO	<i>Independent System Operator</i>
MGB	Modelo de Grandes Bacias
ODIN	Otimização do Despacho Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema
PL	Programação Linear (LP - <i>Linear Programming</i>)
PLIM	Programação Linear Mista Inteira (MILP - <i>Mixed Integer Linear Programming</i>)
PNL	Programação Não Linear (NLP - <i>Non Linear Programming</i>)
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista (MINLP - <i>Mixed Integer Non Linear Programming</i>)
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMAP	<i>Soil Moisture Accounting Procedure</i>
UHE	Usina Hidrelétrica

Capítulo 1

Introdução

A representação de um sistema elétrico a partir de modelos costuma ser o primeiro passo no desenvolvimento de abordagens para a busca de um menor custo operacional da programação diária da sua operação. Entretanto, esses modelos não são capazes de representar perfeitamente a realidade, seja em função de imperfeições na sua concepção, seja por incertezas na aferição/amostragem das características de seus componentes (CEPEL, 2003, 1999). Essas imperfeições e incertezas podem levar, por um lado, a um descumprimento de alguma restrição do problema, bem como, por outro lado, a escolha de uma programação que não é a mais barata para o sistema.

Um caminho para reduzir as incertezas é aperfeiçoar a representação da operação dos componentes elétricos do sistema. (Orero & Irving, 1998), (Finardi & Scuzziato, 2014), (Finardi & Scuzziato, 2013), (Cordova, Finardi, Ribas, De Matos & Scuzziato, 2014), (Scuzziato, 2011) e (Gomes, 2018) abordaram a busca por programações ótimas de unidades hidrelétricas para usinas em cascata a partir de uma melhor representação da física da geração hidrelétrica. Desses trabalhos, (Scuzziato, 2011) e (Gomes, 2018) apresentam um modelo de usina hidrelétrica considerando a operação das suas unidades geradoras, com suas partidas e paradas, bem como as curvas de rendimento pertinentes. Entretanto, todos os trabalhos se ativeram a uma abordagem simplificada dos processos hidrológicos como a propagação de vazões nas calhas dos rios por tempo de viagem. Esse tipo de simplificação dos processos hidrológicos também é considerado no Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo (DESSEM), modelo utilizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para a programação diária da operação, conforme descrito por (Santos, Diniz, Sabóia, Vilas Boas, Ferreira, Mourão, Cabral, Cerqueira & Araújo Junior, 2019) e (CEPEL, 2003).

Há modelos mais completos para a representação dos fenômenos de propagação dessas vazões como o de Muskingum-Cunge Todini (Todini, 2007), Muskingum-Cunge Não Linear (Narváez Campo, 2014) e Modelo inercial (Fan, Pontes & Paiva, 2014). Esses modelos são derivados das equações completas Saint Venant, detalhadas em (Thual, 2011). Destaca-se que, para utilização desse tipo de modelo, é necessário levantamento prévio de variáveis em campo.

Entretanto, mesmo com representações mais completas desses fenômenos, os desvios das simulações de modelos hidráulicos/hidrológicos costumam ser importantes. Uma alternativa

para lidar com a dificuldade de representação dos processos hidrológicos é passar de uma abordagem determinística para uma abordagem probabilística. A representação das incertezas pode ser feita: 1) por uma abordagem Bayesiana, quando se tem conhecimento a priori da distribuição de probabilidade das variáveis intervenientes e se tem uma proposta do modelo de erro das variáveis estimadas; bem como, 2) por cenários equiprováveis ou ponderados.

(Vrugt, 2016), (Vrugt, ter Braak, Clark, Hyman & Robinson, 2008), (Vrugt, ter Braak, Diks, Higdon, Robinson & Hyman, 2009) e (Beven & Binley, 1992) propõem maneiras de modelar incertezas hidrológicas por métodos Bayesianos ou similares. A abordagem por cenários equiprováveis foi tratada por (Fan, 2015), onde o método para a representação da incerteza das previsões meteorológicas é utilizar como *input* dos modelos hidrológicos um conjunto de cenários possíveis de previsões meteorológicas, as quais podem ser derivados de múltiplas trajetórias possíveis dos estados da atmosfera.

O uso de cenários hidrológicos no contexto do Planejamento da Operação Energética Brasileira de médio prazo foi incorporado no NEWAVE em (CEPEL, 1999). As definições desses cenários seguem um modelo estocástico autorregressivo ajustado a partir dos dados históricos. Entretanto, as usinas e os cursos d'água não são representados individualmente, visto que adota-se o conceito de "Sistema Equivalente".

As representações de incertezas hidrológicas individualmente por cenários foram incorporadas para otimização de programações de defluência de usinas em cascata considerando representação simplificada da física da geração hidrelétrica como em (Schwanenberg, Fan, Naumann, Kuwajima, Alvarado & Reis, 2015) e em (Marquez Calvo, 2019). Todavia, ambos os artigos, não versam sobre a definição da função objetivo em si, e sim em como considerar a incerteza hidrológica desde que já esteja bem estabelecida uma função objetivo. Nesses trabalhos não está detalhada a operação das usinas ou o que se pretende minimizar/ maximizar como apresentado por (Scuzziato, 2011) e (Gomes, 2018).

1.1 Descrição e delimitação do objeto de pesquisa

Dessa forma, percebe-se que há desenvolvimentos científicos importantes e recentes ocorrendo concomitantemente: 1) de um lado, a melhor representação dos componentes do processo de geração hidrelétrica, os quais estão sendo incorporados na função objetivo ou nas restrições do sistema; 2) do outro lado, a melhor representação das incertezas hidrológicas as quais podem ser consideradas em problemas de otimização energética.

Nesse contexto, o objetivo do trabalho é explorar como considerações sobre o método de resolução, sobre as premissas do problema e sobre suas incertezas impactam na otimização da programação diária da operação de usinas hidrelétricas. Para atender esse objetivo, definiu-se, como recorte, a otimização da cascata proposta por (Scuzziato, 2011). Esse foi o único sistema

tratado neste trabalho. A formulação do problema foi reproduzida em GAMS. Todos os parâmetros, condições iniciais e outros detalhes disponíveis nesses materiais foram rigorosamente seguidos, com o intento de comparar os resultados, para os quais, entende-se que deve haver aderência. Para a resolução do problema foi proposta uma estratégia de solução baseada em Heurística Construtiva. Esse método de resolução foi avaliado considerando modificações de forma a testar sua consistência.

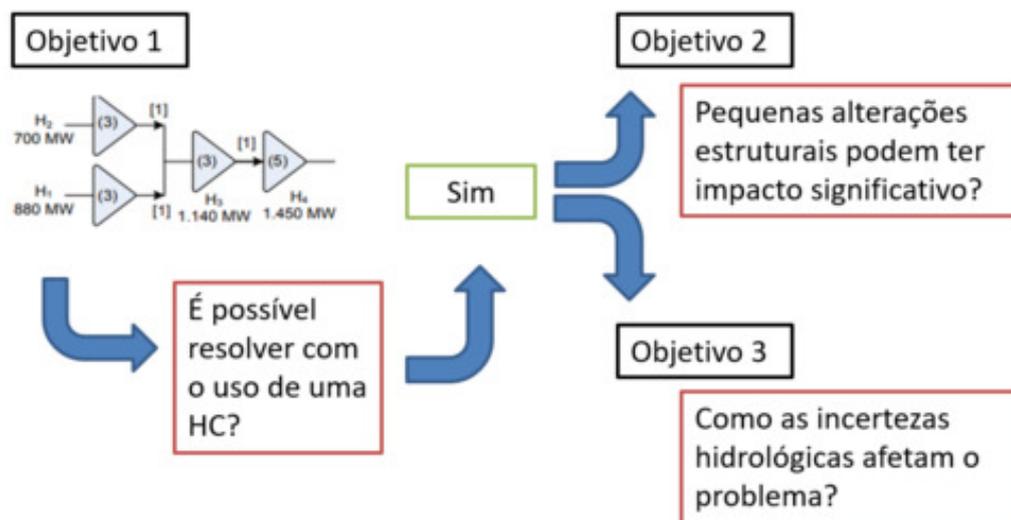
Além das modificações para validação do algoritmo, foram realizadas algumas alterações estruturais das equações para avaliar outras configurações do problema de (Scuzziato, 2011). Essas análises levaram a resultados que contribuem com reflexões sobre as regras de operação e planejamento das hidrelétricas. Nesse sentido, explora-se a importância do serviço de acompanhamento da carga, com metas horárias de geração, em contraposição à metas diárias, mais flexíveis e que aproveitariam melhor os recursos disponíveis, sob o ponto de vista da usina isoladamente.

Para a consideração das incertezas hidrológicas, foram realizadas duas modificações do problema. Em um primeiro lugar, a concepção proposta por (Fan, 2015) para estimativa de incertezas de previsões hidrológicas foi utilizada para gerar cenários de chuva em bacias reais de rios do estado do Paraná e do Mato Grosso do Sul. Esses resultados foram considerados como vazões incrementais do problema de (Scuzziato, 2011) multiplicadas por um fator para harmonizar a ordem de grandeza das vazões¹. Nesse primeiro momento, não houve uma otimização que levava em consideração as incertezas hidrológicas, e sim uma série de simulações a partir de diferentes cenários hidrológicos plausíveis. Em um segundo momento, foi considerada uma representação simplificada das incertezas no processo de otimização do problema. As vazões dos afluentes foram consideradas como cenários derivados de uma função de densidade de probabilidade, levando a uma solução única para a programação diária da operação. A Figura 1.1 apresenta, esquematicamente, os métodos deste trabalho.

Considerando o exposto, a dissertação esteve orientada por três objetivos específicos, a saber:

- Reproduzir os resultados de um modelo que contemple a representação detalhada da operação de usinas hidrelétricas em cascata utilizando Heurísticas Construtivas;
- Avaliar o impacto de pequenas alterações estruturais do modelo original na busca por soluções alternativas;
- Incorporar um modelo das incertezas hidrológicas para as vazões incrementais a partir do método da previsão por conjuntos na otimização.

¹Os valores de vazão dos rios considerados no processo de previsão eram consideravelmente superiores aos valores de vazão utilizados no trabalho de (Scuzziato, 2011). Essa diferença na ordem de grandeza, poderia alterar significativamente os resultados da otimização, impossibilitando a comparação com os resultados originais. Para evitar esse efeito, os resultados das previsões dos rios estudados foi multiplicado por um fator igual ao valor originalmente adotado em (Scuzziato, 2011) dividido pela média dos resultados de previsão simulados



Fonte: Adaptado de (Scuzziato, 2011).

Figura 1.1: Esquema da proposta metodológica do trabalho.

A dissertação está dividida em 5 capítulos. Neste primeiro capítulo, apresentaram-se as motivações deste trabalho, as quais estão ligadas à otimização da operação de sistemas elétricos, em particular da operação de hidrelétricas, considerando a existência de incerteza hidrológica.

O segundo capítulo traz a revisão bibliográfica, a qual possui duas seções baseadas nas duas áreas do conhecimento fundamentais que sustentam esta dissertação: 1) A otimização matemática e 2) a hidrologia. Na primeira parte, estão conceituados problemas de otimização no contexto de Sistemas Elétricos de Potência, destacando a representação detalhada do problema de programação diária da operação de usinas hidrelétricas em cascata. Adicionalmente, são destacados os métodos de resolução por programação não linear e inteira mista considerando o uso de Heurísticas Construtivas. Na segunda parte, são evidenciadas as incertezas existentes no âmbito dos problemas descritos na parte anterior. Em seguida, são apresentadas abordagens para se considerar as incertezas de modelos hidrológicos no processo de otimização. Por fim, buscou-se apresentar os impactos da consideração da incerteza de modelos hidrológicos no processo de otimização de sistemas elétricos.

O terceiro capítulo versa dos materiais e métodos. Como boa parte dos objetivos desta dissertação são exploratórios, não há como atendê-los plenamente em um caso real, visto que a complexidade do problema impossibilitaria se chegar a conclusões de causa e efeito. Por isso, os materiais utilizados são os dados de um caso base já tratado em outros trabalhos científicos. A análise desse caso permite angariar sensibilidade sobre algumas possíveis implicações da escolha da abordagem para se tratar os fenômenos hidrológicos na busca de um ótimo de operação.

No quarto capítulo estão apresentados os resultados dessas análises e, no quinto, as respectivas conclusões, bem como as devidas recomendações para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

A revisão bibliográfica desta dissertação contém duas seções. Na primeira seção são discutidas as formulações de problemas de otimização de sistemas elétricos, bem como os métodos de resolução. Na segunda seção são apresentadas as limitações existentes em algumas representações de fenômenos hidrológicos comumente adotadas para otimização de usina hidrelétricas em cascata, bem como são apresentados modos de estimar as incertezas desses processos. Por fim, são discutidos trabalhos que inserem estimativas de incertezas hidrológicas em modelos de otimização de sistemas elétricos.

2.1 Otimização matemática no contexto de sistemas elétricos de potência

A função de um sistema elétrico de potência é de converter energia em formas naturalmente disponíveis para energia elétrica e transportá-la para os pontos onde ela será consumida. Essa função só é bem desempenhada quando são levados em consideração alguns atributos fundamentais:

1. O sistema deve ser capaz de atender a uma demanda de potência ativa e reativa em constante variação;
2. O sistema deve prover energia ao menor custo e com o menor impacto socioambiental possível;
3. O sistema deve assegurar critérios mínimos de qualidade de suprimento (Lauby, 1994).

O conceito de sistemas elétricos de potência pode ser aplicado em diferentes contextos e a natureza de sua aplicação depende de fatores como horizonte temporal estudado, tipologia da carga, tipologia das fontes disponíveis, tecnologia disponível, atributos de qualidade mínimo, aspectos monetários e regulatórios, entre outros.

Normalmente, as estratégias dos operadores de um sistema são definidas com o auxílio de modelos computacionais de otimização da operação que analisam seus estados presente e

futuro. Estes modelos procuram uma solução que minimize o Custo Total de Operação, representado pelo Custo Presente mais o Custo Futuro, no horizonte temporal do Planejamento da Operação Energética. Essa busca é limitada por restrições operativas, ambientais e de uso múltiplo da água, dentre outras, mantendo-se a confiabilidade da operação elétrica (de Deus, 2008).

O presente trabalho aborda, principalmente, o problema da programação da operação diária de usinas hidrelétricas em cascata. Nesse âmbito, o foco é dado na interpretação de como é realizada a busca pelo menor custo econômico possível. A próxima subseção apresenta como esse estudo foi tratado por alguns autores selecionados, os quais foram os mais importantes para a concepção desta dissertação.

2.1.1 O problema da otimização da programação diária de operação

Desde janeiro de 2020, o modelo oficial para determinação do despacho semihorário de usinas hidrelétricas e de outras fontes no Sistema Interligado Nacional (SIN) é o DESSEM. A partir de 2021, o modelo também acumula a função de determinar os preços de curto prazo da energia. Ele começa a fazer parte da cadeia oficial de modelos de otimização desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) utilizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para operação do SIN. A cadeia é composta de um modelo de médio prazo - NEWAVE ¹, um modelo de curto prazo - DECOMP ², e um modelo de curtíssimo prazo - DESSEM (Maceira, Terry, Costa, Damázio & Melo, 2002; Santos et al., 2019; Santos, Diniz, Saboia, Cabral & Cerqueira, 2020).

A estratégia de divisão do problema em três etapas para sua resolução está ligada ao balanço entre horizonte de previsão e nível de detalhamento do problema. A consideração de um detalhamento compatível com o DESSEM em um horizonte de médio prazo não é exequível por limitações computacionais. Entretanto, a desconsideração da estimativa do custo futuro da energia na estratégia da programação diária da operação, levaria o modelo a soluções imediatistas. Essas soluções seriam boas para o curtíssimo prazo, todavia, para o longo prazo, elas poderiam ser ruins. Um exemplo desse tipo de efeito é o esgotamento das fontes disponíveis mais baratas, e.g. hidrelétricas, no curtíssimo prazo. Dessa forma, para um horizonte mais distante, haveria apenas opções mais caras para suprir a demanda ou, em um caso extremo, não seria possível suprir a demanda.

Os programas de horizontes mais longos geram uma estimativa do custo futuro da energia como insumo para os problemas de horizonte mais curtos. Dessa forma, na definição da programação diária de operação no DESSEM, há uma estimativa de valor futuro da água nos reservatórios, que provieram do DECOMP, o qual, por sua vez, utilizou essas estimativas do

¹Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo

²Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo

NEWAVE.

É a partir desse contexto que está proposta a função objetivo do DESSEM como uma soma dos custos de combustível junto ao acionamento de térmicas, bem como do balanço de energia importada e exportada para todo o horizonte temporal estudado, somada a um termo representativo da Função de Custo Futuro. Esse termo depende do nível nos rios e nos reservatórios, bem como das previsões meteorológicas (Santos et al., 2020).

No modelo, estão consideradas: equações de balanço de energia e de água, funções que representam a produção das usinas, restrições operativas das usinas, ambientais e de uso múltiplo da água, restrições do tipo *Unit Commitment* de térmicas³, restrições elétricas e outros detalhes do sistema elétrico brasileiro. Parte dessas equações é originalmente não linear, entretanto o problema é resolvido considerando a linearização dessas equações por Programação Linear Inteira Mista (PLIM ou MILP, em inglês) com múltiplos estágios. A necessidade de linearização das equações está ligada ao tamanho do SIN, com 162 hidrelétricas, 438 térmicas, 6746 barras e 9213 linhas de transmissão, pois esses elementos tem de ser representados nas equações do problema (Santos et al., 2020).

Entretanto, para problemas menores, é factível considerar equações não lineares para representação dos componentes do sistema elétrico. (Orero & Irving, 1998) propuseram um modelo com uma equação não linear de rendimento médio de turbinas para usinas hidrelétricas, em vias de resolver o problema da otimização de um sistema hidrotérmico. Nesse caso, foram consideradas apenas quatro usinas em cascata. A função objetivo era, simplesmente, a minimização da necessidade de suprir a demanda com energia provinda de termoeletricas no horizonte de estudo considerado.

Além dessa função objetivo, foram consideradas equações de balanço de água e de energia, bem como restrições operativas. Ao se comparar, as formulações de (Orero & Irving, 1998) com a do DESSEM, é nítido que a proposta do DESSEM é muito mais rica em detalhes operacionais do SIN e que é, de fato, a mais apropriada para ser usada para a programação energética brasileira. Em contrapartida, a consideração de uma não linearidade no problema pode, pontualmente, aprimorar a representação do subsistema e trazer alguma contribuição positiva à otimização.

As vantagens e desvantagens da consideração de não-linearidades para a programação hidroenergética de longo prazo brasileira foram discutidas em (Toscano, 2009) e (Zambelli, Toscano, Soares Filho, dos Santos & da Silva Filho, 2011). Nesses trabalhos, o modelo NEWAVE é comparado com o modelo de Otimização do Despacho Interligado Nacional (ODIN). Enquanto o NEWAVE utiliza um modelo linear, resolvido por Programação Dinâmica Dual Estocástica para representação das incertezas das afluições do SIN a partir de múltiplos cenários, o ODIN leva em consideração cenários hidrológicos específicos e fornece soluções para plantas individuais a partir de formulações não lineares. Nos cenários analisados no artigo, o ODIN teve

³Restrições operativas para as usinas térmicas que requerem uma formulação inteira mista

melhor desempenho, o que motivou os autores a sugeri-lo como superior na representação do SIN e, por conseguinte, para a tomada de decisão nesse contexto. Sem buscar analisar minuciosamente os pontos positivos e negativos de cada modelo, pela avaliação do artigo, percebe-se que a representação não linear de alguns componentes elétricos e processos intervenientes (e.g. processos hidrológicos) pode trazer melhorias aos resultados dos problemas de otimização.

Nesse aspecto, a formulação do problema matemático se mistura com seu método de resolução. Ou seja, como a escolha de representação não linear para algum processo leva, necessariamente, a escolha de um método de solução capaz de resolver não-linearidades, a definição do grau de detalhamento de determinado problema gera implicações para a escolha do método de solução. Na próxima seção, são tratados alguns métodos de otimização, apresentando enfoque em heurísticas construtivas.

2.1.2 Métodos de otimização

A Pesquisa Operacional (PO) é a área de conhecimento que estuda, desenvolve e aplica métodos analíticos avançados para auxiliar na tomada de melhores decisões nas mais diversas áreas de atuação humana. A PO surgiu a partir do esforço de guerra das Forças Aliadas no início dos anos 40 e é amplamente utilizada em áreas estratégicas para a sociedade, como a área de planejamento energético. No Brasil, a Sociedade Brasileira de Pesquisa Operacional promove o seu desenvolvimento científico (SOBRAPO, 2021).

Os métodos contemplados pela área de PO são variados e possuem diferentes graus de complexidade, condizentes com o problema que se pretende solucionar. Problemas formados por equações lineares, sem nenhuma restrição de integralidade, são classificados como Programação Linear (PL ou LP em inglês) e métodos como o *Simplex* são recomendados para sua resolução. No caso da existência de, pelo menos, uma restrição de integralidade, o problema é classificado como Programação Linear Inteira Mista (PLIM ou MILP em inglês) e pode ser resolvido por algoritmos do tipo *Branch-and-bound* (Hein, 2012).

Esses tipos de métodos são relativamente simples e um programador dotado de experiência na área é capaz de desenvolver um programa que os resolva de modo eficiente. Entretanto, conforme aumenta o grau de complexidade dos problemas, necessariamente, aumenta o grau de complexidade do método de resolução. Esses métodos de resolução passaram a constituir caixas de ferramentas bastante robustas e flexíveis denominadas *solvers* para resolução de variados problemas de PO. Os *solvers* foram desenvolvidos por centros de pesquisas especializados ao redor do mundo nas linguagens que convinham aos programadores. Em função de um esforço do Banco Mundial, em 1970, buscou-se o desenvolvimento de uma plataforma única para utilização dos *solvers* desenvolvidos para PO. Essa plataforma é o Sistema Geral de Modelagem Algébrica (GAMS, sigla em inglês) (Brooke, 2004). Uma das vantagens do uso do GAMS é que o programador pode se concentrar na formulação matemática do problema, sem ter que se

preocupar com estratégia de solução do *solver*.

Nesta seção, optou-se por discorrer sobre alguns *solvers* disponíveis para uso no GAMS para solução de problemas de Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM ou MINLP em inglês) e Programação Não Linear (PNL ou NLP em inglês).

A representação mais completa da programação diária de operação de sistema elétrico traz, em sua formulação, equações não lineares e restrições de integridade. Por essas razões, aparentemente, a melhor solução seria utilizar *solvers* do tipo MINLP. (Sahinidis, 2019) aponta que os desenvolvimentos nesta área tem crescido muito nas últimas décadas e discorre sobre diversas aplicações de trabalhos apresentadas em congresso específico sobre o tema em Dagstuhl (Alemanha) em 2018. Das aplicações apresentadas, a maioria utilizou os *solvers* BARON⁴ e SCIP⁵.

(Kronqvist, Bernal, Lundell & Grossmann, 2019) apresentaram uma comparação abrangente de uma seleção de *solvers* disponíveis para resolver problemas convexos de MINLP. No geral, os *solvers* tiveram um bom desempenho no conjunto de teste considerado. No entanto, foi ressaltado que os problemas solucionados são pequenos comparados a problemas relevantes para a indústria. Ainda hoje, os problemas do mundo real devem ser simplificados e reduzidos em tamanho para obter formulações tratáveis no processo, limitando os benefícios práticos do MINLP. Os autores concluem que ainda é necessário aprimoramento da capacidade das ferramentas para difusão de seus usos operacionalmente em problemas reais.

Por outro lado, métodos de solução do tipo NLP já estão bastante consolidados e são utilizados operacionalmente para resolver variados problemas da indústria, inclusive do setor de energia. Um exemplo de *solver* bastante difundido no mercado é o CONOPT descrito por (Drud, 1994). Em função de sua formulação, eles não são capazes de resolver problemas inteiros. Por conseguinte, são necessários métodos para adaptar os resultados fracionados do *solver* em números inteiros, dependendo da natureza das variáveis consideradas.

Uma alternativa ao uso de *solvers* é o uso de algoritmos heurísticos. Um algoritmo heurístico é projetado para resolver um problema de maneira mais rápida e eficiente do que os métodos tradicionais, sacrificando a precisão pela velocidade. As heurísticas podem produzir uma solução individualmente ou ser usadas para fornecer uma boa linha de base e são complementadas com algoritmos de otimização. Os algoritmos heurísticos são frequentemente empregados quando soluções aproximadas são suficientes e soluções exatas são computacionalmente caras ou inviáveis (Cook, 1983).

As Heurísticas Construtivas (HC) são estratégias que mesclam a rodada de *solvers* e algoritmos heurísticos. As HC são heurísticas baseada em critérios pre-estabelecidos e rodadas

⁴BARON é um sistema computacional para resolver problemas de otimização não convexa para otimização global. Problemas não lineares puramente contínuos, puramente inteiros e inteiros mistos podem ser resolvidos com o software.

⁵SCIP é uma estrutura para Programação Inteira com Restrições que permite acesso a informações detalhadas do *solver* e controle dos processos. O SCIP também pode ser usado como um *solver* MIP ou MINLP puro.

de *solvers* do problema original simplificado. Esses critérios, normalmente, estão relacionados a Fatores de Sensibilidade (FS), os quais auxiliam o processo de solução do algoritmo.

(Romero, Rocha, Mantovani & Mantovani, 2007) se utilizou deste método para o planejamento multi-estágio da expansão de sistemas de transmissão. Nesse caso, o índice utilizado era a multiplicação entre o número de novas linhas ou circuitos construídos e o fluxo passando pelo componente elétrico. Cabe ser destacado que esse número de novas linhas e circuitos não estava submetido a uma restrição de integralidade no problema resolvido. Esse índice era calculado para cada posição onde poderia ser feito o investimento e, para o maior valor do índice, era adicionado mais um elemento no sistema. O problema era resolvido até os valores residuais para o número de novos elementos fosse suficientemente baixo.

Mais recentemente, (Mendonça, 2014) aplicou uma HC semelhante para a expansão de sistemas de distribuição a partir da maximização de outras duas propostas de índice de sensibilidade. Uma delas é a divisão da tensão da barra em que se pretende conectar pelo custo do circuito. Alternativamente, a solução foi comparada a um índice que o custo do circuito do denominador é multiplicado a um termo representativo das perdas elétricas. Dessa segunda forma, a escolha do circuito é penalizada no caso de aumentar as perdas elétricas do sistema.

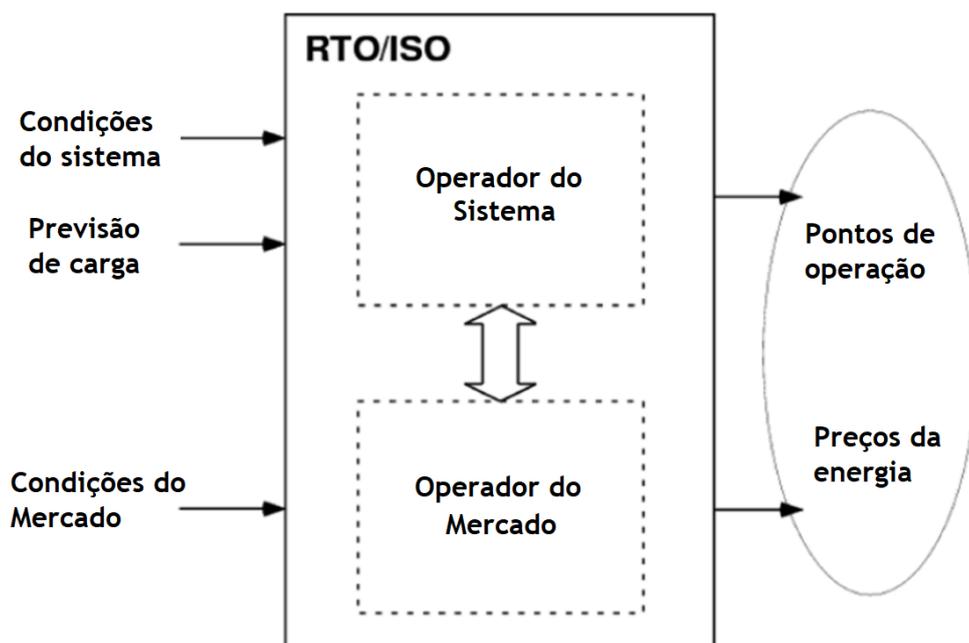
É importante destacar que não existe uma regra única para definição de um método de HC. Adicionalmente, é evidente a importância da definição de um FS coerente com a tipologia do problema e aderente aos objetivos almejados com a otimização.

2.1.3 O problema HUCL

A programação diária da operação de usinas hidrelétricas busca determinar quais unidades estarão operando e os seus respectivos níveis de geração para o dia seguinte. Na formulação do problema considera-se um conjunto de restrições operativas, assim como metas de geração, que são diretrizes determinadas com base no planejamento da operação do sistema.

Os trabalhos de (Finardi & Scuzziato, 2013) e (Finardi & Scuzziato, 2014) visam melhorar o ponto de operação considerando uma programação horária de geração de energia para um grupo de usinas hidrelétricas em cascata. Nesses trabalhos, foram consideradas quatro usinas em cascata, para as quais se buscava minimizar a soma das suas defluências totais (função objetivo). Além disso, considerou-se equações de balanço de massa e de energia, restrições operativas, bem como funções não lineares para representar, detalhadamente, diversos componentes das usinas. Essas funções compreendiam polinômios de cota X volume dos reservatórios, polinômios de cota X defluência a jusante, curvas de rendimento das turbinas dependendo da queda líquida e da vazão turbinada, curvas de perdas hidráulicas nas turbinas, curvas de perdas mecânicas e elétricas nos geradores, assim como polinômios de vazões máximas e mínimas turbinadas dependentes da queda líquida.

A formulação do problema disposto em (Finardi & Scuzziato, 2013) é um problema muito comum para definição da programação do dia seguinte de usinas hidrelétricas em sistemas onde atua um operador RTO/ISO (*Regional transmission organization / Independent system operator*). Os operadores, a partir de previsões de carga, condições operativas e de mercado, bem como de resultados de modelos de otimização, tomam a decisão sobre o ponto de operação e os preços da energia de todo o sistema. A Figura 2.1 apresenta como funciona o processo de tomada de decisão desses agentes.



Fonte: Adaptado de (Chow, Mello & Cheung, 2005).

Figura 2.1: Definição do processo de tomada de decisão de um operador ISO.

Para o ISO, a programação da operação de uma usina hidrelétrica é apenas um conjunto de variáveis a ser otimizados dentro de um conjunto mais amplo. Para a usina hidrelétrica, a programação é uma instrução a ser seguida, para a qual deve-se buscar o uso mais eficiente possível de seus equipamentos em vias de cumpri-la. Essa diferença entre as abordagens divide o problema em duas etapas: 1 – O ISO define as programações das diferentes usinas a partir de sua otimização; 2 – As usinas definem quais turbinas vão ser utilizadas para cumprir com o programa estabelecido pelo ISO.

Nessa concepção, é buscada uma melhor eficiência no uso da água. Como a geração é individualizada e predefinida, a única maneira de melhorar o desempenho do sistema é melhorar sua eficiência, ou seja, reduzindo o uso da água para gerar a mesma quantidade de energia. Este problema é classificado como um problema de *hydro unit commitment* com meta de geração (HUCL).

O problema HUCL requer uma estratégia para lidar com as equações não lineares e variáveis inteiras relacionadas ao *unit commitment* das unidades. Para fins de planejamento da operação de um sistema elétrico de grande porte, conforme analisado por (Santos et al., 2020),

a linearização das equações e desconsiderar variáveis inteiras para as hidrelétricas pode ser perfeitamente justificada, dadas as demais complexidades envolvidas.

Assim, uma forma de considerar, pelo menos, o *hydro unit commitment* é usar Programação Inteira Mista (MILP). Nesse caso, as equações do problema também devem ser linearizadas, mas as turbinas individuais são representadas. Este método foi aplicado em (Fleten & Kristoffersen, 2008; Chen, Liu, Liu, Wei & Mei, 2016). Ele é mais preciso, mas pode ser muito demorado para sistemas de grande escala.

Por sua vez, a consideração das não linearidades e do *hydro unit commitment* exige a Programação Não Linear Inteira Mista (MINLP). Entretanto, apesar das melhorias recentes dos pacotes de otimização, (Kronqvist et al., 2019) avaliam que estes são adequados somente para problemas pequenos se comparados aos problemas relevantes para a indústria. Ainda hoje, os problemas práticos devem ser simplificados e reduzidos em tamanho para obter formulações tratáveis no processo, limitando os benefícios do maior detalhamento matemático nas representações dos problemas.

Algumas pesquisas como (Siu, Nah & Shawwash, 2001; Seguin, Côté & Audet, 2016) propõem estratégias combinando diferentes *solvers* para lidar com o problema. (Seguin et al., 2016) consideram a resolução em duas fases. A primeira fase resolve o relaxamento de um programa não linear inteiro misto para obter a vazão turbinada de água, o volume do reservatório e o número de unidades operando em cada período do horizonte de planejamento. O segundo estágio resolve um problema de programação inteira mista linear para determinar qual combinação de turbinas utilizar em cada período. Por sua vez, (Siu et al., 2001) dividem o problema em três partes. Inicialmente, as soluções inviáveis e indesejáveis são descartadas. Em seguida, a programação dinâmica é usada para resolver o problema de *unit commitment* da unidade estática ideal para uma determinada geração das usinas, combinações de unidades viáveis e condições hidráulicas atuais. Por fim, o problema HUCL é formulado e resolvido como um problema de rede de grande porte com restrições de contorno.

Essas estratégias são formas robustas de criar sistemas de apoio à decisão rápidos e eficientes para planejar a programação da geração de unidades em tempo real. No entanto, ambos os métodos requerem linearização das equações. (Finardi & Scuzziato, 2013) avalia que, na perspectiva do Operador Independente do Sistema (ISO), o grande número de reservatórios o impede de levar em consideração a modelagem complexa associada às unidades hidrelétricas. Por esta razão, para (Santos et al., 2020), as unidades hidrelétricas são modeladas por uma função linear por partes, e as restrições de *unit commitment* das unidades hidrelétricas não são levadas em consideração. Portanto, uma modelagem intrínseca não linear mista discreta é substituída por uma modelagem linear contínua.

(Finardi & Scuzziato, 2013) propôs um modelo matemático em cascata formulado para minimizar, em cada planta e estágio de tempo, a vazão turbinada necessária para atender a meta de geração horária definida pelo ISO. Esta abordagem permite usar equações não lineares, mas

não visa resolver o problema do sistema como um todo. Portanto, sendo considerada como complementar a perspectiva ISO. O método de resolução aplicado em (Finardi & Scuzziato, 2013) é dividido em duas fases. A primeira consiste em aplicar a Relaxação Lagrangiana para obter a solução ótima dual, sendo esta inviável em relação às variáveis primais, pois resolve uma forma convexificada do problema de HUCL. Posteriormente, usa-se essa solução como ponto de partida para recuperar a viabilidade da solução primal, por meio do Lagrangiano Aumentado Inexato.

Vale destacar que o problema apresentado por (Finardi & Scuzziato, 2013) é não linear e não convexo, portanto, é matematicamente impossível garantir a solução ótima. No entanto, a área de busca é limitada por uma quantidade relativamente grande de restrições que leva a uma pequena probabilidade de existência de mínimos locais válidos. Nessas condições, o uso de uma estratégia bem consolidada, como a proposta, é coerente para dar um ponto de operação suficientemente bom para as usinas hidrelétricas.

O uso de Heurísticas Construtivas também é um método factível para lidar com esse tipo de problema. A principal vantagem das Heurísticas Construtivas é que não há necessidade de suposições prévias importantes. Por outro lado, normalmente, a HC não deve ser transferida para outros problemas sem uma análise criteriosa.

2.2 Hidrologia e suas incertezas

As incertezas nos resultados dos modelos matemáticos existentes para a previsão de parâmetros de sistemas elétricos são de diversas naturezas. Uma importante fonte de incerteza são as previsões hidrológicas. Em (Collischonn, 2001), um dos principais trabalhos que apresentaram o Modelo de Grandes Bacias (MGB), o coeficiente de determinação ou R^2 , na etapa de verificação para diversos postos da bacia do rio Uruguai, flutuou de 0 até 0,89. Cabe ser destacado que o valor de 0 para o R^2 significa que a média dos valores observados é um estimador tão bom quanto o próprio modelo. Na avaliação do estudo, a qualidade dos resultados mostrou-se dependente da quantidade de informações pluviométricas disponíveis.

Segundo (Rottuno Filho, 2001), os desvios decorrem da complexidade dos processos físicos que ocorrem na natureza, os quais são simplificados em vias de atender os fins para os quais foram desenvolvidos. O'Donnel e Canedo (1980 apud (Rottuno Filho, 2001)) listaram as principais fontes de incerteza dos modelos hidrológicos conforme apresentado:

1. Registro de dados: (a) erros na coleta de dados brutos, (b) informações pontuais são tomadas como médias espaciais, (c) informações contínuas são referenciadas por médias temporais, (d) processos de estimação para variáveis não diretamente observadas (por exemplo evaporação)

2. Estrutura do modelo: (a) conhecimento imperfeito dos processos físicos que ocorrem na bacia, (b) aproximações introduzidas na representação dos processos físicas, (c) substituição de propriedades variáveis espacialmente na bacia por valor concentrado (por exemplo, capacidade de infiltração), (d) tratamento de processos que ocorrem simultaneamente como se cada um desses processos ocorresse isoladamente, (e) omissão de alguns processos que ocorrem, dado que não atendem o objetivo de uma certa modelagem.
3. Calibração do modelo: (a) escolha da função objetivo, (b) tamanho da amostra a ser utilizada na fase de ajuste do modelo, (c) variabilidade que pode afetar o processo de calibração em virtude do uso de diferentes amostras, (d) critérios para declarar convergência dos parâmetros no processo de otimização, (e) dificuldades na estimação adequada dos parâmetros (O'DONNEL e CANEDO, apud (Rottuno Filho, 2001)) .

Essas incertezas se relacionam apenas ao ajuste do modelo chuva-vazão, ou seja, não considera a previsão de chuva por modelos numéricos de tempo, a qual é considerada para estimar uma vazão futura. As incertezas dos modelos numéricos de previsão de tempo se relacionam, principalmente, à definição da condição inicial do modelo, assim como à própria formulação do modelo. Ambas fontes de erro são importantes, pois a natureza dinâmica da atmosfera potencializa esses erros iniciais (Ehrendorfer, 1997).

Nesse sentido, nas últimas quatro décadas, houve significativo avanço no desenvolvimento de métodos para estimar as incertezas dos modelos hidrológicos. Entretanto, ainda há muita perspectiva de avanço nessa área e o tema constitui uma das principais questões científicas atuais relacionadas. Para ilustrar a importância dessa discussão, destaca-se que, em 2019, foi elaborado um artigo por 230 pesquisadores com trabalhos relevantes em hidrologia, no qual foram elencados os 23 principais problemas de hidrologia ainda sem solução. Nessa seleção, houve uma questão dedicada especialmente à estimativa da incerteza de modelos hidrológicos. Em tradução livre, a pergunta seria: Quanto seria possível distinguir e reduzir as incertezas paramétricas, estruturais e dos dados de entrada dos modelos hidrológicos (Bloschl, 2019)?

Essa pergunta vem sendo tratada sob diferentes perspectivas por vários autores ao redor do mundo. Nesta revisão bibliográfica, optou-se por apresentar sucintamente alguns trabalhos com abordagens diversas para que se possa ter uma ideia das principais discussões a respeito. Para isso, é importante destacar, na pergunta, a divisão proposital da incerteza em três componentes: 1) A incerteza dos dados de entrada; 2) A incerteza estrutural; e 3) A incerteza paramétrica.

Dessas três componentes, os estudos sobre a estimativa da incerteza paramétrica merecem especial destaque. Desde 1992, com a proposição do método *Generalised Likelihood Uncertainty Estimation* (GLUE) por Beven e Binley, muitos trabalhos vêm sendo apresentados segundo essa proposta, ou propostas ainda mais abrangentes. A ideia básica do GLUE é que, dada a nossa incapacidade de representar exatamente em um modelo matemático como a natureza funciona, sempre haverá vários modelos diferentes que imitam igualmente bem um processo natural observado. Nesse contexto, é cunhado o conceito de equifinalidade, o qual

busca representar matematicamente modelos igualmente aceitáveis. Essa representação pode ser dada por um valor mínimo de métrica de desempenho, como o número de *Nash–Sutcliffe*⁶.

(Pappenberger, Beven, M. & S., 2005) propuseram uma forma de modelar a incerteza dos parâmetros de propagação (coeficiente de *mannings*) de modelos hidráulicos a partir de simulações no *software* HEC-RAS⁷ pela técnica GLUE. (Werlang, 2021) estimou essa incerteza paramétrica pela mesma técnica para cinco bacias usando o modelo hidrológico *Soil Moisture Accounting Procedure* (SMAP).

Uma limitação do método GLUE é a desconsideração de um modelo de erro para as suas simulações. (Vrugt, 2016; Vrugt et al., 2009, 2008) propõem um algoritmo que considera a formulação de um modelo de erro: o algoritmo Differential Evolution Adaptive Metropolis (DREAM), onde se pode modelar incertezas hidrológicas por métodos Bayesianos. (de Oliveira, Chaffe & Macedo Sá, 2017) apresenta a aplicação desse método para representação da incerteza paramétrica no fenômeno de interceptação da água pela vegetação.

Entretanto, a melhoria dos resultados do modelo a partir de um melhor conhecimento da distribuição de probabilidades de seus parâmetros está limitada à capacidade do modelo de representar a realidade. Essa limitação do modelo de representação da realidade é a incerteza estrutural. Ou, em outras palavras, a incerteza estrutural é a incerteza de representação dos processos hidrológicos. Ela é uma incerteza relacionada ao item 2 da lista apresentada anteriormente de Canedo (1980 apud (Rottuno Filho, 2001)). A principal forma que tem sido proposta para tratar essa incerteza é considerar vários modelos diferentes para resolver um mesmo problema. A diferença nos resultados estaria relacionada à diferença da estrutura do modelo. Esse tipo de abordagem é conhecida como multi-model.

(Jiang, Ren, Yang, Ma & Liu, 2014) apresentaram uma proposta de considerar a incerteza estrutural, adicionada à incerteza paramétrica e dos principais inputs, para a bacia do rio Mishui no sul da China. Os resultados sugerem que considerar a incerteza estrutural com multi-model é um método prático para uso operacional para previsão de vazões, a partir do qual podem ser gerados resultados com maior precisão e limites de incerteza mais confiáveis.

(Dong, Xiong & Yu, 2013) realizaram um estudo semelhante para a bacia do rio Mumahe, uma subbacia do rio Han, no estado de Shanxi na China, no qual concluíram que a consideração de vários modelos para composição do resultado também, no geral, aumentou a performance das simulações em comparação aos resultados individuais.

A terceira principal fonte de incerteza são os dados de entrada, os quais podem se dividir, principalmente, entre dados de vazão observada (para assimilação ou inputs diretos), dados de chuva observada e dados de chuva prevista.

Em relação às incertezas dos dados de vazão observada, (Mansanarez, 2016; Le Coz, B.,

⁶A eficiência de *Nash–Sutcliffe* é um índice comumente utilizado para descrever quantitativamente a qualidade de modelos hidrológicos.

⁷Hydrologic Engineering Center's - River Analysis System (HEC-RAS). *Software* desenvolvido pelo corpo de engenheiros do exército dos Estados Unidos para modelagem hidrodinâmica distribuído gratuitamente.

Bonnifait, Branger & Le Boursicaud, 2014; Le Coz., 2014) trouxeram importantes contribuições para sua estimativa a partir da proposição de um modelo de curva-chave com representação de suas incertezas intrínsecas baseado nas equações clássicas da hidráulica. (Maldonado, Kazay & E., 2018) apresentaram uma modificação do método utilizado com a consideração de um modelo de erro a partir do método DREAM.

As incertezas da representação da chuva estão relacionadas, principalmente, a dificuldades de se estimar o campo de chuva em determinada área. A sigla, em inglês, que se costuma utilizar para se referir a essa grandeza é QPE (*Quantitative Precipitation Estimation*). (TAO, CHOCAT, LIU & XIN, 2009) fizeram um estudo sobre esse aspecto para QPE derivados de interpolação de dados de precipitação, mostrando os impactos de considerações de semi-variogramas para a *Krigagem*⁸ na estimativa de chuva.

Por fim, uma das fontes de incertezas mais importantes das previsões hidrológicas são as incertezas das previsões meteorológicas ou das previsões de tempo. Essa estimativa costuma ser conhecida, em inglês, como QPF (*Quantitative Precipitation Forecast*) e se trata da quantidade de chuva que o modelo hidrológico terá como input. Esse tipo de incerteza costuma ser tratada pela definição de cenários equiprováveis ou com uma probabilidade associada. A abordagem por cenários equiprováveis foi tratada por (Fan, 2015), onde o método para a representação da incerteza das previsões meteorológicas é utilizar como *input* dos modelos hidrológicos um conjunto de cenários possíveis de previsões meteorológicas, as quais podem ser derivados de múltiplas trajetórias possíveis dos estados da atmosfera. As aplicações desse método estão apresentadas em (Fan, Schwanenberg, Collischonn & Weerts, 2015; Fan, Collischonn, Meller & Botelho, 2014).

A consideração de cenários hidrológicos possíveis para a otimização energética é a abordagem utilizada pelo modelo NEWAVE para a programação de médio prazo. Nesse contexto, a alta cardinalidade de informações necessárias para representar com precisão a incerteza das vazões interveniente no problema da operação de planejamento de médio prazo torna sua solução computacionalmente impraticável para o sistema elétrico brasileiro. Dada essa limitação, a solução encontrada para o problema foi gerar cenários a partir de métodos estocásticos que consideram a estacionariedade de séries temporais e dependência dos últimos dados provindos do software GEVAZP⁹ (de Oliveira, Sagastizábal, Penna, Maceira & Damázio, 2010).

Além da estacionariedade climatológica anual, outra forçante que pode ser adicionada ao modelo é a ocorrência do fenômeno El Niño ou La Niña. Esses fenômenos estão relacionados à anomalia de temperatura do oceano Pacífico e seus impactos na distribuição de chuvas nas diferentes regiões do Brasil já foram bastante estudados. (Treistman, Maceira, Penna, Damázio

⁸A *krigagem* ordinária é geralmente associada como *Best Linear Unbiased Estimator* e é baseada na suposição de que a variação é aleatória, espacial e dependente, e que o processo aleatório subjacente é intrinsecamente estacionário, com média constante e uma variação que depende apenas da separação na distância e direção entre lugares e não em posição absoluta. O trabalho de (Lozove, Kazay, Gomes Villa Trinidad, Quevedo Aguade, Zaicovski, Werlang, Villanueva Aguero, Fariña Jara & Takahashi, 2019) discute alguns aspectos do método.

⁹Modelo de Geração de Cenários de Energias e Vazões.

& Rotunno Filho, 2020) incorporou essa informação no modelo trazendo melhoras na geração de cenários representativos do modelo.

Assim como a definição da função objetivo depende do tipo do sistema elétrico e o horizonte temporal que se pretende otimizar, a geração de cenários também depende desses aspectos do problema. Dessa maneira, a proposição de cenários para um horizonte de médio prazo para uma escala espacial das dimensões do Brasil é muito diferente da definição de cenários para curto (e.g. 15 dias) ou curtíssimo prazo (1 dia) para uma bacia menor.

Para um horizonte de curto ou curtíssimo prazo, as incertezas dos modelos hidrológicos podem ser tratadas como apresentado por (Fan, 2015) trazendo contribuições para a otimização energética. (Schwanenberg et al., 2015) utiliza esse tipo de estimativa das incertezas com o software RTC-tools para otimização da programação da UHE Três Marias em Minas Gerais para os horizontes de 10 e 15 dias. O trabalho concluiu que a abordagem probabilística chegou a soluções melhores, considerando a função objetivo proposta, em comparação aos resultados utilizando modelos determinísticos.

(Marquez Calvo, 2019) propõem, de maneira mais ampla, como considerar as diversas fontes incertezas hidrológicas de curto prazo na resolução do problema de otimização, a qual pode provir, por exemplo, da minimização ou maximização da média dos valores da função objetivo para os cenários.

Em resumo, a consideração das incertezas para otimização energética depende do modo como elas são modeladas, o qual depende do horizonte da previsão e do objetivo do problema.

Capítulo 3

Materiais e métodos

Os materiais e métodos foram pensados em três etapas, em vias de cumprir com os três objetivos específicos desta dissertação. Na primeira parte do método, a formulação do problema de otimização de uma cascata fictícia utilizada em (Scuzziato, 2011) e (Gomes, 2018) foi reproduzida em GAMS. Todos os parâmetros, condições iniciais e outros detalhes disponíveis nesses materiais foram rigorosamente seguidos, com o intento de comparar os resultados, para os quais, entende-se que deve haver aderência. Para a resolução do problema foi proposta uma HC. Tanto a formulação do problema, quanto a HC estão apresentadas na primeira seção deste capítulo.

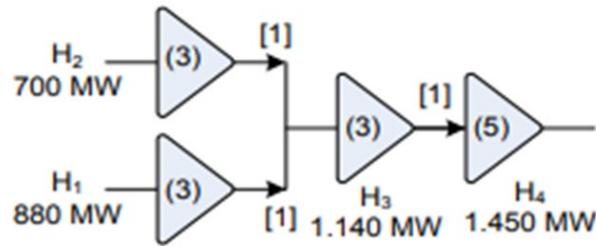
Em seguida, são problematizadas algumas hipóteses, assumidas em (Scuzziato, 2011) e reproduzidas por (Gomes, 2018), e propostas algumas hipóteses alternativas como, por exemplo, a possibilidade de atendimento da carga por toda a cascata e não individualizada por usina. Dadas essas considerações, foram efetuadas algumas alterações estruturais do problema e os resultados foram avaliados.

Na última parte, a concepção proposta por (Fan, 2015) para estimativa de incertezas de previsões hidrológicas foi utilizada para gerar cenários de chuva em bacias reais de rios do estado do Paraná e do Mato Grosso do Sul. Esses resultados foram considerados como vazões incrementais do problema de (Scuzziato, 2011) multiplicadas por um fator para harmonizar a ordem de grandeza das vazões. Em um segundo momento, foi avaliada uma nova concepção para as equações do problema no intento de aferir uma solução considerando as incertezas hidrológicas.

3.1 Resolução do problema de otimização da programação diária da operação de usinas hidrelétricas em cascata por Heurísticas Construtivas

A cascata que se pretende otimizar é composta de 4 usinas com a disposição conforme apresentado na Figura 3.1. A Tabela 3.1 apresenta algumas das principais características de

cada uma dessas usinas. A Figura 3.2 apresenta as vazões / vazões incrementais afluentes de cada usina, enquanto a Figura 3.3 apresenta a demanda de geração horária de cada usina.



Fonte: (Scuzziato, 2011)

Figura 3.1: Usinas em cascata.

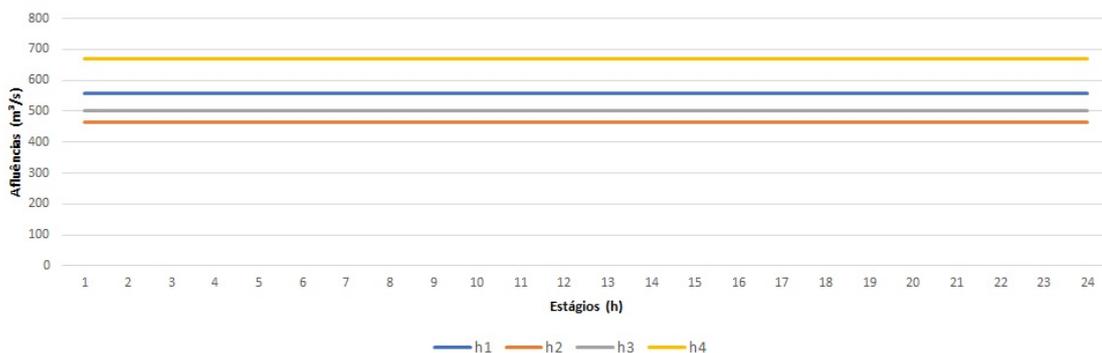
Tabela 3.1: Principais características das usinas em cascata.

Usina	Potência Instalada	Queda de projeto	Volume Útil
H1	700 MW	182 m	157 hm ³
H2	880 MW	152 m	2193 hm ³
H3	1140 MW	108 m	1065 hm ³
H4	700 MW	100/105 ¹ m	800 hm ³

¹ Cada valor corresponde a um grupo de unidades.

Fonte: Adaptado de (Scuzziato, 2011)

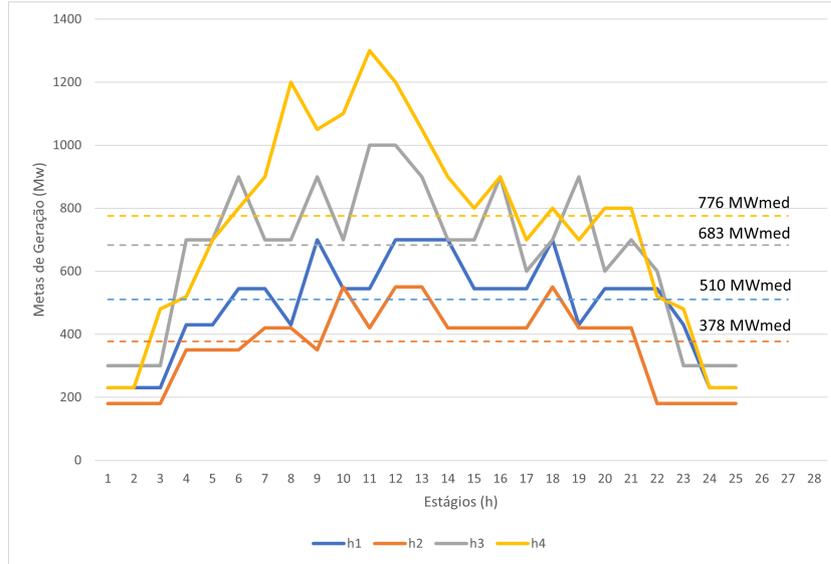
Pela análise da Tabela 3.1, percebe-se que as maiores quedas estão nas usinas H1 e H2, o maior volume de armazenamento está na usina H2, enquanto as maiores capacidades instaladas estão nas usinas H3 e H4.



Fonte: Adaptado de (Scuzziato, 2011)

Figura 3.2: Vazões incrementais e afluentes dos reservatórios de interesse.

Pela observação da Figura 3.2, percebe-se que são consideradas vazões constantes afluentes às usinas H1 e H2, bem como incrementais constantes às usinas H3 e H4. As maiores incrementais são observadas para a usina H4. Nesse sentido, pelo desenho da rede, as usinas H3 e H4 devem receber as maiores vazões, visto que elas recebem as contribuições das usinas à montante, além de suas incrementais. Em contrapartida, essas usinas são as responsáveis pelo atendimento da maior parte da carga como se observa na Figura 3.3.



Fonte: Adaptado de (Scuzziato, 2011)

Figura 3.3: Demanda de geração por usina.

Pela observação da Figura 3.3, percebe-se que há um horário de pico de demanda por volta das 10 horas da manhã e valores baixos de demanda das 20 horas até às 2 horas da manhã. As usinas H1 e H2 possuem demandas menores, próximas entre si. A usina H3 possui demanda superior quando comparada com essas outras duas, mas inferior quando comparada com H4.

A formulação utilizada para representar matematicamente o problema é inspirada em (Scuzziato, 2011). A formulação contempla as perdas hidráulicas, mecânicas e elétricas presentes no processo de produção de energia considerando turbinas individualizadas, bem como os limites máximo e mínimo da turbina. No presente trabalho não são consideradas as vazões vertidas, pois os valores de vazões afluentes são inferiores à capacidade dos reservatórios das usinas. Adicionalmente, as vazões turbinadas são propagadas por tempos de viagem. A formulação matemática é apresentada na sequência através das equações numeradas de 3.1 a 3.15.

$$\text{Min}Z = \sum_{H,U,t} A_t^{H,U} Q_t^{H,U}. \quad (3.1)$$

$$V_{t+1}^H = V_t^H + \gamma(I_t^H + \sum_U A_t^{H,U} Q_t^{H,U} + \sum_{H \in \beta} \sum_U A_{t-\tau}^{H,U} Q_{t-\tau}^{H,U}). \quad (3.2)$$

$$D_t^H \leq \sum_U A_t^{H,U} P g_t^{H,U}. \quad (3.3)$$

$$P_{\min}^H \leq P g_t^{H,U} \leq P_{\max}^H. \quad (3.4)$$

$$P g_t^{H,U} = P s t_t^{H,U} - P g g_t^{H,U} - P m t_t^{H,U}. \quad (3.5)$$

$$Pst_t^{H,U} = \eta Q_t^{H,U} HH_t^{H,U} \rho_t^{H,U}. \quad (3.6)$$

$$Pmt_t^{H,U} = poli_1(Pg_t^{H,U}) \quad (3.7)$$

$$Pgg_t^{H,U} = c_0 \exp^{c_1 Pg_t^{H,U}} \quad (3.8)$$

$$HH_t^{H,U} = Up_t^H - Down_t^H - lo_t^{H,U} \quad (3.9)$$

$$Up_t^H = poli_2(V_t^H) \quad (3.10)$$

$$Down_t^H = poli_3\left(\sum_U A_t^{H,U} Q_t^{H,U}\right) \quad (3.11)$$

$$lo_t^{H,U} = poli_4\left(\sum_U A_t^{H,U} Q_t^{H,U}\right) \quad (3.12)$$

$$\rho_t^{H,U} = poli_5\left(\sum_U A_t^{H,U} Q_t^{H,U}, HH_t^{H,U}\right) \quad (3.13)$$

$$poli_6(HH_t^{H,U}) \leq Q_t^{H,U} \leq poli_7(HH_t^{H,U}) \quad (3.14)$$

$$A_t^{H,U} = 0, 1 \quad (3.15)$$

Onde:

Z é a Função objetivo

H é o conjunto de usinas hidrelétricas

U é o conjunto de unidades geradoras

t é o conjunto de passos temporais ou etapas consideradas no problema

$Q_t^{H,U}$ é a Vazão turbinada em cada unidade em cada etapa

γ é o termo de conversão de metros cúbicos por segundo para hectômetros por hora

$A_t^{H,U}$ é o estado operativo binário da unidade

τ Tempo de viagem entre usinas hidrelétricas

β Conjunto de usinas hidrelétricas localizadas a montante da usina hidrelétrica “r”

V_t^H Volume do reservatório em cada etapa

D_t^H Demanda por reservatório em cada etapa

$Pg_t^{H,U}$ Potência líquida gerada por turbina em cada etapa

$Pmin^{H,U}$ Limite mínimo de potência da turbina

$Pmax^{H,U}$ Limite máximo de potência da turbina

$Pst_t^{H,U}$ Potência bruta gerada pela turbina em cada etapa

$Pgg_t^{H,U}$ Perdas elétricas do gerador em cada etapa

$Pmt_t^{H,U}$ Perdas mecânicas do gerador em cada etapa

$HH_t^{H,U}$ Queda hidráulica líquida por etapa

$Up_t^{H,U}$ Nível montante em cada etapa

$Down_t^{H,U}$ Nível jusante em cada etapa

$lo_t^{H,U}$ Perdas hidráulicas e mecânicas em cada etapa

$\rho_t^{H,U}$ Eficiência da turbina em cada etapa

η Constante que depende da gravidade e densidade da água [kg m⁻² s⁻²]

c_0, c_1 são coeficientes apresentados em A

$pol_1, pol_2, pol_3, pol_4, pol_5, pol_6, pol_7$ são funções polinomiais apresentadas em A

As funções polinomiais e todos os parâmetros do modelo estão apresentadas no Apêndice A.

A função objetivo é a minimização das vazões defluentes das usinas (3.1). Como a carga é individualizada e predefinida, a única maneira de melhorar o desempenho do sistema é melhorar sua eficiência. Ou seja, reduzir o uso da água para gerar a mesma energia. Nesse sentido, destaca-se que a escolha de atendimento de uma carga horária individualizada por usina restringe significativamente a liberdade de tomada de decisão do sistema. Essa escolha é aderente a uma estratégia em que o operador das usinas não otimiza o problema como um todo, ele apenas escolhe o número de máquinas utilizadas para atender determinada carga e a respectiva distribuição de potências entre as máquinas. A definição dessa carga por usina é objeto de um modelo mais completo que toma a decisão para o sistema completo. No caso brasileiro, este modelo seria o DESSEM.

A equação 3.2 é o balanço de massa e a equação 3.3 é o balanço de energia, ou a equação para atendimento da carga. A equação 3.4 trata dos limites operativos do gerador. As equações 3.5, 3.7 e 3.8 tratam das perdas mecânicas e elétricas do gerador. A equação 3.6 relaciona a potência mecânica de saída da turbina com o rendimento da turbina e com a queda líquida. A equação 3.9 trata da transformação da queda bruta para a queda líquida. As equações 3.10 e

3.11 são os polinômios de montante e de jusante, respectivamente. Por fim, a equação 3.14 define os limites máximos e mínimos para o turbinado.

A principal diferença entre as equações apresentadas e às utilizadas em (Scuzziato, 2011) é a consideração da matriz $A_t^{H,U}$ como um fator multiplicador em todas as equações onde há as variáveis $Q_t^{H,U}$ e $Pg_t^{H,U}$. Em (Scuzziato, 2011), a matriz $A_t^{H,U}$ aparece somente nas equações 3.4 e 3.14. A equação 3.4 é escrita como $A_t^{H,U} * Pmin^{H,U} \leq Pg_t^{H,U} \leq A_t^{H,U} * Pmax^{H,U}$, enquanto a equação 3.14 é escrita como $A_t^{H,U} * poli_6(HH_t^{H,U}) \leq Q_t^{H,U} \leq A_t^{H,U} * poli_7(HH_t^{H,U})$. Os motivos da alteração do problema estão brevemente expostos em 4.4.

Conforme pode-se observar, o problema 3.1 a 3.15 é de natureza não linear com variáveis inteiras e contínuas. Nesse sentido, propõe-se uma estratégia de solução baseada em HC para sua resolução. Para aplicar essa metodologia, relaxa-se a restrição de integralidade aplicada à variável A, a qual passa de uma variável binária para uma variável contínua. Essa nova variável é representada pela letra “a”. A variável indica se a unidade está em operação ou parada, com um limite superior de 1 e um limite inferior de 0. Essa consideração impacta basicamente duas variáveis: a vazão turbinada (Q) e a potência líquida gerada (Pg). A tabela 1 apresenta este novo tratamento para o problema.

Tabela 3.2: Modificações nas equações.

	Problema Original	Problema modificado
Vazão turbinada	$A_t^{H,U} Q_t^{H,U}$	$a_t^{H,U} Q_t^{H,U}$
Geração líquida por turbina	$A_t^{H,U} Pg_t^{H,U}$	$a_t^{H,U} Pg_t^{H,U}$

O esquema da HC foi inspirado em (Romero et al., 2007; Romero, Rocha, Mantovani & Mantovani, 2003). Nesses casos, a técnica foi utilizada para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão. O índice utilizado foi a multiplicação entre o número de novas linhas ou circuitos construídos e o fluxo que passa pelo componente elétrico. Deve-se notar que este número de novas linhas e circuitos não estava sujeito a uma restrição de integralidade no problema resolvido. Ou seja, inicialmente a solução poderia contemplar uma fração de linha a ser construída, o que, na prática, é irreal. Este índice foi calculado para cada posição onde o investimento pudesse ser feito e, para o maior valor do índice, mais um elemento era adicionado ao sistema. O problema foi resolvido até que os valores residuais para o número de novos elementos fossem pequenos o suficiente.

No caso do problema resolvido nesse trabalho como a variável “a” é multiplicada simultaneamente pela vazão turbinada e pela potência gerada na unidade, se houver uma meta de geração a ser fornecida como restrição, a variável “a” precisa ser maior do que zero. Entretanto, se não houver esse requisito, a variável “a” é reduzida a zero, pois ele faz parte da Função Objetivo, cujo objetivo é a minimização. O pressuposto principal deste trabalho é que o próprio processo de otimização da NLP é capaz de indicar a melhor solução. Em outras palavras, o processo de otimização leva naturalmente a pequenos valores de “a” para as unidades desneces-

sárias e valores de “a” iguais a 1 para as unidades essenciais ao fornecimento de energia.

Assim, com essas modificações, o problema passa a ser representado pelas equações

$$\text{Min}Z = \sum_{H,U,t} a_t^{H,U} Q_t^{H,U}. \quad (3.16)$$

$$V_{t+1}^H = V_t^H + \gamma(I_t^H + \sum_U a_t^{H,U} Q_t^{H,U} + \sum_{H \in \beta} \sum_U a_{t-\tau}^{H,U} Q_{t-\tau}^{H,U}). \quad (3.17)$$

$$D_t^H \leq \sum_U a_t^{H,U} P g_t^{H,U}. \quad (3.18)$$

$$Pmin^H \leq P g_t^{H,U} \leq Pmax^H. \quad (3.19)$$

$$P g_t^{H,U} = Pst_t^{H,U} - Pgg_t^{H,U} - Pmt_t^{H,U}. \quad (3.20)$$

$$Pst_t^{H,U} = \eta Q_t^{H,U} HH_t^{H,U} \rho_t^{H,U}. \quad (3.21)$$

$$Pmt_t^{H,U} = poli_1(P g_t^{H,U}) \quad (3.22)$$

$$Pgg_t^{H,U} = c_0 \exp^{c_1 P g_t^{H,U}} \quad (3.23)$$

$$HH_t^{H,U} = Up_t^H - Down_t^H - lo_t^{H,U} \quad (3.24)$$

$$Up_t^H = poli_2(V_t^H) \quad (3.25)$$

$$Down_t^H = poli_3(\sum_U a_t^{H,U} Q_t^{H,U}) \quad (3.26)$$

$$lo_t^{H,U} = poli_4(\sum_U a_t^{H,U} Q_t^{H,U}) \quad (3.27)$$

$$\rho_t^{H,U} = poli_5(\sum_U a_t^{H,U} Q_t^{H,U}, HH_t^{H,U}) \quad (3.28)$$

$$poli_6(HH_t^{H,U}) \leq Q_t^{H,U} \leq poli_7(HH_t^{H,U}) \quad (3.29)$$

$$0 \leq a_t^{H,U} \leq 1 \quad (3.30)$$

Nesse caso, como todas as variáveis do problema são contínuas, o mesmo pode ser resolvido por um pacote de otimização de NLP. Nesse sentido, utiliza-se o *solver* CONOPT para a resolução do problema de NLP (Drud, 1994).

No entanto, aplicar diretamente o pacote de otimização não resolve o problema original 3.1 a 3.15, e sim sua versão relaxada. Assim a estratégia de HC proposta resolve em etapas o problema 3.16 a 3.30 para encontrar a solução do problema original. O esquema de solução é composto de duas etapas. A primeira visa reduzir a dimensão do problema fixando alguns valores de "a" com o mínimo de acionamentos do solver de NLP. Por sua vez, na segunda parte verifica-se exaustivamente todas as configurações possíveis de unidades e o melhor resultado é escolhido.

A primeira etapa começa com a resolução do problema 3.16 a 3.30. Após a primeira resolução do problema com a NLP, os valores "a" dos grupos de unidades (conjunto "G") são somados para a usina hidrelétrica e para cada etapa de tempo. Se houver mais de um grupo de unidades em uma usina hidrelétrica, neste momento, é calculado um Fator de Sensibilidade (FS). O Fator de Sensibilidade é a fração entre a soma do fator "a" desse grupo e o número total de unidades desse grupo. O valor de FS pode ser interpretado como uma porcentagem de unidades em operação. A expressão 3.31 apresenta o cálculo de FS. A variável Ng_t representa o número de unidades por grupo gerador.

$$FS_t^{H,G} = \frac{\sum_{U \in G} a_t^{H,G,U}}{Ng_t^{H,G}} \quad (3.31)$$

onde:

FS é o Fator de Sensibilidade.

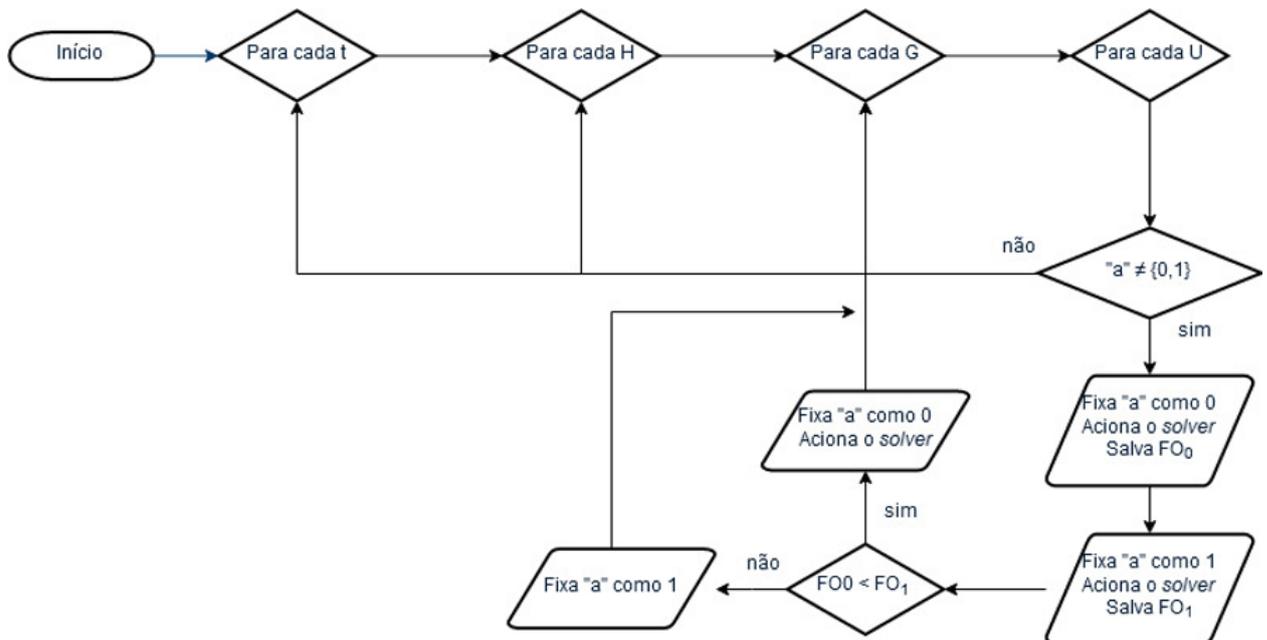
$Ng_t^{H,G}$ é o número de unidades por grupo gerador.

O FS é usado para escolher qual grupo deve ser privilegiado com a primeira interação. Por exemplo, considerando que, na mesma usina, existem dois grupos diferentes, o grupo X com três unidades e o grupo Y com duas. Para um intervalo de tempo definido, se o somatório de "a" do Grupo X for 1,5 e de Y for 0,8, os FS serão de 0,5 e 0,4, respectivamente. Nesse caso, o grupo X deve ser indicado para a primeira interação.

Nessa primeira interação, o valor da soma de "a" foi usado como um indicador do número de unidades que deve ser fixado como 1. Por exemplo, se houver 3 unidades no grupo analisado e todas as três tiverem o valor de "a" igual a 0,5, então a soma deve ser 1,5. Este valor indica

de solução está relacionada a um valor 0 fixo. Isso acontece porque há uma meta de geração na usina em uma etapa de tempo específica, mas não há unidades suficientes disponíveis para atender a meta.

Continuando com o exemplo anterior, primeiramente, o valor “a” de U2 deve ser fixado em 0 e, na sequência o valor deve ser fixado como 1. Supondo que o resultado do FO seja 8 para “a” fixado em 0, e o valor da FO seja 9 quando “a” for fixado como 1. Como o problema visa minimizar a FO, o melhor valor é 8. Portanto, o valor de “a” deve ser fixado em 0. A Figura 3.5 apresenta um fluxograma que representa a segunda etapa do método.



Fonte: Elaboração própria

Figura 3.5: Fluxograma da segunda parte do método.

Para verificar se estratégia de resolução formulada é capaz de ser utilizada para resolver o problema, resolve-se o problema para diferentes programações de geração e níveis iniciais de reservatório. A partir dessas avaliações, notou-se a necessidade de definição de um método para estimativa de um ponto inicial suficientemente bom para a convergência do algoritmo - 4.1.4. Todos os resultados destes testes estão apresentados no capítulo 4 desta dissertação.

3.2 Avaliação de alterações no problema original

Todo problema de otimização energética de sistemas elétricos depende do horizonte do estudo e do tamanho do sistema que se pretende otimizar. Além disso, depende da tipologia do tomador de decisão. Conforme já discutido anteriormente, a escolha da FO de (Scuzziato, 2011) trata de uma estratégia em que o operador das usinas não otimiza um sistema completo,

ele apenas opera algumas usinas em uma cascata e pode escolher o número de máquinas para atender determinada carga.

Os primeiros conjuntos de testes buscam demonstrar que o algoritmo é sensível a modificações pequenas do modelo. Nos testes apresentados nesta seção, são propostas alterações mais conceituais do problema, as quais levam ao entendimento do impacto das modificações das regras de negócio na solução ótima do problema.

3.2.1 Primeiro teste: atendimento horário

A primeira regra testada foi a simplificação do atendimento horário da demanda. Ao invés de forçar um atendimento horário da meta de geração, apenas as somas das demandas horárias de energia por usina devem ser atendidas. Assim, a usina tem flexibilidade para definir os melhores horários para gerar essa energia. A equação 3.32 altera sua forma para equação 3.33, conforme apresentado abaixo.

$$D_t^H \leq \sum_U A_t^{H,U} * P g_t^{H,U} \quad (3.32)$$

$$\sum_t D_t^H \leq \sum_{U,t} A_t^{H,U} * P g_t^{H,U} \quad (3.33)$$

Essa modificação afasta um pouco o problema da realidade das usinas hidrelétricas onde atua um operador ISO. Entretanto, a alteração traz uma possibilidade de mensurar o custo de um importante serviço ancilar prestado por usinas hidrelétricas, que é a modulação da geração ao longo do dia.

Do ponto de vista matemático, essa alteração aumenta o espaço de busca. Esse aumento poderia repercutir em duas situações: 1) Diminuição do valor da FO, no caso de haver soluções melhores para o problema nesse novo espaço de busca a ser explorado, os quais tiveram de ser descartados em função da imposição de geração horária; 2) Manutenção do valor da FO, no caso da variação de carga não implicar em ônus na eficiência das usinas.

O impacto da variação de carga na produtividade da usina pode ser estimado pela equação 3.34, a qual representa o percentual do volume de água economizado para gerar a energia requerida em função da prescindibilidade da modulação de carga.

$$Mod = 1 - \frac{FO_{SR}}{FO_{CR}} \quad (3.34)$$

Onde

Mod é o Índice que representa o custo da modulação de carga

FO_{SR} é o valor da FO sem a restrição horária

FO_{CR} é o valor da FO com a restrição horária

3.2.2 Segundo teste: Atendimento geral da meta de geração

O segundo exercício de variação do problema original busca tratar de outro tipo de agregação. No primeiro caso, a flexibilização do atendimento da produção foi por agregação temporal. Ou seja, o agente poderia gerar aquela demanda de energia a qualquer momento do dia. Nessa segunda flexibilização, a produção horária tem que ser cumprida, mas ela pode ser cumprida por qualquer usina da cascata.

Esse exercício avalia o limiar entre a otimização detalhada relacionada à representação das usinas que os agentes podem fazer, em contraposição da otimização mais geral que o ISO faz. A produção de energia requerida pelo ISO continua sendo cumprida, a diferença é que as usinas da cascata podem escolher qual será priorizada para geração. Cabe ser pontuado que é fundamental que as programações de geração definidas pelo ISO sejam respeitadas, visto que ele tem uma perspectiva do sistema elétrico como um todo, considerando não só a geração, mas também a rede de transmissão, o que pode influenciar significativamente no processo de otimização.

A primeira alteração do problema foi a modificação da equação 3.35 para a equação 3.36, conforme apresentado abaixo.

$$D_t^H \leq \sum_U A_t^{H,U} * Pg_t^{H,U} \quad (3.35)$$

$$\sum_H D_t^H \leq \sum_{H,U} A_t^{H,U} * Pg_t^{H,U} \quad (3.36)$$

Como a produtividade depende da queda e do rendimento, essa modificação pode gerar um estímulo para que as usinas com maiores quedas sejam priorizadas. Esse efeito do presente modelo pode desvirtuar a estratégia operativa resultante do modelo rodado pelo ISO, pois pode esvaziar reservatórios de montante sem haver respaldo em características físicas do sistema como uma previsão de chuva nos próximos dias. Essa repercussão do modelo focado apenas na geração de uma cascata, sem consideração de aspectos gerais do sistema, pode acarretar em encarecimento do valor futuro da água. Dessa forma, foi proposto fixar o volume ao final do dia dos reservatórios como os valores obtidos para os mesmos pela simulação original, considerando demanda horária. Nesse sentido, foi incluída a equação 3.37 ao problema, a qual representa o volume meta ao final do período estudado. Essa proposta obriga que, independentemente da solução adotada, ao final do período de otimização, haverá, ao menos, o volume final previsto no problema original.

$$V_{t=24}^H \geq v^H \quad (3.37)$$

onde:

v^H é o volume final do problema original para cada usina.

Os resultados de ambos os conjuntos de teste, bem como do processo de solução estão apresentados no capítulo 4.

A Tabela 3.3 apresenta as alterações testadas para o problema, com uma pequena descrição do teste.

Tabela 3.3: Testes executados para avaliação de alterações no problema original.

<i>Teste</i>	<i>Descrição do teste</i>
Teste 1	Flexibilização da restrição de atendimento da demanda horária por usina
Teste 2	Flexibilização da restrição de atendimento da demanda individualizada por usina, inclusão de restrição do volume final do reservatório de cada usina.

3.3 Incorporação das incertezas hidrológicas no problema de otimização energética

A última parte da metodologia trata de uma modificação mais profunda na concepção do problema com impacto na equação 3.17. A equação é um balanço entre a água que chega no reservatório de cada usina e da água que sai. A água que chega é composta da água provinda de usinas a montante do reservatório de interesse se houverem somada à afluência da bacia não regularizada por usinas. Essa afluência não regularizada por usinas está apresentada na figura 3.2.

Para cada usina, há uma vazão associada. Essa vazão pode ser uma vazão provinda de toda bacia a montante, como caso das usinas H_1 e H_2 , ou uma vazão incremental para as usinas H_3 e H_4 . Nas equações propostas por (Scuzziato, 2011), os valores das vazões são valores constantes para cada usina. No modelo proposto, os valores são considerados como dados de entrada.

A última modificação proposta nesta dissertação provem da reflexão sobre a fonte deste dado de vazão. Como se trata do problema de otimização da programação diária da operação do dia seguinte, pode-se concluir que os valores de vazão do problema são previstos e devem ser resultado de um modelo de previsão. Todos os modelos de previsão de vazões possuem incertezas, as quais podem ser estimadas por vários métodos discutidos em 2. A maneira

de estimar as incertezas deve estar relacionada com a maneira com que essas incertezas são retratadas no modelo de otimização e, por fim, devem estar condizentes com o objetivo do tomador de decisões.

Neste caso, a tomada de decisão é definir o número de máquinas e o nível de geração correspondente mais eficiente por usina por passo temporal. Essa tomada de decisão vai resultar em uma maior produtividade. Nesse sentido, busca-se verificar se essa decisão altera em função da consideração das incertezas no problema de otimização. Como resultado adicional, pode-se verificar se existe uma subestimação ou superestimação da água necessária para gerar a meta de geração, considerando as incertezas.

Nesse contexto, estão apresentados duas maneiras de analisar as incertezas no problema do presente trabalho. A primeira maneira, mais simples, é pela simulação do problema considerando cenários de vazões. Nesse caso, há uma solução para cada cenário. O fato de ter várias soluções para o problema não resolve o problema de tomada de decisão, pois há uma tomada de decisão por cenário. A segunda abordagem resolve esse problema ao propor um novo grupo de equações com a inserção de cenários dentro da otimização. As próximas seções detalham os métodos utilizados.

3.3.1 Simulação de cenários equiprováveis provindos de um modelo hidrológico

Nem sempre é possível atribuir probabilidades a possíveis eventos. Nesses casos, a incerteza é total e a alternativa é usar probabilidades subjetivas, como no enfoque Bayesiano, ou assumir que os possíveis eventos são equiprováveis. Alguns pesquisadores até usam o termo “risco” para caracterizar a situação na qual é possível definir probabilidades de forma objetiva, por exemplo, por meio da frequência de eventos passados. Quando a situação é de incerteza total, esses pesquisadores a denominam simplesmente de “incerteza”.

Outra maneira de classificar essas duas situações é dividi-las como “incerteza parcial” quando se pode estimá-la destacando algum ou alguns aspectos ou “incerteza total”, quando se fala do modelo como um todo.

A “incerteza parcial” pode ser compreendida como a incerteza relativa à representação de algum processo hidrológico. No caso deste informe, a “incerteza parcial” se refere à previsão do tempo e é estimada a partir das incertezas das parametrizações da transformação de vapor d’água em chuva e das condições iniciais dos modelos de previsão de tempo.

Para representação dessa incerteza, foi utilizado um produto de previsão de tempo chamado “previsão por conjunto” ou “*ensemble forecast*” desenvolvido pelo ECMWF¹. O produto

¹ECMWF - *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*. O centro é uma das principais referências mundial para a rodada de modelos numéricos de previsão de tempo.

consiste em uma previsão determinística, conhecido como membro de controle, e 50 membros perturbados, derivados desse membro de controle, totalizado 51 membros. É importante destacar que essa incerteza não representa a “incerteza total” do modelo, pois há outros processos que possuem suas respectivas incertezas.

A abordagem por cenários equiprováveis foi tratada em (Fan, 2015), onde o método para a representação da incerteza das previsões meteorológicas é utilizado como input dos modelos hidrológicos um conjunto de cenários possíveis de previsões meteorológicas, as quais podem ser derivados de múltiplas trajetórias possíveis dos estados da atmosfera. As aplicações desse método estão apresentadas em (Fan, Collischonn, Meller & Botelho, 2014) e (Fan et al., 2015).

No presente trabalho, foram selecionadas as quatro maiores bacias da incremental de Itaipu para representar cada uma das vazões afluentes consideradas no modelo de (Scuzziato, 2011) e foi considerado um fator multiplicador para harmonizar a ordem de grandeza dos valores. Esse fator fez com que as médias dos resultados dos cenários fossem iguais aos valores adotados por (Scuzziato, 2011). Os rios considerados foram: 1) o rio Ivaí na estação Novo Porto Taquara; 2) o rio Piquiri na estação Nova Balsa Santa Maria; 3) o rio Ivinhema na estação Ivinhema; 4) e o rio Amambay na estação Flórida.

O presente experimento foi realizado utilizando os sistemas da Itaipu Binacional para rodada do modelo MGB (Modelo de Grandes Bacias). No dia 23 de outubro de 2020, foram rodados os 51 membros do ECMWF no modelo MGB-Itaipu para a bacia incremental de Itaipu. A escolha do dia do teste foi tomada, pois se previa um evento de chuva do final de domingo (25/10) até o início de segunda (26/10), para o qual, no momento da previsão, ainda havia incerteza sobre sua intensidade, considerando o ensemble do modelo numérico de previsão de chuva ECMWF.

Essa consideração de 51 cenários de vazões gera um grupo de 51 simulações, ou seja, 51 resultados possíveis. Para cada cenários de vazões, foi rodada a otimização das equações 3.16 a 3.30 escrita em GAMS com a Heurística Construtiva conforme método descrito na primeira seção deste capítulo, os resultados e análises são apresentados na seção 4.3.

3.3.2 Otimização do modelo considerando incertezas hidrológicas

Para considerar as incertezas dentro de um problema de otimização é necessário passar de uma abordagem determinística para uma abordagem estocástica. Programas estocásticos são programas matemáticos que envolvem dados que não são conhecidos com certeza, no caso, as vazões afluentes.

Enquanto os programas determinísticos são formulados com parâmetros fixos, os problemas estocásticos incluem alguns parâmetros incertos. Esses parâmetros podem seguir uma distribuição de probabilidades contínua ou discreta. Quando a distribuição de probabilidades é

discreta, considera-se que a distribuição é representada por um histograma, e é comum denominar que estão sendo considerados cenários com probabilidade associada.

Uma maneira de pensar sobre problemas estocásticos é otimizar tomada de decisão a respeito de uma ou mais variáveis do modelo com posterior cálculo e a consideração das consequências dessa decisão em função dos cenários. Esse paradigma é chamado de modelo de recurso. A forma mais simples do modelo de recurso tem dois estágios: uma decisão é tomada no primeiro estágio, então a realização dos parâmetros incertos é trazida no início do segundo estágio e ações de recurso podem ser tomadas a partir dessas novas informações. O objetivo é minimizar os custos esperados das decisões do primeiro estágio (GAMS, 2022c).

Os problemas estocásticos por cenários com probabilidade associada podem ser modelados como um modelo determinístico equivalente comumente chamado de *Deterministic Equivalent* (DE). Esses modelos DE são semelhantes à formulação original, entretanto, enquanto as variáveis do primeiro estágio são únicas, são criadas variáveis do segundo estágio para cada cenário. Essa modificação da concepção do problema aumenta significativamente o número de variáveis e, por conseguinte, o tamanho do problema (GAMS, 2022a).

No problema tratado por esta dissertação, a principal tomada de decisão é o número de unidades por usina e passo temporal, representado pela variável $a_t^{H,U}$. Essa variável está atrelada a repartição de potência líquida de cada unidade, a qual é a variável que define as perdas elétricas e mecânicas do gerador. Os limites de potência mínima e máxima são restrições que fazem parte desse primeiro estágio do problema também.

O segundo estágio do problema trata das variáveis que dependem do balanço de massa e, do consequente nível do reservatório. O nível do reservatório é uma variável que repercute em todas as outras variáveis do problema, como a eficiência e o turbinado. Por sua vez, o turbinado impacta no valor da função objetivo. É importante destacar que a Função Objetivo faz parte do segundo estágio, entretanto é comum representá-la destacando o Valor Esperado do turbinado para simplificar a sua compreensão.

A Equação Objetivo está apresentada na equação 3.38. As equações 3.39 a 3.52 são as equações da primeira etapa e as equações 3.45 a 3.51 são as equações do segundo estágio.

Função objetivo

$$\text{Min}Z = \sum_{H,U,t} a_t^{H,U} E(Q_t^{H,U}). \quad (3.38)$$

Primeiro estágio

$$0 \leq a_t^{H,U} \leq 1 \quad (3.39)$$

$$D_t^H \leq \sum_U a_t^{H,U} P g_t^{H,U}. \quad (3.40)$$

$$Pmin^H \leq P g_t^{H,U} \leq Pmax^H. \quad (3.41)$$

$$P g_t^{H,U} = Pst_t^{H,U} - Pgg_t^{H,U} - Pmt_t^{H,U}. \quad (3.42)$$

$$Pmt_t^{H,U} = poli_1(P g_t^{H,U}) \quad (3.43)$$

$$Pgg_t^{H,U} = c_0 \exp^{c_1 P g_t^{H,U}} \quad (3.44)$$

Segundo estágio

$$V_{t+1,c}^H = V_{t,c}^H + \gamma(\Theta_c I_t^H + \sum_U a_{t,c}^{H,U} Q_{t,c}^{H,U} + \sum_{H \in \beta} \sum_U a_{t-\tau,c}^{H,U} Q_{t-\tau,c}^{H,U}). \quad (3.45)$$

$$HH_{t,c}^{H,U} = U p_{t,c}^H - Down_{t,c}^H - lo_{t,c}^{H,U} \quad (3.46)$$

$$U p_{t,c}^H = poli_2(V_{t,c}^H) \quad (3.47)$$

$$Down_{t,c}^H = poli_3(\sum_U a_{t,c}^{H,U} Q_{t,c}^{H,U}) \quad (3.48)$$

$$lo_{t,c}^{H,U} = poli_4(\sum_U a_{t,c}^{H,U} Q_{t,c}^{H,U}) \quad (3.49)$$

$$\rho_{t,c}^{H,U} = poli_5(\sum_U a_{t,c}^{H,U} Q_{t,c}^{H,U}, HH_{t,c}^{H,U}) \quad (3.50)$$

$$poli_6(HH_{t,c}^{H,U}) \leq Q_{t,c}^{H,U} \leq poli_7(HH_{t,c}^{H,U}) \quad (3.51)$$

$$Pst_{t,c}^{H,U} = \eta Q_{t,c}^{H,U} HH_{t,c}^{H,U} \rho_{t,c}^{H,U}. \quad (3.52)$$

Onde Θ_c é uma distribuição de probabilidades por cenários e "c" é o conjunto de cenários considerado.

Para exemplificar a modificação que a resolução de um problema DE com 2 cenários equiprováveis propõe, as equações 3.53 e 3.54 apresentam as equações 3.38 e a equação 3.52 reescritas. É possível perceber que para cada uma dessas equações, bem como para todas as equações do estágio 1, há somente uma equação derivada das equações originais.

$$\text{Min}Z = \sum_{H,U,t} \frac{a_{t,c1}^{H,U} Q_{t,c1}^{H,U} + a_{t,c2}^{H,U} Q_{t,c2}^{H,U}}{2}. \quad (3.53)$$

$$Pst_t^{H,U} = \eta \frac{Q_{t,c1}^{H,U} H H_{t,c1}^{H,U,c1} \rho_{t,c1}^{H,U}}{2}. \quad (3.54)$$

Outra informação necessária para organizar uma modelagem estocástica em dois estágios e dividir suas variáveis em variáveis de primeiro estágio e variáveis de segundo estágio. A tabela 3.4 apresenta a divisão das variáveis nos estágios.

Tabela 3.4: Variáveis do primeiro e do segundo estágio.

Estágio	Variáveis
Estágio 1	$a_t^{H,U}, Pg_t^{H,U}, Pst_t^{H,U}, Pgg_t^{H,U}, Pmt_t^{H,U}$
Estágio 2	$V_{t,c}^H, \Theta_c, Q_{t,c}^{H,U}, HH_{t,c}^{H,U}, Up_{t,c}^H, Down_{t,c}^H, lo_{t,c}^{H,U}, \rho_{t,c}^{H,U}$

Esse processo de reescritura do problema foi realizado por uma codificação em GAMS conhecida como EMP (*Extended Mathematical Programming*). Essa codificação não é um *solver*, mas uma estrutura para reformulações de programação matemática automatizada. A estrutura EMP inclui uma extensão para programação estocástica que permite aos usuários modelar vários problemas estocásticos como modelos determinísticos. As informações sobre a estrutura estocástica do problema, as quais serão detalhadas adiante, como distribuições de probabilidade para alguns dados, são especificadas nas anotações EMP (GAMS, 2022c).

Para esse fim, foi utilizado o JAMS. O JAMS cria uma versão escalar do modelo GAMS. Esta versão escalar do modelo é então resolvida por um *subsolver* apropriado. No caso do presente trabalho, utilizou-se o CONOPT como *subsolver*. Depois da resolução do problema com o CONOPT, o processo de definição dos acionamentos das máquinas (variável inteira) foi o mesmo apresentado na primeira seção do Capítulo 3, sendo que, neste caso o problema a ser resolvido é o problema estocástico (GAMS, 2022b).

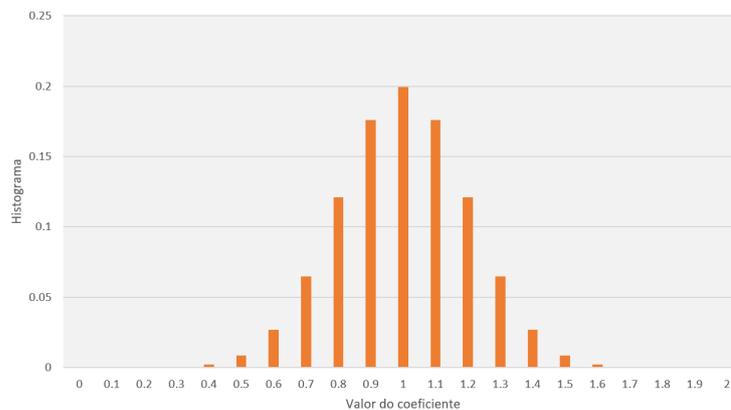
A definição dos cenários neste trabalho foi uma definição exploratória. A variável Θ_c foi fixada em um único valor por cenário. Isso significa que todas as vazões foram multiplicadas por um fator multiplicador. Como se tratam de rios diferentes, essa hipótese pode ser considerada reducionista, visto que é comum haver variabilidade espacial nas previsões numéricas.

O primeiro teste para os valores de Θ_c foi composto de 15 cenários. A probabilidade de cada cenário esteve associada ao valor de uma distribuição normal centrada em 1 com desvio padrão de 0,2. Também é necessário destacar que essa escolha de distribuição de cenários é

arbitrária e serve apenas para explorar a resolução do problema original considerando incertezas hidrológicas. Para avaliar uma geração de cenários realista seria necessário partir de um modelo estocástico ou de bases físicas. Essa avaliação não foi contemplada na presente dissertação. A tabela 3.5 apresenta a probabilidade associada a cada cenário. A figura 3.6 representa a tabela 3.5 em um histograma. No capítulo 4, outras distribuições foram consideradas e analisadas.

Tabela 3.5: Probabilidade associada a cada cenário.

<i>Cenário</i>	<i>Valor de Θ_c</i>	<i>Probabilidade associada</i>
c1	0,3	0,0004
c2	0,4	0,0016
c3	0,5	0,008
c4	0,6	0,02
c5	0,7	0,06
c6	0,8	0,12
c7	0,9	0,18
c8	1,0	0,20
c9	1,1	0,18
c10	1,2	0,12
c11	1,3	0,06
c12	1,4	0,02
c13	1,5	0,008
c14	1,6	0,0016
c15	1,7	0,0004



Fonte: Elaboração própria

Figura 3.6: Probabilidade de cada cenário.

Capítulo 4

Resultados e Discussão

O capítulo dos resultados está dividido em quatro blocos. Os três primeiros tratam dos três objetivos específicos do trabalho, enquanto o quarto bloco versa de análises realizadas ao longo do trabalho que não puderam ser concluídas e dos tempos computacionais das simulações.

4.1 Avaliação da Heurística Construtiva

A metodologia apresentada é aplicada para solucionar o problema teste apresentado por (Scuzziato, 2011). Neste sistema teste, considera-se uma cascata composta de quatro usinas hidrelétricas. Cada usina deve ser capaz de atender uma meta de geração discriminada em 24 passos temporais horários. As equações 3.16 a 3.30 foram resolvidas com os parâmetros apresentados em (Scuzziato, 2011).

4.1.1 Problema original

Neste contexto, a aplicação da metodologia leva a um problema de 16 blocos de restrições e 13 blocos de variáveis com 13.593 elementos não nulos, 3.547 variáveis únicas e 4.247 equações. Além disso, existem 7.225 entradas de matriz não linear no modelo. Para a primeira solução, com valor “a” livre para todas as unidades, o CONOPT requer 1.381 iterações para encontrar a solução. Além disso, o solver precisa ser acionado mais algumas vezes para a primeira etapa da HC e muitas vezes na segunda etapa. Porém, após a primeira resolução do problema, o tempo de cálculo diminui drasticamente, em função da melhoria do ponto de partida. Na primeira etapa da estratégia de solução, menos de 60 iterações do *solver* são necessárias para a convergência. Por sua vez, para a segunda parte do método, 30 iterações são suficientes para a convergência.

A primeira solução, sem restrições de integralidade de “a”, possui valor de $51.302 \text{ m}^3/\text{s}$. Na primeira etapa, esse valor é incrementado em 0,25% e, ao final da segunda etapa, o valor é

de $51.745 \text{ m}^3/\text{s}$, um aumento de $0,86\%$.¹

As tabelas 4.1 e 4.2 ilustram o funcionamento do método para as usinas H1 e H4 no quinto período de tempo.

Tabela 4.1: Resultados de "a" pela Heurística para $t = 5$ e $H = 1$.

t=5 H=1	Resultado do Solver	Primeira etapa	Segunda etapa
G1 U1	0.801	1	1
G1 U2	0.801	1	1
G1 U3	0.801	0.46	1

A tabela 4.1 mostra, na prática, como o método funciona quando há apenas um grupo gerador (G1). A soma dos valores de "a" provindos do solver é igual a 2,403, o que faz com que as turbinas U1 e U2 sejam fixadas em 1 na primeira etapa, enquanto a U3 permanece livre, sendo o "a" igual a 0,46. Na segunda etapa, faz-se a avaliação da existência de solução se o valor de "a" para U3 é fixado em zero e, se ela existe, as soluções são comparadas. No caso, não há solução para o problema se "a" é fixado em 0. Por essa razão, o "a" da U3 é fixado em 1.

A tabela 4.2 apresenta o funcionamento da HC para dois grupos geradores. Pela saída inicial do solver, há um indicativo de que as unidades do grupo 1 são mais apropriadas do que as do grupo 2. O Fator de Sensibilidade indica numericamente esse resultado do solver e direciona a primeira etapa a começar pelo grupo 1. Ao se iniciar pelo grupo 1, todas as unidades U1, U2 e U3 foram fixadas em 1, pois o valor da soma foi 2,994 (superior a 2,99). Para o segundo grupo gerador, a soma dos valores de "a" foi de 0,3, o que indica que a U2 deve ser fixada em 0 e a U1 deve se manter livre para a segunda etapa. Na segunda etapa, pelo teste exaustivo, chega-se à conclusão de que o menor valor da Função Objetivo ocorre quando a U1 do G2 é igual a 0.

Tabela 4.2: Resultados de "a" pela Heurística para $t = 5$ e $H = 4$.

t=5 H=4	Resultado do Solver		Primeira etapa		Segunda Etapa
			Fixando o G com maior SF	Fixando o outro G	Testando os valores livres
G1 U1	0.998	$FS_{G1} = 1$	1	1	1
G1 U2	0.998		1	1	1
G1 U3	0.998		1	1	1
G2 U1	0.156	$FS_{G2} = 0.16$	0.15	0.3	0
G2 U2	0.156		0.15	0	0

As figuras 4.1, 4.2 e 4.3 apresentam os valores de "a" para todos os passos temporais, de todas as turbinas consideradas no problema. Foram avaliados tanto o resultado final quanto os resultados intermediários, a saber, a saída bruta do solver e o resultado da primeira etapa.

¹A F.O. representa a soma das vazões turbinadas em cada período de tempo e caso necessite-se do volume total em m^3 basta multiplicar a variável de cada passo temporal por 3600 segundos

	h1.g1			h2.g1			h3.g1			h4.g1			h4.g2	
	u1	u2	u3	u1	u2									
t0	0.50	0.50		0.51	0.51		0.84			0.31	0.31	0.31		
t1	0.50		0.50	0.51		0.51	0.84			0.31	0.31	0.31		
t2	0.50		0.50	0.51		0.51			0.84	0.64	0.64	0.64		
t3	0.63	0.63	0.63	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.70	0.70	0.70		
t4	0.63	0.63	0.63	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.66	0.95	0.95	0.95		
t5	0.80	0.80	0.80	0.66	0.66	0.66	0.85	0.85	0.85	1.00	1.00	1.00	0.16	0.16
t6	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.66	0.66	0.66	1.00	1.00	1.00	0.39	0.39
t7	0.63	0.63	0.63	0.80	0.80	0.80	0.66	0.66	0.66	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
t8	1.00	1.00	1.00	0.66	0.66	0.66	0.85	0.85	0.85	1.00	1.00	1.00	0.73	0.73
t9	0.80	0.80	0.80	1.00	1.00	1.00	0.66	0.66	0.66	1.00	1.00	1.00	0.85	0.85
t10	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.95	0.95	0.95	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
t11	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.95	0.95	0.95	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
t12	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.85	0.85	0.85	1.00	1.00	1.00	0.73	0.73
t13	1.00	1.00	1.00	0.80	0.80	0.80	0.66	0.66	0.66	1.00	1.00	1.00	0.38	0.38
t14	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.66	0.66	0.66	1.00	1.00	1.00	0.15	0.15
t15	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.85	0.85	0.85	1.00	1.00	1.00	0.38	0.38
t16	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.84		0.84	0.95	0.95	0.95		
t17	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.66	0.66	0.66	1.00	1.00	1.00	0.15	0.15
t18	0.63	0.63	0.63	0.80	0.80	0.80	0.85	0.85	0.85	0.95	0.95	0.95		
t19	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80		0.84	0.84	1.00	1.00	1.00	0.15	0.15
t20	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.66	0.66	0.66	1.00	1.00	1.00	0.15	0.15
t21	0.80	0.80	0.80	0.51		0.51		0.84	0.84	0.70	0.70	0.70		
t22	0.63	0.63	0.63	0.51		0.51			0.84	0.64	0.64	0.64		
t23	0.50	0.50		0.51		0.51	0.84			0.31	0.31	0.31		
t24	0.50	0.50		0.51		0.51			0.84	0.31	0.31	0.31		

Fonte: Elaboração própria

Figura 4.1: Acionamento do solver simples ($FO = 51.302 \text{ m}^3/s$).

Na figura 4.1, os valores de "a" são contínuos, pois não há nenhuma restrição de integridade postulada. O *solver* NLP trata a variável "a" como uma variável contínua limitada pelos valores mínimos e máximos de 0 e 1, respectivamente. Entretanto, pela resposta do próprio *solver* já é possível perceber quais momentos são mais demandantes de acionamento de turbinas por usina. Por exemplo, em t11, quase todos os valores de "a" das unidades são igualados ao valor de 1.

Ao final da primeira etapa apresentada na figura 4.2, são realizadas as agregações por usina e é deixado apenas um valor por grupo gerador por usina livre a cada passo temporal. Esse valor é testado para as duas possibilidades e, por fim, no final da segunda etapa (figura 4.3), somente há valores inteiros de "a".

Os resultados foram comparados com os valores de (Scuzziato, 2011). O valor da FO encontrado neste artigo ($51.745 \text{ m}^3/s$) é compatível com o valor de $51.868,6 \text{ m}^3/s$ encontrado por (Scuzziato, 2011), tendo diferença de, aproximadamente, 0,24%. Os resultados dos valores de potência líquida gerada por turbina tiveram valores semelhantes, diferenças menores que 0,5% para todas as unidades e passos temporais, conforme apresentado na figura . Por fim, o número de unidades em operação para cada passo temporal foi o mesmo em ambos os trabalhos. Nesse sentido, os resultados indicam que a metodologia é capaz de resolver o problema de HUCL para o caso de quatro usinas em cascata.

De forma complementar, a coerência do algoritmo foi avaliada para diferentes condições

	h1.g1			h2.g1			h3.g1			h4.g1			h4.g2	
	u1	u2	u3	u1	u2									
t0	1,00	0,04	0,00	1,00	0,07	0,00	0,84	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00
t1	1,00	0,04	0,00	1,00	0,07	0,00	0,84	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00
t2	1,00	0,04	0,00	1,00	0,07	0,00	0,84	0,00	0,00	1,00	0,95	0,00	0,00	0,00
t3	1,00	0,91	0,00	1,00	1,00	0,08	1,00	1,00	0,03	1,00	1,00	0,17	0,00	0,00
t4	1,00	0,91	0,00	1,00	1,00	0,08	1,00	1,00	0,03	1,00	1,00	0,87	0,00	0,00
t5	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	0,08	1,00	1,00	0,59	1,00	1,00	1,00	0,30	0,00
t6	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	0,03	1,00	1,00	1,00	0,75	0,00
t7	1,00	0,90	0,00	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	0,03	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
t8	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,08	1,00	1,00	0,59	1,00	1,00	1,00	1,00	0,51
t9	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,72
t10	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	0,87	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
t11	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,87	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
t12	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,59	1,00	1,00	1,00	1,00	0,50
t13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	0,03	1,00	1,00	1,00	0,74	0,00
t14	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	0,30	0,00
t15	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	0,59	1,00	1,00	1,00	0,74	0,00
t16	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	0,46	1,00	0,70	0,00	1,00	1,00	0,86	0,00	0,00
t17	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,98	0,00	1,00	1,00	1,00	0,30	0,00
t18	1,00	0,90	0,00	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	0,59	1,00	1,00	0,86	0,00	0,00
t19	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	0,46	1,00	0,70	0,00	1,00	1,00	1,00	0,29	0,00
t20	1,00	1,00	0,46	1,00	1,00	0,46	1,00	0,98	0,00	1,00	1,00	1,00	0,29	0,00
t21	1,00	1,00	0,46	1,00	0,07	0,00	1,00	0,70	0,00	1,00	1,00	0,16	0,00	0,00
t22	1,00	0,90	0,00	1,00	0,07	0,00	0,84	0,00	0,00	1,00	0,95	0,00	0,00	0,00
t23	1,00	0,04	0,00	1,00	0,07	0,00	0,84	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00
t24	1,00	0,04	0,00	1,00	0,07	0,00	0,84	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Elaboração própria

Figura 4.2: Final da etapa 1 (FO = 51.428 m^3/s).

	h1.g1			h2.g1			h3.g1			h4.g1			h4.g2	
	u1	u2	u3	u1	u2									
t0	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
t1	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
t2	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00
t3	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00
t4	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00
t5	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00
t6	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00
t7	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
t8	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
t9	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
t10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
t11	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
t12	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
t13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00
t14	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00
t15	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00
t16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00
t17	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00
t18	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00
t19	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00
t20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00
t21	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00
t22	1,00	1,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00
t23	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
t24	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Elaboração própria

Figura 4.3: Final da etapa 2 (FO = 51.745 m^3/s).

	h1.g1			h2.g1			h3.g1			h4.g1			h4.g2	
	u1	u2	u3	u1	u2									
t0	230.0			180.0			300.0			230.0				
t1	230.0			180.0			300.0			230.0				
t2	230.0			180.0			300.0			240.0	240.0			
t3	215.0	215.0		175.0	175.0		350.0	350.0		260.0	260.0			
t4	215.0	215.0		175.0	175.0		350.0	350.0		233.3	233.3	233.3		
t5	181.7	181.7	181.7	175.0	175.0		300.0	300.0	300.0	266.7	266.7	266.7		
t6	181.7	181.7	181.7	140.0	140.0	140.0	350.0	350.0		233.3	233.3	233.3	200.0	
t7	215.0	215.0		140.0	140.0	140.0	350.0	350.0		254.7	254.7	254.7	218.0	218.0
t8	233.3	233.3	233.3	175.0	175.0		300.0	300.0	300.0	216.7	216.7	216.7	200.0	200.0
t9	181.7	181.7	181.7	183.3	183.3	183.3	350.0	350.0		233.3	233.3	233.3	200.0	200.0
t10	181.7	181.7	181.7	140.0	140.0	140.0	333.3	333.3	333.3	273.8	273.8	273.8	239.3	239.3
t11	233.3	233.3	233.3	183.3	183.3	183.3	333.3	333.3	333.3	254.7	254.7	254.7	217.9	217.9
t12	233.3	233.3	233.3	183.3	183.3	183.3	300.0	300.0	300.0	216.7	216.7	216.7	200.0	200.0
t13	233.3	233.3	233.3	140.0	140.0	140.0	350.0	350.0		233.3	233.3	233.3	200.0	
t14	181.7	181.7	181.7	140.0	140.0	140.0	350.0	350.0		266.7	266.7	266.7		
t15	181.7	181.7	181.7	140.0	140.0	140.0	300.0	300.0	300.0	233.3	233.3	233.3	200.0	
t16	181.7	181.7	181.7	140.0	140.0	140.0	300.0	300.0		233.3	233.3	233.3		
t17	233.3	233.3	233.3	183.3	183.3	183.3	350.0	350.0		266.7	266.7	266.7		
t18	215.0	215.0		140.0	140.0	140.0	300.0	300.0	300.0	233.3	233.3	233.3		
t19	181.7	181.7	181.7	140.0	140.0	140.0	300.0	300.0		266.7	266.7	266.7		
t20	181.7	181.7	181.7	140.0	140.0	140.0	350.0	350.0		266.7	266.7	266.7		
t21	181.7	181.7	181.7	180.0			300.0	300.0		260.0	260.0			
t22	215.0	215.0		180.0			300.0			240.0	240.0			
t23	230.0			180.0			300.0			230.0				
t24	230.0			180.0			300.0			230.0				

Fonte: Elaboração própria

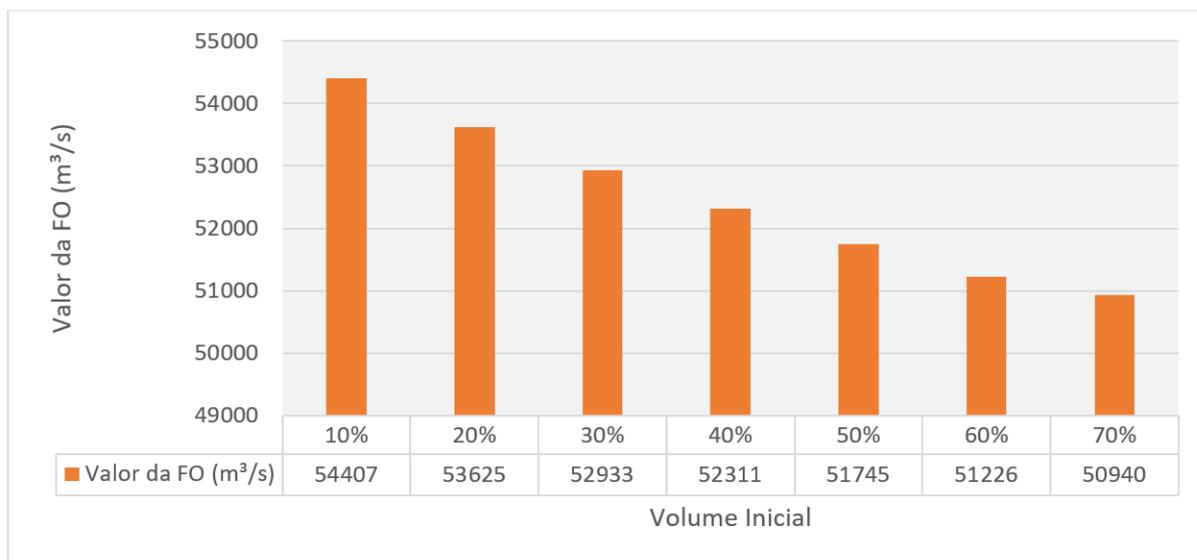
Figura 4.4: Valores de Pg no final da etapa 2.

operativas, com a variação do volume inicial dos reservatórios e a variação das metas de geração. No decorrer desses testes, foi necessário desenvolver uma complementação da metodologia original, pois percebeu-se uma dependência importante entre a convergência do algoritmo e a definição do ponto inicial. Há uma subseção dedicada a essas reflexões ao longo desta seção.

4.1.2 Variação do volume inicial

A primeira comprovação buscada do comportamento da estratégia é constatar que “com um aumento dos valores dos volumes iniciais, é esperado uma redução do valor da função objetivo”. Essa relação é esperada, pois com o aumento da queda, é esperado um aumento na eficiência o que reduz a necessidade de água para gerar a mesma quantidade de energia. Com esse intento, os volumes iniciais foram variados de 10% até 70%, com incrementos de 10%. A hipótese é verificada pelos resultados apresentados na Figura 4.5.

Pela observação da Figura 4.5, percebe-se que a FO varia em função das variações de volume. Esse resultado é compatível com o modelo, pois, na equação 6, nota-se que a potência depende da queda. A queda, por sua vez, está relacionada com o volume do reservatório e com a vazão turbinada. A vazão turbinada depende, basicamente, da demanda de energia. O volume do reservatório depende, em primeiro lugar, do valor do reservatório no instante anterior, que, no



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.5: Valores de FO para diferentes volumes iniciais.

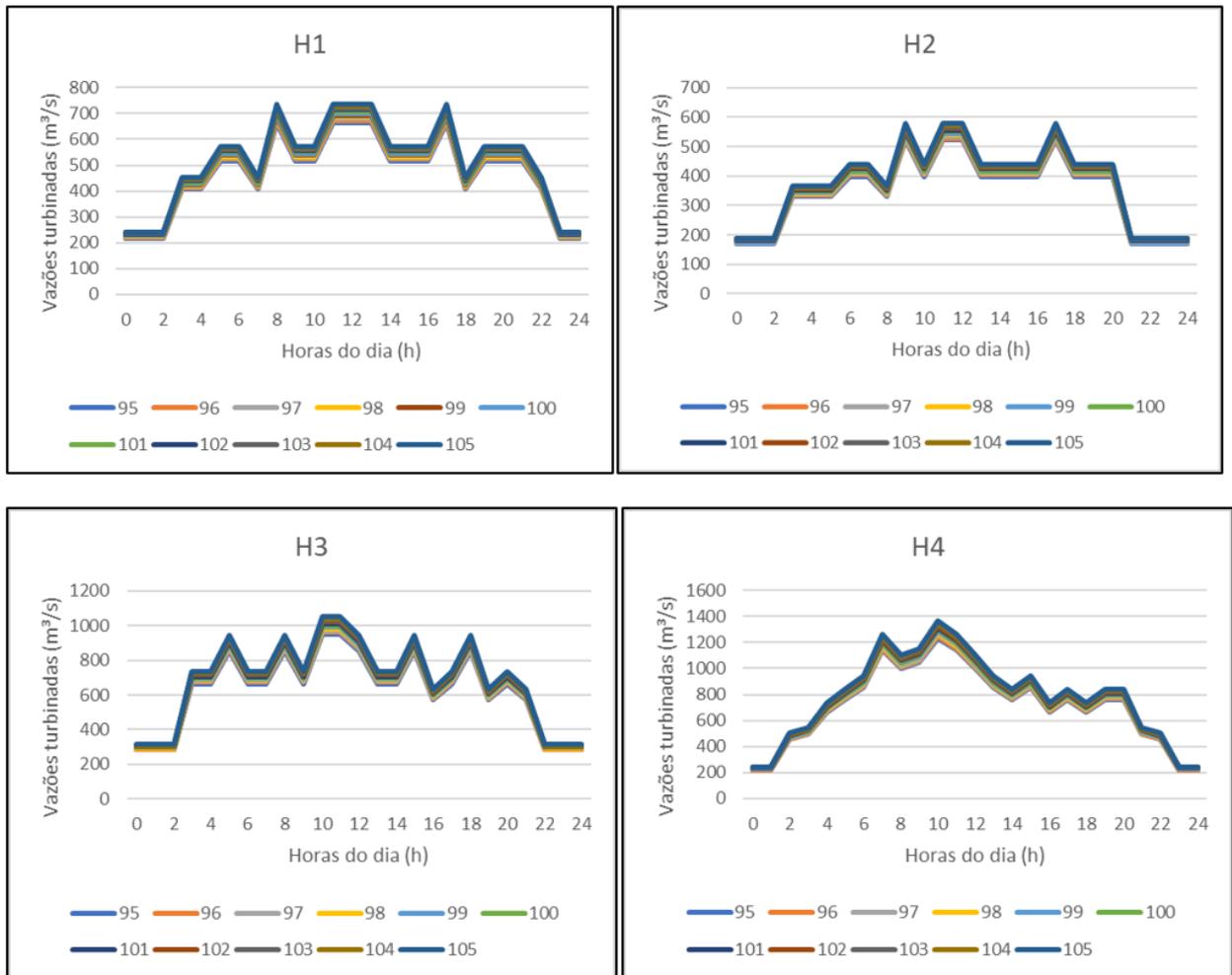
primeiro passo temporal, parte do volume inicial. Por fim, o volume inicial acaba impactando todos os valores de potência da simulação.

O resultado apresentado, apesar de parecer evidente e trivial, possui algumas particularidades que tornam sua verificação complexa por uma batelada de testes. De fato, as soluções encontradas pelo modelo indicam que há uma dependência entre o volume inicial e o valor da FO.

4.1.3 Variação da meta de geração

A variação da meta de geração foi realizada de forma proporcional para todas as usinas ao redor do caso original, partindo de 95% até 105% das metas originais. A Figura 4.6 apresenta, graficamente, os casos rodados.

Para cada um dos casos rodados, foi extraído o valor da FO. Neste caso, espera-se que o valor da FO aumente com o aumento da meta de geração. Essa expectativa advém da equação 3.21, onde a potência gerada depende da vazão que passa pelas turbinas. Em outras palavras, um aumento da meta de geração só pode ser compensado por um aumento da descarga das águas retidas nos reservatórios. Esse resultado foi comprovado pelos testes, como pode ser visto na Figura 4.7.



Fonte: Elaboração própria

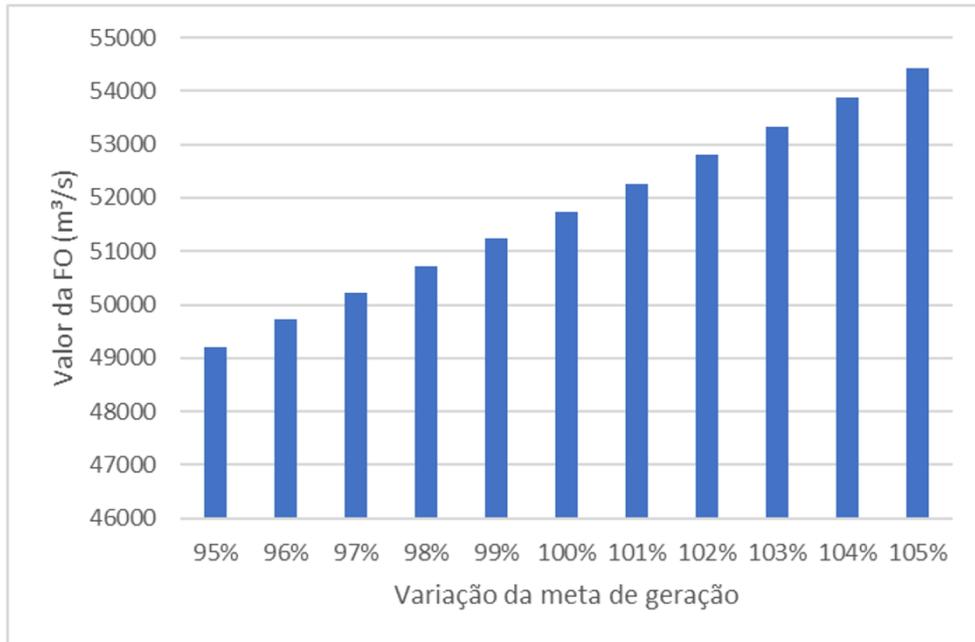
Figura 4.6: Variação das metas de geração para os testes realizados.

4.1.4 Metodologia de definição do ponto inicial

A resolução de problemas não lineares em grandes espaços de busca é uma tarefa que aumenta significativamente de dificuldade quando não se tem um bom ponto inicial. A sensibilidade do modelo ao ponto inicial pode ser grande ou pequeno e pode variar dependendo do ponto que se pretende otimizar. Nesse sentido, é comum que não sejam encontradas soluções para problemas aparentemente similares a partir de um mesmo ponto inicial.

Para exemplificar essa afirmativa, segue abaixo uma série de testes realizados no modelo de otimização para um conjunto de testes com diferentes pontos iniciais. A cor verde hachurada da figura 4.8 indica que o modelo convergiu, vermelho indica que o modelo não convergiu. A variação dos pontos iniciais se ateu à variação da variável que representa se a turbina está operando ou não segue abaixo.

Destaca-se que esta avaliação foi realizada considerando a convergência apenas do *solver* com valores de "a" livres para todas as usinas, unidades e passos temporais. Ou seja, não está



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.7: Valor da FO em relação à variação da meta de geração.

sendo avaliada a Heurística Construtiva e sim a convergência da solução do problema representado pelas equações 3.16 a 3.30.

P1 – A primeira turbina está aberta e as outras fechadas

If $U=1$

$$A_t^{H,U} = 1$$

Else

$$A_t^{H,U} = 0$$

P2 – As primeiras duas turbinas estão abertas e as outras fechadas

If $U \leq 2$

$$A_t^{H,U} = 1$$

Else

$$A_t^{H,U} = 0$$

P3 – Todas as turbinas estão abertas pela metade

$$A_t^{H,U} = 0.5$$

P4 – Todas as turbinas estão fechadas

$$A_t^{H,U} = 0$$

P5 – Todas as turbinas estão abertas

$$A_t^{H,U} = 1$$

		P1	P2	P3	P4	P5
Volume Inicial	10%	Red	Green	Green	Green	Red
	20%	Green	Red	Red	Green	Green
	30%	Red	Green	Green	Red	Red
	40%	Red	Red	Red	Green	Red
	50%	Green	Green	Green	Red	Green
	60%	Red	Red	Green	Red	Green
	70%	Green	Green	Green	Red	Green

Fonte: Elaboração própria

Figura 4.8: Convergência do modelo para diferentes condições iniciais.

O resultado da 4.8 ilustra quão difícil pode ser propor uma abordagem robusta para um ponto inicial. O ponto P1 aparenta ser uma proposta razoável para se iniciar o problema: deixar uma turbina aberta por grupo gerador. Por outro lado, a proposta P4 parece ser uma proposta ruim como ponto inicial: fechar todas as máquinas. Entretanto, a proposta P1 e a proposta P4 tiveram o mesmo índice de sucesso, 3 de 7 convergências. Esse resultado é contraintuitivo.

Outro resultado contraintuitivo é que há notória descontinuidade entre a validade dos pontos iniciais. Com 10% dos reservatórios, o ponto P3 converge. Com 20%, não há convergência. Com 30%, a convergência volta a ser observada e, com 40% o solver diverge novamente. Isso aconteceu em todos os casos estudados. Esses tipos de comportamento permitem um vislumbre da real complexidade do problema que está sendo resolvido. A natureza não linear de um problema com grande espaço de busca é muito dependente de um ponto inicial razoável. Sem esse ponto inicial é virtualmente impossível que o solver encontre um caminho para alguma solução, por mais que exista uma ou mais.

Outro destaque é que, de todos os pontos ótimos encontrados, nenhum foi idêntico, apesar de manterem a ordem de grandeza. Por exemplo, com o volume inicial de 10%, os valores de FO encontrados para P2, P3 e P4 foram, respectivamente, $53.958 \text{ m}^3/\text{s}$, $53.959 \text{ m}^3/\text{s}$ e $53.956 \text{ m}^3/\text{s}$.

Um último ponto a se ressaltar é que nenhum ponto se mostrou substancialmente melhor que outro. Não houve nenhuma proposta que convergiu em todos os intentos, o que indica que se deve pensar em uma estratégia para se definir o ponto inicial e não tão somente definir o melhor ponto dentre os disponíveis.

Neste trabalho, optou-se por usar, como ponto inicial, a solução de um problema linear simplificado. Essa estratégia aumenta a convergência dos testes, mas não garante que sempre haverá convergência. A simplificação do problema original pode vir a distanciar o ponto inicial proposto da solução do problema completo. No presente caso concreto, os testes realizados convergiram satisfatoriamente e os resultados foram apresentados nas seções anteriores. Após a convergência da primeira rodada do *solver* para o problema completo, as próximas rodadas do *solver* previstas no processo da HC também obtiveram convergência. As equações que descrevem o problema linear simplificado estão apresentadas de 4.1 a 4.7.

No problema simplificado, as equações de rendimento da turbina, polinômio montante, polinômio jusante, perdas hidráulicas e elétricas, bem como limites de turbinamento máximo e mínimo foram suprimidas. Foi considerado um rendimento médio das turbinas, bem como uma queda líquida máxima constante. As perdas foram negligenciadas e os limites de turbinamento ignorados.

$$MinZ = \sum_{H,U,t} Q_t^{H,U}. \quad (4.1)$$

$$V_{t+1}^H = V_t^H + \gamma(I_t^H + \sum_U Q_t^{H,U} + \sum_{H \in \beta} \sum_U Q_{t-\tau}^{H,U}). \quad (4.2)$$

$$D_t^H \leq \sum_U P g_t^{H,U}. \quad (4.3)$$

$$a_t^{H,U} Pmin^H \leq P g_t^{H,U} \leq Pmax^H a_t^{H,U}. \quad (4.4)$$

$$P g_t^{H,U} = \eta Q_t^{H,U} H H_{max}^{H,U} \rho_{med}^{H,U}. \quad (4.5)$$

$$a_t^{H,U} Q_{min}^{H,U} \leq Q_t^{H,U} \leq a_t^{H,U} Q_{max}^{H,U} \quad (4.6)$$

$$0 \leq a_t^{H,U} \leq 1 \quad (4.7)$$

onde

$H H_{max}^{H,U}$ é a Queda hidráulica líquida máxima para cada unidade.

$\rho_{med}^{H,U}$ é o rendimento médio de cada unidade.

Os valores de $H H_{max}^{H,U}$ e de $\rho_{med}^{H,U}$ estão apresentados no Apêndice .

4.1.5 Avaliação interna da HC

Por fim, para avaliar o comportamento interno da HC, a partir dos casos apresentados na tabela 4.3, foi desenvolvida a tabela 4.4 com os resultados intermediários das etapas do método, destacando os valores dos incrementos relativos.

A tabela 4.4 mostra que a variação dos valores da Função Objetivo ao longo das etapas da HC é sempre positiva. Esse comportamento é consistente, pois a etapa 1 possui mais restrições quando comparada à solução com relaxação contínua, bem como a etapa 2 possui mais restri-

Tabela 4.3: Testes considerados para validação do algoritmo

Meta de geração	Volume inicial dos reservatórios				
	30%	40%	50%	60%	70%
50%	Caso 1a	Caso 1b	Caso 1c	Caso 1d	Caso 1e
100%	Caso 2a	Caso 2b	Caso 2c	Caso 2d	Caso 2e
105%	Caso 3a	Caso 3b	Caso 3c	Caso 3d	Caso 3e

Tabela 4.4: Resultados dos testes realizados com seus valores intermediários.

Caso	Relaxação contínua (m^3/s)	Etapa 1 (m^3/s)	δ Etapa 1	Etapa 2 (m^3/s)	δ Etapa 2
1a	25862	26004	0,55%	28408	9,84%
1b	25564	25707	0,56%	27729	8,47%
1c	25291	25429	0,55%	27413	8,39%
1d	25022	25164	0,57%	27135	8,44%
1e	24788	24915	0,51%	26888	8,47%
2a	52533	52652	0,23%	52933	0,76%
2b	51912	52020	0,21%	52311	0,77%
2c	51302	51428	0,25%	51745	0,86%
2d	50735	50873	0,27%	51226	0,97%
2e	50210	50348	0,27%	50746	1,07%
3a	55374	55486	0,20%	55772	0,72%
3b	54659	54789	0,24%	55056	0,73%
3c	54016	54148	0,24%	54413	0,73%
3d	53424	53554	0,24%	53830	0,76%
3e	52878	52993	0,22%	53295	0,79%

ções do que a etapa 1. Por outro lado, a magnitude da variação foi superior para o casos 1, onde houve redução da meta de geração – variação média de 8.72% entre a solução relaxada e o final da etapa 2, em comparação aos casos 2 e 3 - variação média de 0.82%.

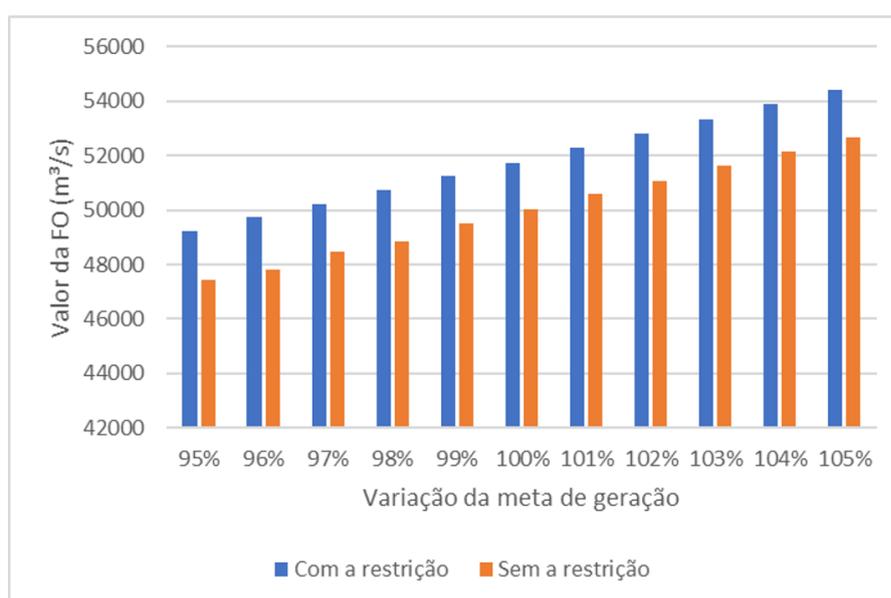
Por fim, conclui-se que a estrutura do algoritmo permite que sejam realizadas pequenas mudanças nas considerações do modelo, o que incorre na possibilidade de continuidade do trabalho a partir de algumas alternativas. Alguns possíveis desdobramentos estão apresentados nas próximas seções pela consideração da meta de geração geral para a cascata, ao invés de individualizar por usina, ou atendimento diário da meta de geral, no lugar de um atendimento horário.

A HC foi objeto do artigo *Assessing constructive heuristics for solving hydro unit commitment and loading problem*, o qual foi aprovado e apresentado na conferência da IEEE *Interdisciplinary Conference on Mechanics, Computers and Electrics - ICMECE - de 2022*.

4.2 Modificações do problema original

4.2.1 Meta de geração diária

Os testes realizados para este caso foram a repetição daqueles da seção anterior com a relaxação da equação 3.32, permitindo que soma das metas horárias sejam atendidas no dia inteiro. A equação 4.3, utilizada para definição do ponto inicial, também foi relaxada para compatibilizar os problemas. Na figura 4.9 são apresentados os valores da FO em comparação aos testes realizados anteriormente.



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.9: Valor da FO em relação à variação da meta de geração com e sem a restrição de geração horária.

Pela observação da figura 4.9, percebe-se que os valores das FO foram menores neste grupo de testes, o que indica que, neste caso, a modulação da geração impacta em uma redução da eficiência nos pontos de operação estudados. A redução está associada a um ponto de operação mais eficiente das usinas.

Os valores do indicador Mod estão apresentados na tabela 4.5. É possível perceber uma tendência de redução e estabilização do indicador conforme as cargas vão aumentando. Para averiguar essa tendência, seriam necessários mais testes.

Para buscar entender em qual usina houve maior ganho de eficiência, foram gerados os valores de Mod por usina para o caso base (100%). Os resultados dessa análise se encontram na tabela 4.6.

Nessa tabela, nota-se que a usina H4 é a mais afetada. O motivo dessa redução está asso-

Tabela 4.5: Valores de Mod para cada caso.

Caso	Valor de Mod
95%	3,6%
96%	3,8%
97%	3,5%
98%	3,7%
99%	3,4%
100%	3,3%
101%	3,2%
102%	3,3%
103%	3,2%
104%	3,2%
105%	3,2%

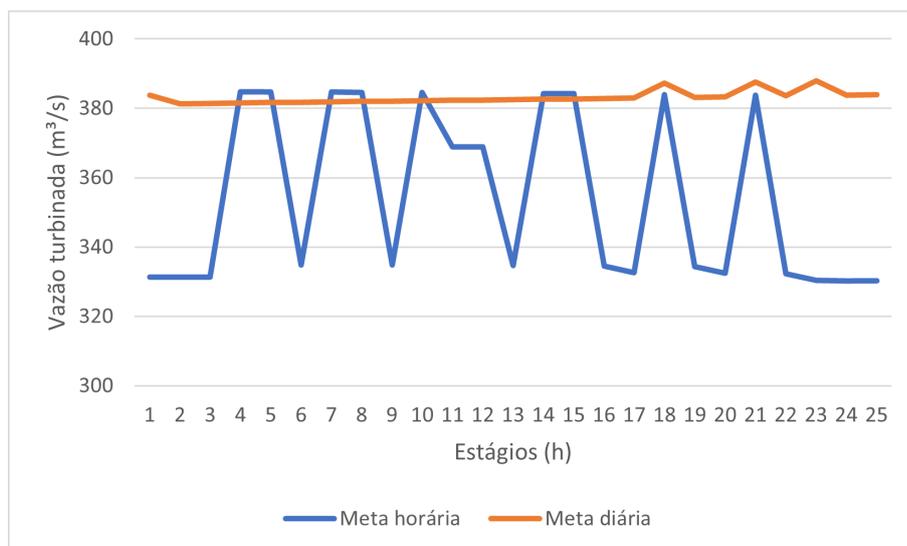
Tabela 4.6: Valores de Mod por usina para o caso base.

Caso	Valor de Mod
H1%	2,7%
H2%	2,7%
H3%	3,2%
H4%	3,9%

ciado, principalmente a menor necessidade de acionamento do segundo grupo gerador da usina H4, o qual é menos eficiente neste ponto de operação. Analisando os resultados da simulação, percebe-se que o segundo grupo da H4 foi acionado apenas uma vez com apenas 1 turbina nas 24 horas. No caso horário, o grupo foi acionado em 3 horas com uma turbina e em 6 horas com duas turbinas.

Adicionalmente, cabe ser destacado que os resultados do problema com a meta horária possui maior variação dos valores de vazão turbinada ao longo do tempo. A figura 4.10 apresenta uma comparação entre as descargas da primeira unidade da usina H3 nos dois casos. É possível observar que, para a meta diária, não é necessário haver grandes mudanças no período analisado, enquanto para a meta horária, essas oscilações são frequentes. O motivo desse comportamento é a necessidade de ajustar o ponto de operação em função da entrada ou saída de novas unidades geradoras. Essas alterações podem ser consideradas inoportunas para o agente gerador, visto que aumentam o desgaste das componentes das unidades, como distribuidores da turbina.

Nesse contexto, um artigo foi enviado para o Congresso Brasileiro de Planejamento Energético de 2022, o qual foi aceito e apresentado oralmente no congresso e está disponível para consulta em seus anais. O título do trabalho é "Análise da modulação diária de geração como serviço ancilar para usinas hidrelétricas".



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.10: Comparação da vazão turbinada pela unidade U1 na usina H3.

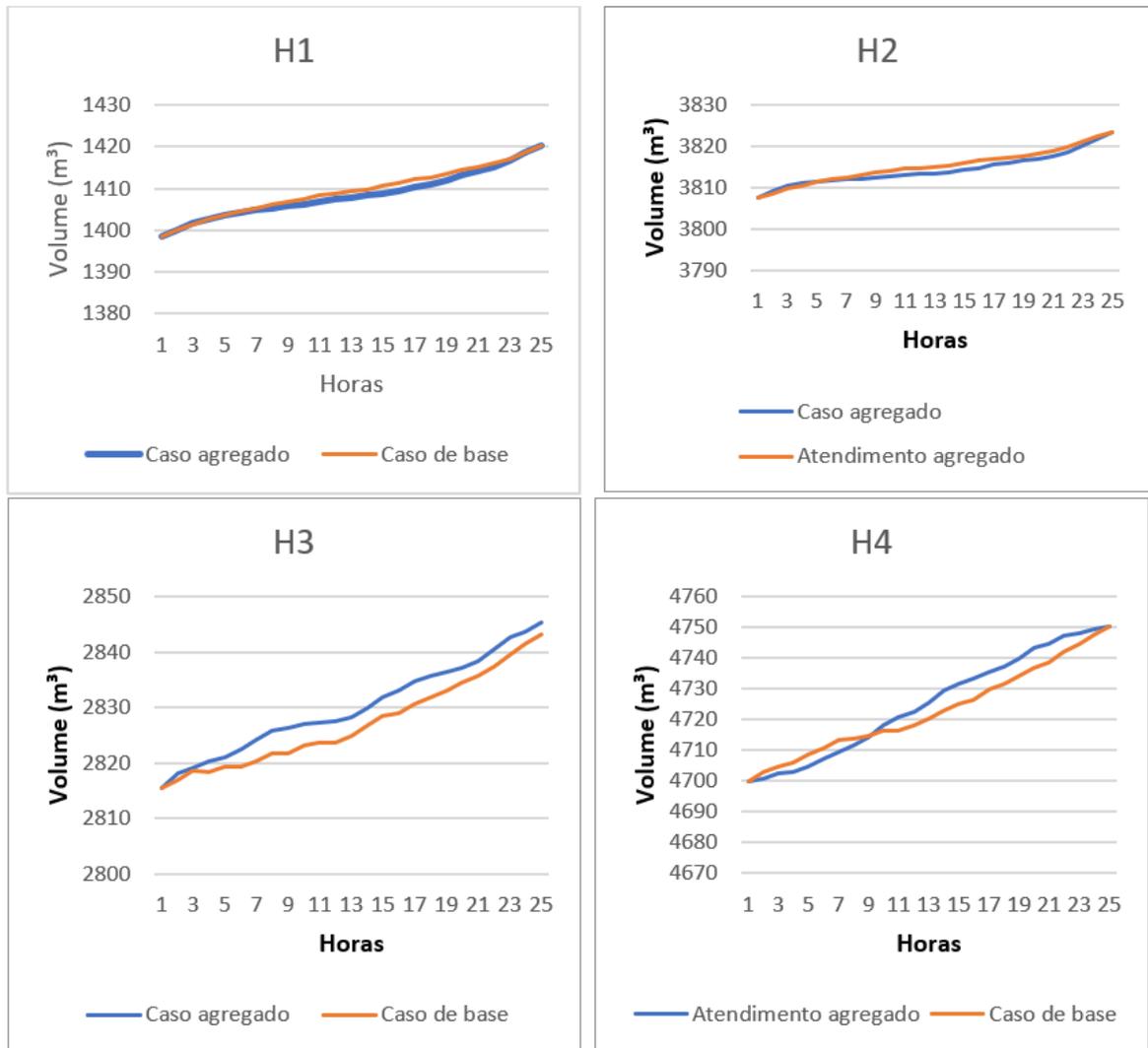
4.2.2 Meta de geração por cascata

Conforme apresentado nos métodos do presente trabalho, a adoção da equação 3.32 no lugar da equação 3.36 gera um efeito de priorizar as usinas com maiores produtividades, nesse sentido os níveis dos reservatórios do último passo temporal da otimização têm de ser fixados. No apêndice B estão apresentados os resultados do problema sem essa consideração e os problemas que a ausência da consideração traz.

O resultado dessa nova otimização leva a uma redução mais modesta da FO. O valor encontrado foi de $51.379 \text{ m}^3/\text{s}$, resultado 1% inferior ao original.

A melhoria do desempenho se deu por dois fatores: 1) melhoria no ponto de operação das máquinas em geral da cascata; 2) redução do uso do segundo grupo de turbinas da usina H4. Conforme apresentado anteriormente, no caso original, o grupo foi acionado em 9 horas com, pelo menos, uma turbina e em 6 horas com duas turbinas, totalizado 15 horas*turbina. No caso de geração por cascata, o grupo foi acionado 10 horas com, pelo menos, uma turbina e apenas 1 vez com duas turbinas, totalizando 11 horas*turbina.

A tabela 4.7 e a figura 4.11 apresentam as mesmas análises realizadas para o caso anterior, mostrando que, mesmo atendendo os volumes finais e as vazões médias por usina dos casos anteriores, foi possível ser mais eficiente considerando essa flexibilização da restrição de atendimento de geração.



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.11: Evolução dos armazenamentos com a flexibilização do atendimento da carga com volume meta.

Tabela 4.7: Valores de FO por usina nos casos estudados com volume meta.

Usina	Queda de projeto	Atendimento individualizado (m^3/s)	Atendimento geral (m^3/s)
H1	182 m	7397	7397
H2	152 m	6660	6660
H3	108 m	17800	17617
H4	100/105 m	19889	19705

4.3 Incertezas hidrológicas

Os resultados desta última seção são divididos em duas subseções: a primeira são referentes às otimizações individuais para cada cenário de vazão afluente; a segunda trata a incerteza da vazão afluente dentro do problema de otimização.

4.3.1 Simulação de cenários

Os primeiros resultados apresentados são os próprios resultados das previsões de vazões dos 51 membros do ECMWF nos rios de interesse. As figuras 4.12 a 4.15 apresentam os resultados dos modelos junto às vazões observadas para os rios simulados da incremental. Em todas as figuras está destacada a data do momento da previsão por uma linha tracejada escura.

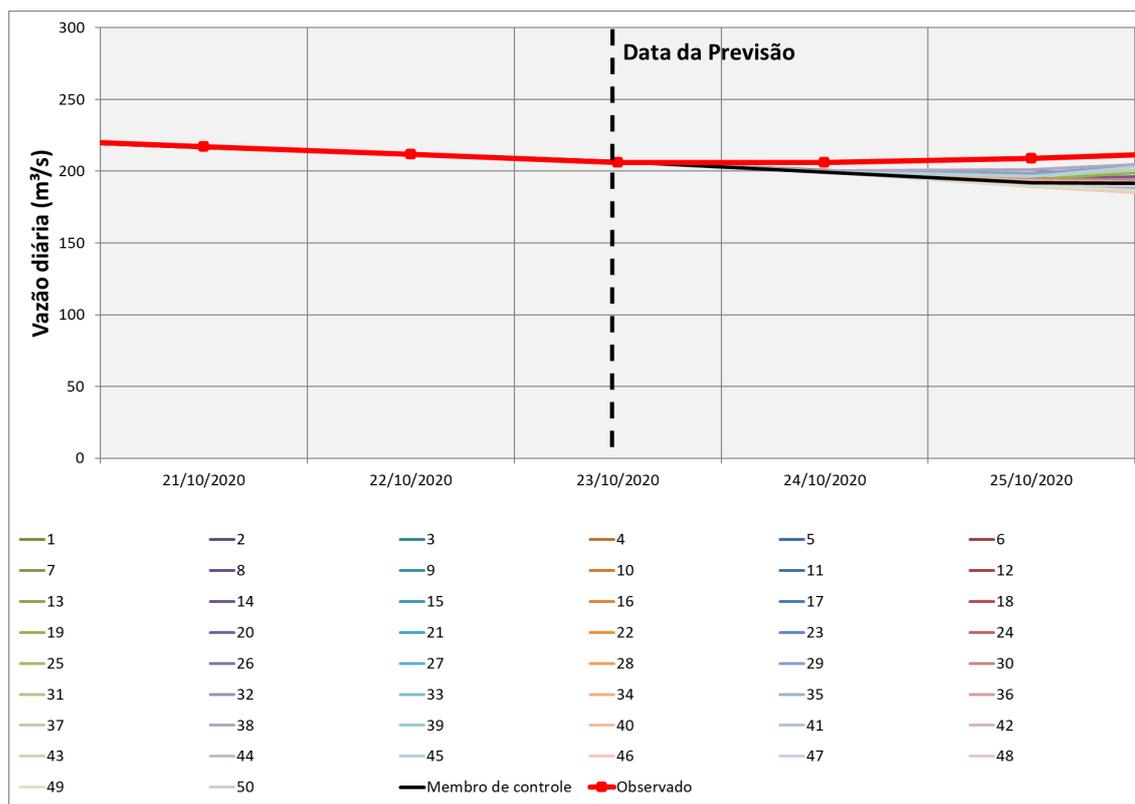
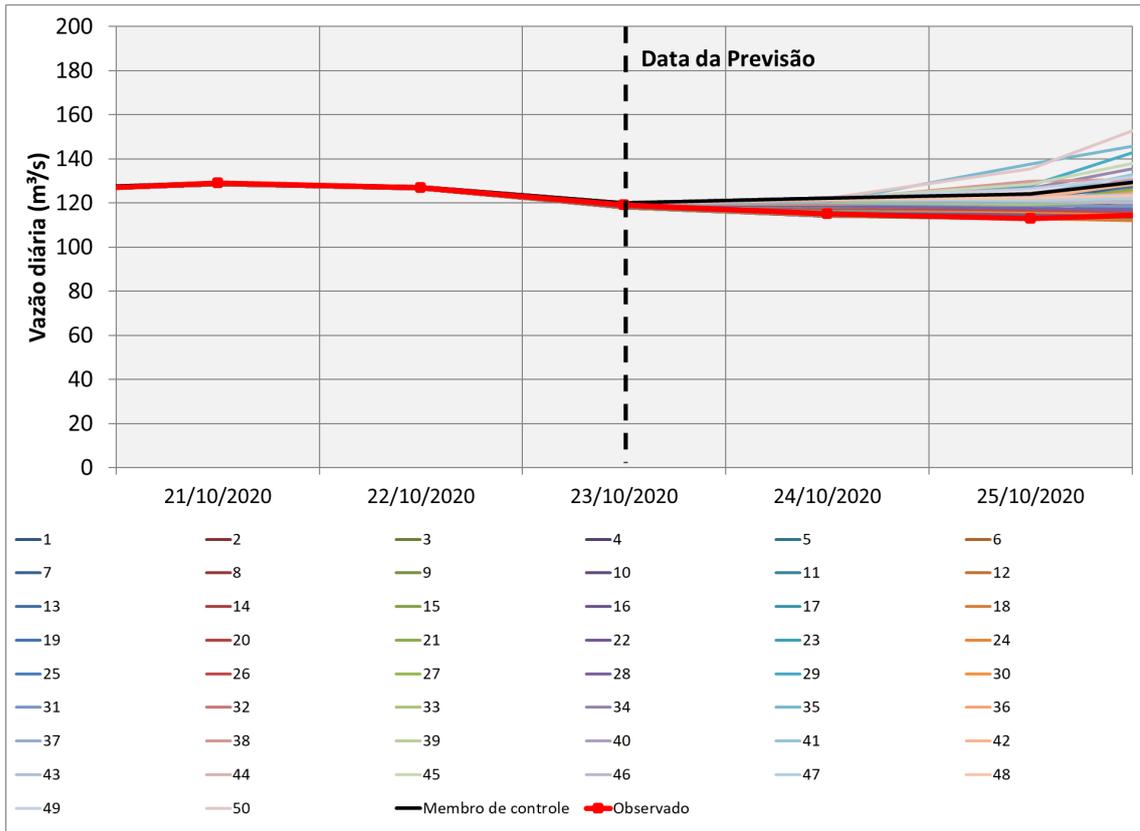


Figura 4.12: Cenários de previsão numérica de tempo para o rio Ivaí.

No caso do rio Ivaí, na estação Novo Porto Taquara, percebe-se que nos dias 24 e 25 de outubro, os valores observados foram superiores a todos os simulados, entretanto, nesses dias, ainda não havia impacto da chuva. Nesse sentido, é importante ressaltar que existem incertezas do próprio modelo hidrológico que podem ser pontualmente importantes. O processo apresentado neste trabalho não considera esse tipo de incerteza.

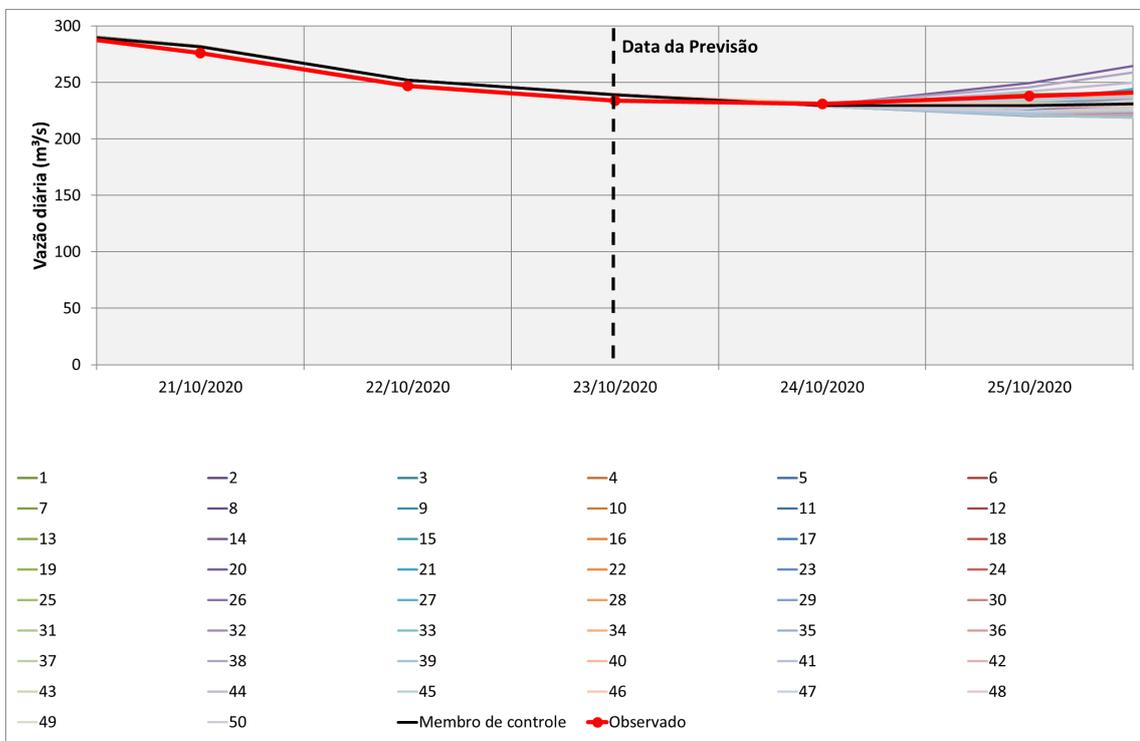
No caso do Piquiri, na estação Nova Balsa Santa Maria, quando se observa a figura 4.13, nota-se que os valores observados estiveram abaixo de 95% dos cenários. Em outras palavras, considerando os cenários do ECMWF como equiprováveis, havia uma probabilidade menor do que 5% de ocorrer o que foi observado. Por outro lado, percebe-se que, apesar da maioria dos membros prover um sinal de chuvas mais importantes na bacia, houve, pelo menos, um membro com valores similares aos observados.

No caso do rio Ivinhema (figura 4.14), ao contrário do que ocorreu para o Piquiri e para



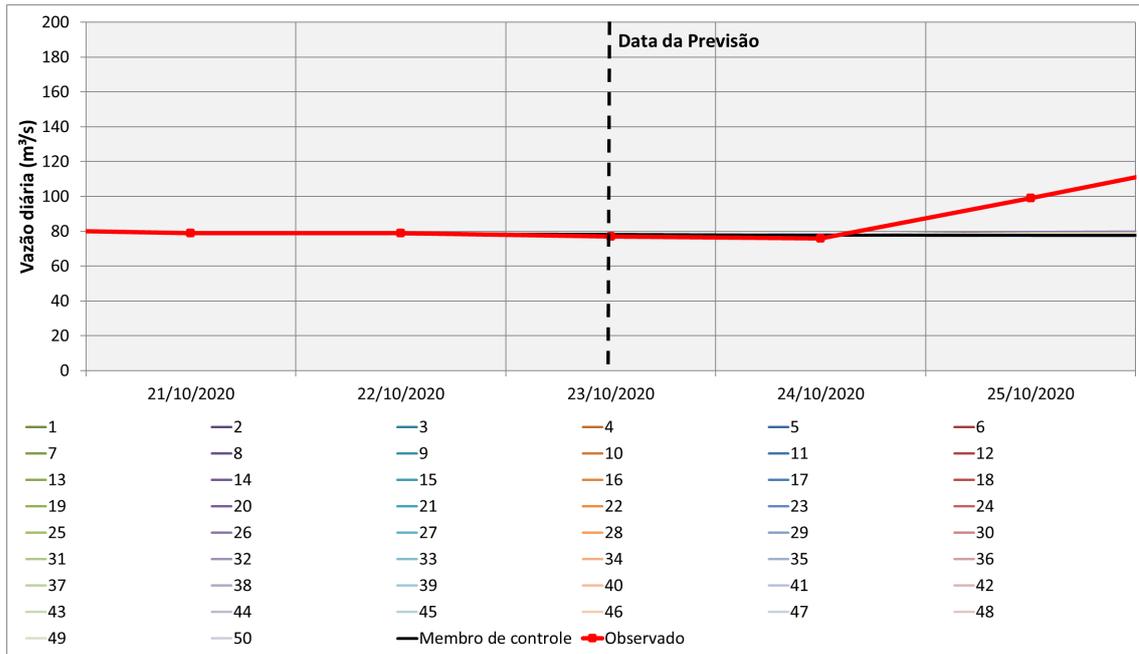
Fonte: Elaboração própria

Figura 4.13: Cenários de previsão numérica de tempo para o rio Piquiri.



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.14: Cenários de previsão numérica de tempo para o rio Ivinhema.



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.15: Cenários de previsão numérica de tempo para o rio Amambay.

o rio Ivaí, nota-se que os valores observados estiveram próximos do membro de controle, com parte dos cenários acima e outra parte abaixo do observado.

Pela análise da figuras 4.15, é percebido que, para o rio Amambay na estação Flórida, o modelo meteorológico, mesmo perturbado, não foi capaz de captar a intensidade do evento nessas bacias. Nesse caso, o processo de estimativa dessa “incerteza parcial” não foi capaz de representá-la. É importante ressaltar que nenhum cenário da figura obteve valores próximos aos observados.

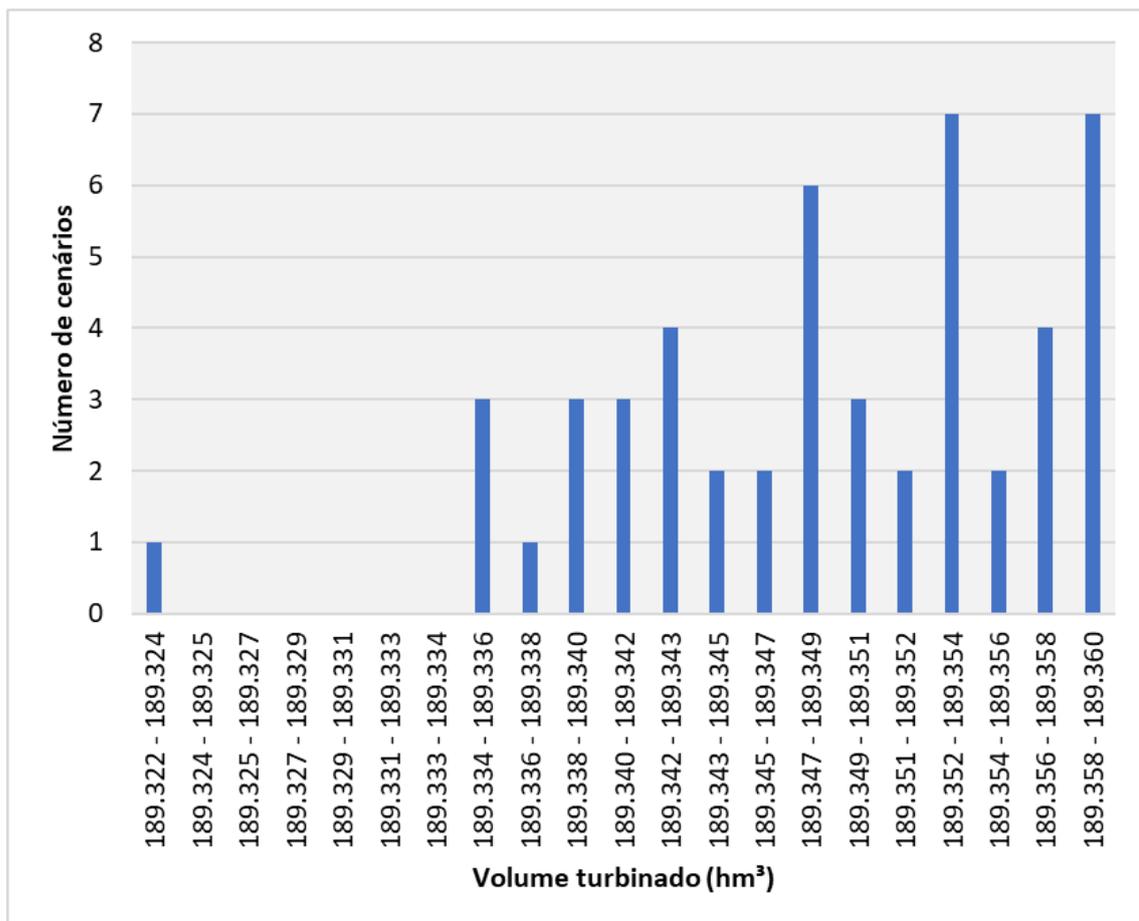
Em relação aos resultados para as médias dos 4 rios estudados, pode-se destacar que os dados observados nos rios Ivaí, Piquiri e Ivinhema estiveram razoavelmente representados por pelo menos um dos 51 membros rodados. No caso do rio Amambay, é percebido que o modelo meteorológico, mesmo perturbado, não foi capaz de captar a intensidade do evento nessas bacias.

A análise apresentada versa apenas de um evento, entretanto, ela permite ao leitor um vislumbre das dificuldades que existem na previsão de vazões de rios reais. É importante ter esses desvios em consideração ao passar para a avaliação dos resultados subsequentes.

Conforme já destacado nos métodos da dissertação, cada um dos rios foi associado a uma vazão incremental ou total de cada uma das usinas consideradas neste trabalho multiplicado por um fator para harmonizar a ordem de grandeza das vazões. Cada cenário foi simulado pelo processo descrito neste trabalho: H1 - rio Ivaí; H2 - rio Piquiri; H3 - rio Ivinhema; H4 - rio Amambay.

Primeiramente, destaca-se que foi possível rodar os 51 cenários com resultados coerentes. O evento testado gerou 51 programações de descarga para as 4 usinas e 51 valores de Função

Objetivo. A Figura 4.16 apresenta uma síntese dos resultados, onde se percebe que as vazões incrementais modificam os valores da quantidade de água necessária para gerar a energia demandada. Essa quantidade de água é a Função Objetivo do problema convertida de m^3/s para hm^3 . A figura é um histograma que representa a contagem do número de cenários para cada faixa de valores de FO. Por exemplo, na faixa de $189,347 hm^3$ até $189,349 hm^3$, foram contados 6 cenários.



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.16: Histograma das FO.

Pela análise da figura verifica-se que, dependendo do cenário de vazões, a necessidade de água em um dia para gerar a mesma quantidade de energia varia desde $189,322 hm^3$ até $189,360 hm^3$. Ou seja, há uma alteração na eficiência da cascata em função das vazões incrementais projetadas. Essa diferença não é grande comparadas as diferenças analisadas nas seções 4.1 e 4.2, a diferença média entre as eficiências entre o pior e o melhor caso é de 0,02%. A razão deste baixo valor está relacionado ao fato de que o volume corresponde a apenas 0,8 % da capacidade somada dos reservatórios da cascata - $25.000 hm^3$.

Por fim, destaca-se que, em todos os 51 cenários estudados, as máquinas despachadas foram as mesmas encontradas no cenário de referência (com as vazões incrementais constantes). Esse pode ser considerado o resultado mais relevante da subseção, pois todos os cenários convergiram para uma mesma decisão de número de máquinas por usina por passo temporal.

Sobre esse tema, um resumo foi enviado para a Assembleia Geral da EGU (*European Geosciences Union*) de 2021. O resumo foi aceito e apresentado na mesa "*Innovation in Hydropower Operations and Planning to integrate Renewable Energy Sources and optimize the Water-Energy Nexus*"².

4.3.2 Otimização considerando incertezas

A última parte dos resultados gerados nesta dissertação apresenta a análise das saídas do modelo estocástico. Trata-se da avaliação mais complexa do documento, por isso, estão apresentadas algumas variáveis internas do modelo.

Em um primeiro momento, foram considerados os cenários apresentados na Tabela 3.5 e na Figura 3.6. Esses cenários buscam representar uma distribuição normal dos desvios centrada em zero e com desvio padrão de 20% dos valores originais das vazões consideradas.

O valor resultante da FO foi de $51.745,607 \text{ m}^3/\text{s}$, ou seja, 0,00052% superior ao valor original de $51.745,339 \text{ m}^3/\text{s}$. A solução encontrada para o número de máquinas por unidade foi igual à solução original. Isso significa que a tomada de decisão da etapa 1 não foi alterada em função dos cenários. A solução converge com o resultado da subseção anterior, visto que em nenhuma das 51 simulações realizadas derivadas de 51 cenários de previsão de vazões foi encontrada uma melhor solução para o acionamento de turbinas por usina.

Esse resultado suscita questionamentos sobre as razões para a insensibilidade do modelo a essa variável. Por outro lado, cabe ser avaliado se é possível que haja uma tomada de decisão diferente sobre o número de máquinas pela variação dos valores de vazão, respeitando as características das usinas.

A potência líquida que deve ser gerada por cada usina é controlada pela equação 3.40. Essa equação, bem como as equações das perdas elétricas e mecânicas do gerador, não depende substancialmente do nível do reservatório. O impacto do nível do reservatório começa a ser determinante na equação 3.52. A equação relaciona a potência bruta da máquina com a vazão turbinada vezes a queda líquida vezes a eficiência. Realizando um somatório das máquinas (U) em ambos os lados da equação, chega-se à equação 4.8.

$$Pst_t^H = \eta Q_t^{H,total} HH_t^{H,med} \rho_t^{H,U}. \quad (4.8)$$

As variáveis $HH_t^{H,med}$ e $\rho_t^{H,U}$ são as variáveis que sofrem interferência do nível do reservatório e, por conseguinte, do valor da vazão afluente. A variável $Q_t^{H,total}$ faz parte da função objetivo e deve ser minimizada. Nesse sentido, as variações de $HH_t^{H,med}$ e $\rho_t^{H,U}$ podem fazer com que $Q_t^{H,total}$ possa ser reduzida sem comprometer o atendimento da potência bruta Pst_t^H .

²O trabalho pode ser acessado pelo portal eletrônico <https://doi.org/10.5194/egusphere-egu21-2903>.

As variações de $HH_t^{H,med}$ podem repercutir na variação do número de máquinas por usina/grupo gerador em três casos.

- Aumento ou diminuição de $HH_t^{H,med}$ de modo a chegar a uma limitação de vazão máxima ou mínima por turbina.
- Aumento ou diminuição de $HH_t^{H,med}$ de modo que haja um ponto de operação mais eficiente pelo aumento ou diminuição da vazão turbinada por unidade geradora.
- Aumento ou diminuição de $HH_t^{H,med}$ de modo que haja um grupo gerador mais eficiente do que o escolhido originalmente.

Cada um desses itens foi estudado para o tempo t21 da usina H3 no caso do problema original. A tabela 4.8 apresenta os valores de cada uma das variáveis de interesse.

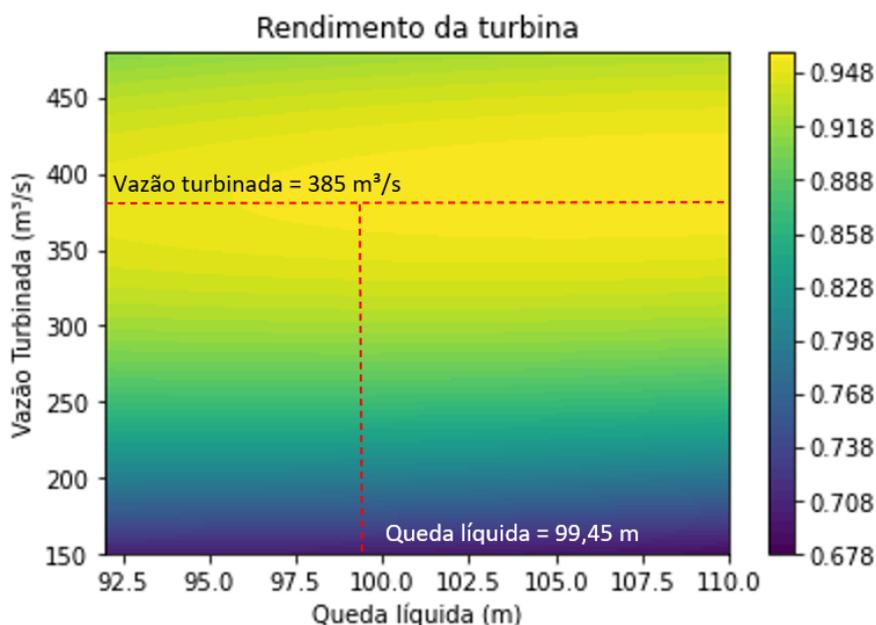
Tabela 4.8: Variáveis de interesse para o caso estudado: t21, H3.

Variável	U1	U2	U3
$Pst_t^{H,U}$ (MWh)	306	306	
$HH_t^{H,U}$ (m)	99,45	99,45	
$\rho_t^{H,U}$	0,943	0,943	
$a_t^{H,U}$	1	1	0
$Q_t^{H,U}$ (m^3/s)	385	385	
$Q_{t,min}^{H,U}$	149	149	
$Q_{t,max}^{H,U}$	480	480	

Pela observação da tabela, percebe-se que os valores de vazão turbinada não estão nem próximos do mínimo nem do máximo suportado pela turbina, sendo que há maior proximidade com o máximo do que com o mínimo. Para se chegar a um valor de mínimo, seria necessário aumentar a queda líquida em 25%, $\frac{480}{385}$. Isso implicaria em um nível do reservatório cerca de 25 metros mais alto, o que violaria significativamente o limite máximo do reservatório.

Há de se destacar que o caso do t21 não é um caso isolado, o menor valor de queda líquida encontrado para H3 foi de 98,565 m, enquanto o maior foi de 100,158 m. Por outro lado, todas as vazões turbinadas estiveram entre $331 m^3/s$ e $384 m^3/s$. Foram realizadas análises semelhantes para todas as outras usinas com resultados semelhantes, de forma que se pode descartar a possibilidade de redução ou aumento de número de máquinas por limitação de vazão máxima ou mínima.

O segundo item analisado, o rendimento da turbina, foi apontado como principal fator de perdas por (Scuzziato, 2011). Ele comparou cada uma das componentes das perdas e chegou a conclusão de que o rendimento da turbina é o fator mais importante, correspondendo a 72% das perdas para o caso estudado. Para entender como uma mudança no número de máquinas impacta na melhoria do rendimento da turbina é importante observar a equação 3.50. A equação depende tanto da vazão turbinada, quanto da queda líquida. A figura 4.17 apresenta o rendimento das turbinas U1 e U2 da usina H3 no tempo t21.



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.17: Rendimento da turbina na usina H3 no tempo t21.

Percebe-se que o rendimento da turbina neste momento é de 0,943. Trata-se de um valor alto, próximo do máximo de 0,948. A avaliação que deve ser feita é se existe algum valor de queda líquida que faria com que fosse vantajoso passar de duas máquinas para uma máquina ou três máquinas.

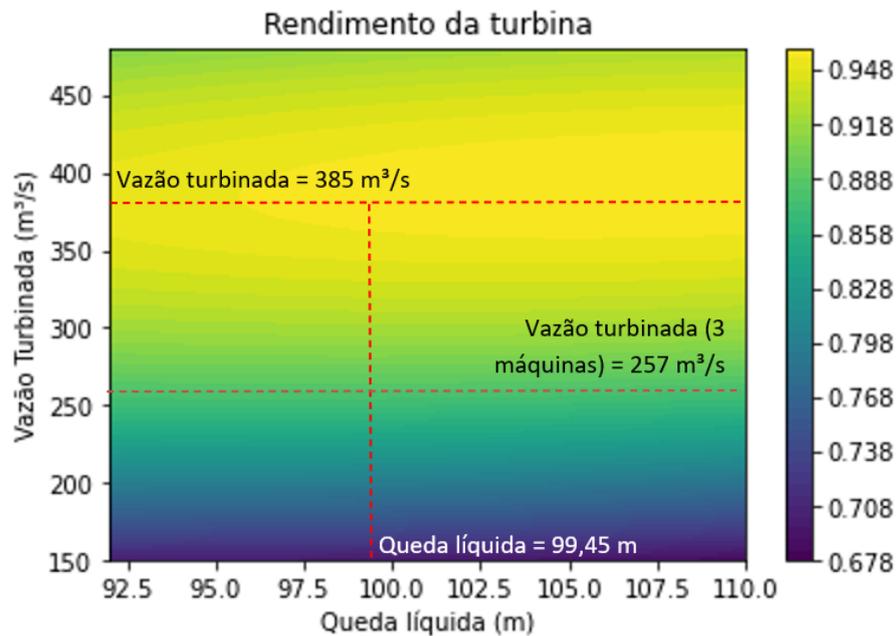
Para o caso de passar de duas máquinas para uma máquina, há de se destacar que, para ocorrer essa mudança, seria necessário dobrar a vazão turbinada em uma unidade. O valor do dobro da vazão turbinada seria $770 \text{ m}^3/\text{s}$. Esse valor excede o limite máximo a ser turbinado, por conseguinte essa alternativa deve ser descartada.

A passagem de 2 para 3 unidades é mais plausível, visto que a vazão turbinada seria da ordem de $257 \text{ m}^3/\text{s}$. A figura 4.18 apresenta a modificação do rendimento da turbina caso se escolha utilizar 3 unidades para gerar a potência demandada.

Pela observação da figura, percebe-se que há uma deterioração no valor do rendimento da turbina, passando de 0,943 para 0,875. A figura mostra que não há importante variação do valor de rendimento em função da variação da queda líquida para uma vazão de $257 \text{ m}^3/\text{s}$. Pode-se concluir que não há nenhuma opção de melhoria do rendimento da turbina para qualquer valor de queda líquida plausível.

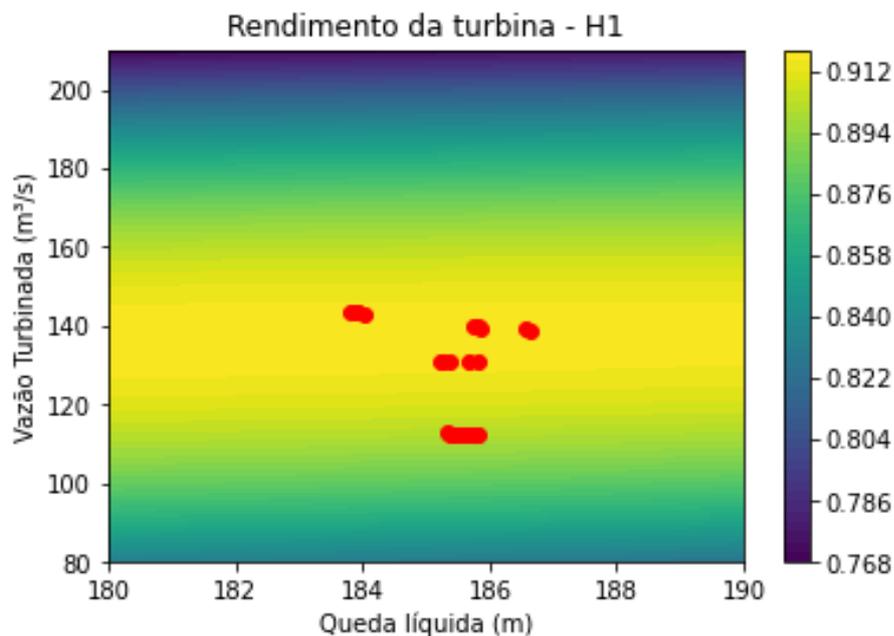
A referida análise pode ser estendida para todos os passos temporais da usina H3 em função das variações das quedas líquidas e das vazões turbinadas comentadas anteriormente. Foram realizadas análises semelhantes para as usinas H1 e H2 e foram geradas as figuras 4.19, 4.20 e 4.21 onde estão apresentados os pontos onde as turbinas operaram ao longo da simulação.

Nas figuras, percebe-se que as turbinas tiveram seus pontos de operação próximos da eficiência máxima. Em todas análises, fica evidente que não seria proveitoso alterar o número



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.18: Rendimento da turbina na usina H3 no tempo t21.



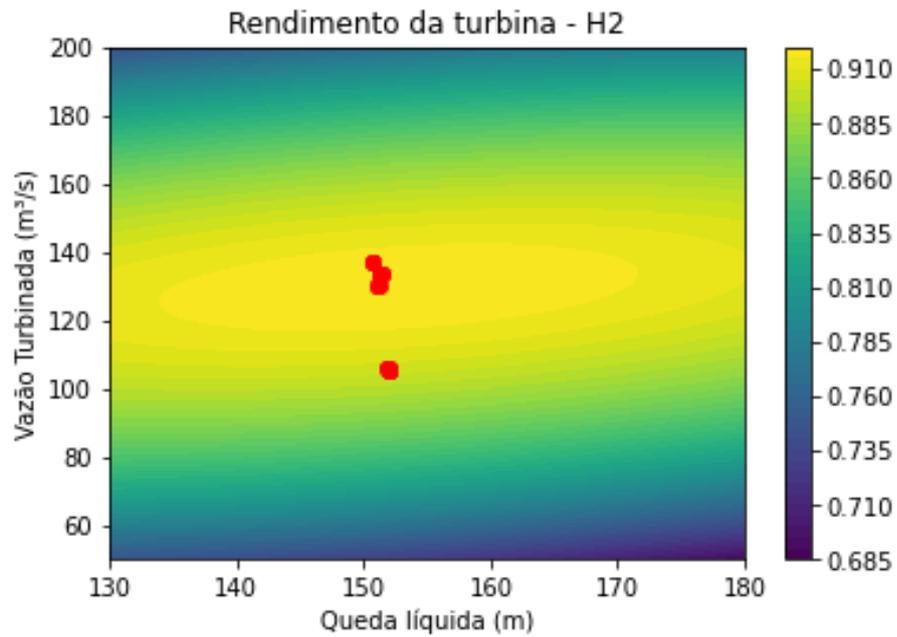
Fonte: Elaboração própria

Figura 4.19: Pontos de operação da turbina na usina H1 ao longo do tempo.

de turbinas por usina para qualquer valor de queda líquida.

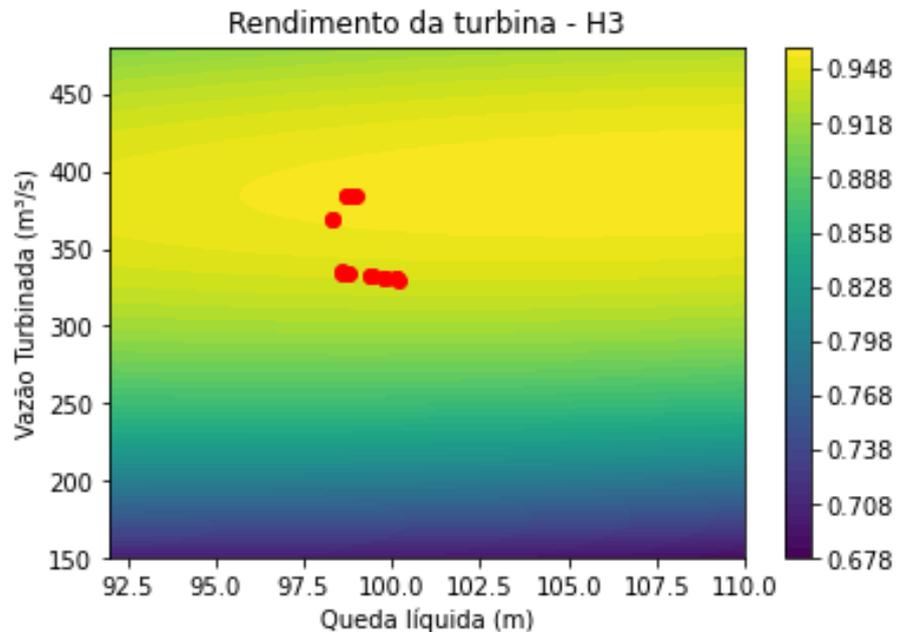
As figuras 4.22 e 4.23 apresentam esses mesmos pontos para os grupos geradores G1 e G2 da usina H4. Nota-se que os pontos também foram próximos do máximo. Entretanto, por haver mais de um grupo, a análise deve levar isso em consideração, o que repercute na necessidade de tratar do terceiro item desta avaliação.

O terceiro e último item trata de uma especificidade deste problema, no qual se conta com



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.20: Pontos de operação da turbina na usina H2 ao longo do tempo.

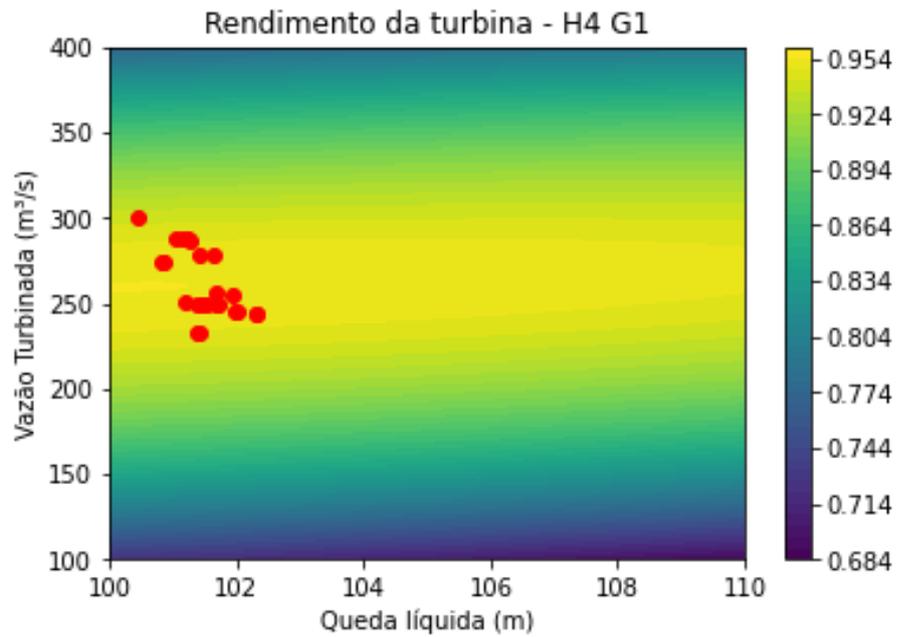


Fonte: Elaboração própria

Figura 4.21: Pontos de operação da turbina na usina H3 ao longo do tempo.

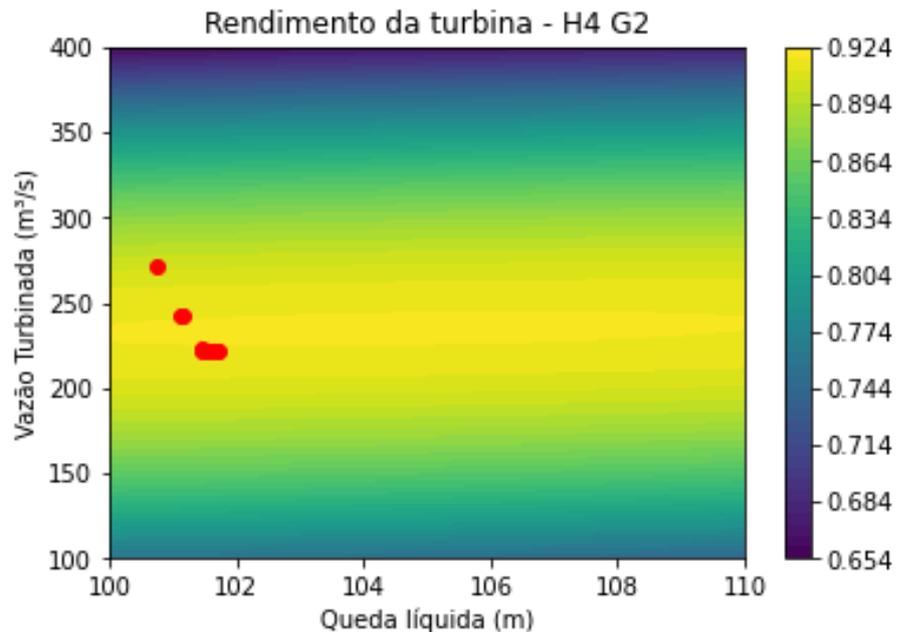
dois grupos geradores para a mesma usina H4. Havendo dois grupos, deve-se escolher qual é mais eficiente para determinada condição. No caso resolvido, o grupo G1 é mais eficiente que o grupo G2. Todavia, com as variações da vazão e conseqüente variação da queda líquida, o grupo mais eficiente pode mudar para um mesmo valor de vazão turbinada.

Para avaliar se existe algum caso como o aventado, foi elaborada a figura 4.24. Essa figura é uma subtração do rendimento do grupo G1 pelo rendimento do grupo G2. Se o valor é



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.22: Pontos de operação da turbina do grupo G1 da usina H4 ao longo do tempo.

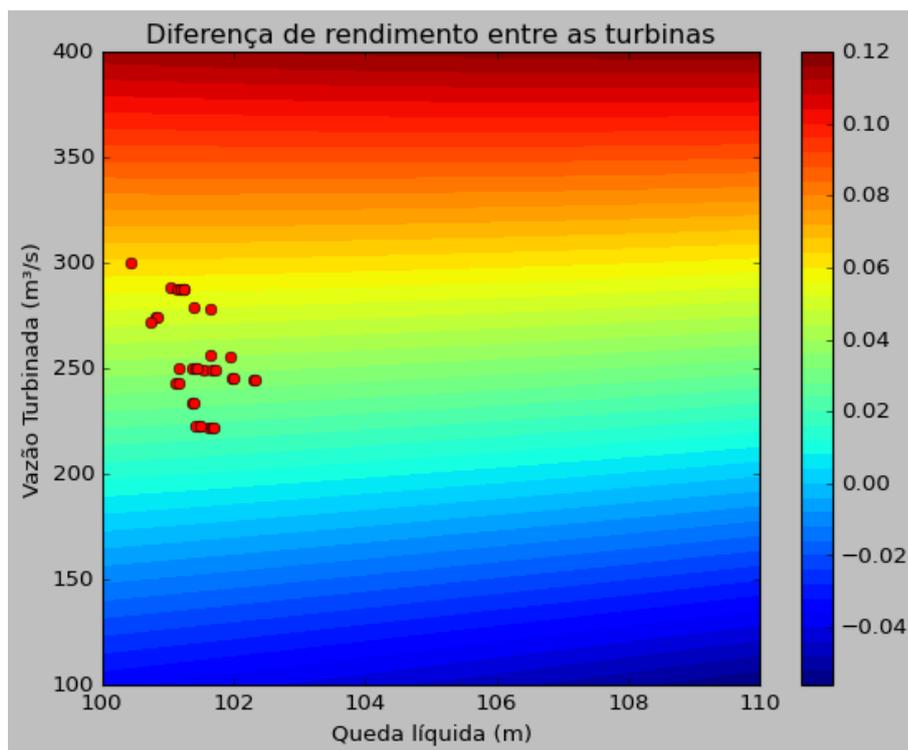


Fonte: Elaboração própria

Figura 4.23: Pontos de operação da turbina do grupo G2 da usina H4 ao longo do tempo.

positivo, significa que o grupo G1 é mais eficiente que o grupo G2. Um valor negativo indica que o grupo G2 seria uma melhor escolha em relação ao grupo G1.

Na figura 4.24, fica claro que o grupo G1 é superior ao grupo G2 em quase todos os pontos factíveis. O G2 só passa a ter um rendimento melhor que o G1 para vazões muito baixas. No caso estudado, não há momentos em que o rendimento de G1 é superior ao de G2, por conseguinte o grupo G1 sempre será prioritariamente escolhido independente do valor de



Fonte: Elaboração própria

Figura 4.24: Diferença de rendimento das turbinas do grupo G1 e do grupo G2 da usina H4.

queda líquida.

Por fim, após analisados os três pontos levantados, pode-se concluir que a variação da queda líquida em função da vazão afluyente não impacta na escolha do número de unidades despachadas por usina por passo temporal. Nesse sentido, a principal variável de escolha da etapa 1, número de máquinas por usina por passo temporal, não é sensível à variável incerta do problema.

Esse resultado pode ser analisado em relação aos principais trabalhos que o inspiraram. No caso da formulação da otimização da programação diária da operação a partir da escolha do número de máquinas visando melhor rendimento das turbinas, podem ser citados os trabalhos (Scuzziato, 2011; Finardi & Scuzziato, 2013, 2014; Gomes, 2018). Todos os quatro trabalhos consideraram as vazões como variáveis determinísticas. O presente resultado indica que, para fins de definição de número de turbinas ligadas por passo temporal, essa escolha é acertada. Por outro lado, em relação à consideração das incertezas hidrológicas para operação de usinas, cabe ser citado (Fan, 2015; Fan, Collischonn, Meller & Botelho, 2014; Fan et al., 2015). Nesses casos, o que se buscava não era o melhor rendimento das turbinas e sim um balanço entre maximizar a queda líquida e minimizar o risco de vertimento. Ou, em outras palavras, definir um volume de espera mínimo que resguarde a proteção de alguma estrutura localizada a jusante da usina.

O resultado encontrado indica que talvez não seja necessário considerar as incertezas hidrológicas na definição do número de máquinas na busca por um melhor rendimento das tur-

binas. Entretanto, há de se destacar que foi estudado apenas um caso teste e foram consideradas algumas simplificações na representação das incertezas. A principal simplificação que cabe ser destacada é que as previsões de vazão consideradas possuíam, como valor central, os mesmos valores adotados por (Scuzziato, 2011). Como mostrado no exemplo da previsão de Flórida do início da presente seção - 4.15, nem sempre os modelos de previsão possuem resultados próximos dos valores observados posteriormente. A comparação dos resultados de previsões reais em contraste com valores observados *a posteriori* pode ser uma interessante análise para aferir a capacidade do modelo em situação realistas.

4.4 Métodos que não obtiveram resultados e apresentação dos tempos computacionais

A última seção do capítulo traz dois métodos utilizados nesta dissertação que não obtiveram resultados apresentáveis por não convergência do *solver*. Estão apresentados brevemente os métodos e relatadas as limitações encontradas para conseguir resultados consistentes. Os tempos computacionais das simulações utilizadas nas seções anteriores são apresentados.

4.4.1 Formulação

Conforme descrito no capítulo 3, as equações 3.1 a 3.15 não são rigorosamente iguais àquelas utilizadas por (Scuzziato, 2011). As equações de (Scuzziato, 2011) consideram a matriz $A_t^{H,U}$ multiplicada apenas aos limites mínimos e máximos de vazão turbinada e potência bruta.

A escolha por modificar as equações esteve calcada em duas razões:

- explicitar a operação da turbina antes das variáveis de potência líquida e vazão turbinada para facilitar o entendimento das equações;
- não foi possível obter convergência do problema NLP original pelo *solver* CONOPT.

Cabe ser destacado que a convergência não foi alcançada mesmo após variação do ponto inicial conforme proposta detalhada em 4.1.4.

4.4.2 *Solver* MINLP

Um segundo ponto explorado neste trabalho que não obteve convergência foi a solução do problema não linear inteiro. Ao invés de usar a HC, as equações poderiam ter sido resolvidas por um *solver* MINLP como os disponíveis em GAMS.

Esse intento foi realizado no presente trabalho a partir dos *solvers* gratuitos disponíveis na plataforma, a saber: BONMIN, COUENNE e SCIP. Nenhum dos *solvers* foi capaz de resolver o problema. Outros *solvers* podem ser capazes de resolver o problema completo.

Foram realizados algumas avaliações da alteração do ponto inicial inspirados nos resultados apresentados em 4.1.4. Entretanto, também não se pôde observar convergência no modelo. Adicionalmente, foi testada a convergência do *solver* face a uma redução dos passos temporais do problema, a qual também não foi possível mesmo para apenas dois passos temporais.

Uma solução cuja análise não foi aprofundada nesta dissertação foi a redução do número de passos temporais do problema original acoplada a partida de um melhor ponto inicial. Em uma avaliação preliminar, foi utilizado como ponto inicial a solução da primeira etapa da HC apresentada nesta dissertação. As unidades referentes aos valores livres restantes de "a" foram consideradas ligadas. O *solver* SCIP obteve convergência para até 17 passos temporais. Deveriam ser realizados mais testes para verificar a consistência dos resultados. Por fim, poderia ser avaliada alguma maneira de representar o problema original com menos passos temporais.

4.4.3 Tempos computacionais

Em um computador com processador Intel(R) Core(TM) i7-8565U CPU @ 1.80GHz 1.99 GHz e 8 GB de memória RAM, o tempo computacional para a simulação da HC foi de 1 minuto e 40 segundos. Todas as simulações apresentadas nas seções 4.1 e 4.2 tiveram tempos computacionais semelhantes.

As simulações da seção 4.3 tiveram tempos diferenciados em função das naturezas dos problemas resolvidos. A rodada dos 51 cenários demorou 1 hora e 25 minutos, enquanto a rodada do problema estocástico tardou 1 hora e 22 minutos.

Capítulo 5

Conclusão

O presente trabalho buscou explorar como considerações sobre o método de resolução, sobre as premissas do problema e sobre suas incertezas impactam na otimização da programação diária da operação de usinas hidrelétricas em cascata. A estratégia utilizada na dissertação foi partir de um problema formulado na literatura, propor um método de solução e depois modificar o problema original com a inserção das incertezas hidrológicas. A referida proposta faz com que o método de solução tenha um papel central no documento, visto que todos os resultados derivam dele. Nesse sentido, foi dedicado bastante espaço à explicação detalhada do método utilizado.

O problema da literatura é a otimização do programa diário de operação de quatro usinas em cascata. As equações englobam as perdas hidráulicas, mecânicas e elétricas presentes no processo de produção de energia considerando turbinas individualizadas, bem como os limites máximo e mínimo da turbina. O método de resolução constituiu em algumas modificações das equações originais, definição do *solver* NLP e uma Heurística Construtiva. A Heurística foi apresentada a partir de fluxogramas e seu funcionamento foi avaliado a partir de variáveis internas do problema.

O método utilizado não detém garantias de ser a mais eficiente ou eficaz na busca pelo mínimo global, entretanto ele permite o acompanhamento, por parte do algoritmo, da busca do valor mínimo a partir dos fatores de sensibilidade. Nesse sentido, podem ser incluídos outros fatores de sensibilidade e outros conjuntos para complementar o acompanhamento da otimização. O uso deste tipo algoritmo, baseados em conjuntos com o acionamento de *solvers* NLP e apoio de Heurísticas Construtivas, se mostrou uma abordagem possível para tratar de problemas de otimização complexos como os observados no setor elétrico. A construção do problema e da estratégia de resolução são fatores chave para o sucesso da análise. No caso estudado, o método conseguiu resolver tanto o problema original como as diversas modificações apresentadas na dissertação.

Os resultados das Heurísticas Construtivas foram comparados com o problema original e foram encontradas o mesmo número de unidades despachadas por usina e passo temporal. Os valores encontrados para as variáveis internas e para a Função Objetivo foram próximos aos valores encontrados no trabalho original, sendo que a diferença entre as Funções Objetivo

foram de 0,24%. Atribuiu-se essa diferença à precisão do *solver*.

A coerência dos resultados da Heurística foi avaliada por alterações das condições iniciais do problema e análise dos resultados, considerando expectativas pré-estabelecidas. Por exemplo, um aumento do volume inicial, deveria repercutir em um aumento da queda líquida e, por conseguinte, na produtividade da usina. Os comportamentos esperados foram aferidos, validando a Heurística.

O método validado serviu para a avaliação de dois grupos de alteração do problema:

- Alteração das "regras do jogo"
- Inserção das incertezas hidrológicas

A alteração das "regras do jogo" foram duas avaliações propostas do problema original para destacar algum aspecto do problema onde uma pequena modificação poderia gerar ganhos para os envolvidos.

Na primeira avaliação, foram definidos dois casos para o problema: considerando as restrições de atendimento horário da demanda; ou permitindo um atendimento total diário. Esse exercício visa avaliar o custo de oportunidade de usinas hidrelétricas em cascata de obedecer uma meta de geração horária, pois estas poderiam ser mais produtivas caso fosse considerada uma meta de produção em termos de média diária.

Através da análise dos resultados, foi verificado que os volumes de água necessários foram menores sem as restrições horárias, o que indica que, neste caso, a modulação da geração impacta em uma redução da eficiência nos pontos de operação estudados. Esta redução está associada a manutenção do ponto de operação em uma região mais eficiente das unidades geradoras e, portanto, da usina. O método proposto se mostrou capaz de estimar parte dos impactos negativos das usinas de modular sua produção de forma horária. Esse tipo de resultado pode auxiliar o debate sobre a valoração do serviço ancilar "modulação de carga" ou "acompanhamento da carga". Essa discussão transcende o escopo deste trabalho, entretanto apresenta-se como um possível trabalho futuro.

A segunda mudança nas "regras do jogo" foi tratar de outro tipo de agregação: a agregação por cascata, ou seja, a soma das metas de geração tem de ser suprida pela soma das gerações das usinas. O valor encontrado foi 1% inferior ao original. O resultado demonstra que existe um ponto de operação melhor do que o original sem incorrer em nenhum prejuízo identificável de outro aspecto para a operação do sistema.

Os últimos resultados dizem respeito à inserção das incertezas hidrológicas no problema original. Trata-se do resultado mais complexo que foi executado em duas partes: 1) simulação de cenários; 2) otimização estocástica. Ambas as estratégias puderam ser implementadas a partir da Heurística Construtiva, de forma que o objetivo da dissertação pode ser considerado concluído. Entretanto há de se destacar que há simplificações da metodologia que podem

suscitar o desenvolvimento de outros trabalhos futuros, cujas propostas serão discriminadas a seguir.

O principal resultado dessas análises é que a variação das vazões afluentes não impacta na escolha do número de unidades despachadas por usina por passo temporal. Nesse sentido, a principal variável de escolha, número de máquinas por usina por passo temporal, não é sensível à variável incerta do problema.

O resultado não deve ser interpretado como um modo de justificar a desconsideração das incertezas hidrológicas em problemas de otimização. É fundamental enquadrar o problema quanto aos objetivos da otimização, dos fatores considerados no problema e de como foi considerada a incerteza no modelo. Além disso, a escolha do grupo de variáveis e equações de primeiro e segundo estágio podem ter sido determinantes para o resultado. Neste caso específico, as incertezas não impactaram a decisão.

Por fim, a presente dissertação lidou com duas linhas de desenvolvimento complementares da ciência: a melhor representação dos elementos elétricos de geração, os quais estão sendo incorporados na função objetivo e nas restrições do sistema; e a melhor representação das incertezas hidrológicas as quais podem ser consideradas em problemas de otimização energética. O documento explorou modelos matemáticos de otimização e métodos de resolvê-los.

Entretanto, partindo desta exploração, derivam-se tantas outras a respeito das limitações práticas e conceituais do método. O principal ponto que segue para os próximos trabalhos é "Em quais concepções do problema de otimização da programação diária da operação de usinas hidrelétricas em cascata, as incertezas hidrológicas impactam na tomada de decisão?". Essa pergunta deve estar vinculada a uma abordagem do tipo *bottom-up*, onde se busca primeiro impacto das decisões para depois formular as equações do problema.

A seguir, seguem, em tópicos, alguns trabalhos futuros derivados de limitações práticas dos métodos utilizados nesta dissertação.

- Heurística Construtiva

- Avaliar o motivo da não convergência das equações de (Scuzziato, 2011);

- Avaliar se existe equivalência matemática entre as equações de (Scuzziato, 2011) e as equações desta dissertação ou se um modelo é uma simplificação do outro;

- Resolver o problema Inteiro Misto Não Linear (MINLP) a partir de *solvers* MINLP e redução do número de passos temporais, de turbinas ou de usinas do problema original e comparar com os resultados da HC;

- Estudar o método de definição do ponto inicial (verificar os limites de funcionamento do método);

- Avaliação das variáveis internas do método de resolução do *solver* CONOPT - verificar se o passo de newton é suficiente para a resolução do problema;

- Alterações do problema original

A partir da alteração proposta de atendimento diário da geração, realizar uma análise da modulação diária de geração como serviço ancilar para usinas hidrelétricas;

Inserir uma geração térmica e alterar a função objetivo;

Considerar a possibilidade de vertimento nas equações e avaliar o impacto na otimização do problema;

Inserção de restrições de *unit commitment* clássicas como restringir o número mínimo de horas de uma turbina parada;

- Incertezas hidrológicas

Realizar o mesmo estudo para outras cascatas;

Utilizar previsões reais e comparar com os resultados de otimização *a posteriori* com valores observados de vazão;

Associar um valor de risco à função objetivo por uma metodologia do tipo Var ou CVar.

Referências Bibliográficas

- Beven, K. J. & Binley, A. M. (1992). The future of distributed models: model calibration and uncertainty prediction, *Hydrological Processes* **6**: 279–298. Citado na página 17.
- Bloschl, G. (2019). Twenty-three unsolved problems in hydrology (uph) – a community perspective, *Hydrological Sciences Journal* **64**(10): 1141–1158. Citado na página 29.
- Brooke, Anthony; Kendrik, D. M. A. (ed.) (2004). *GAMS- Sistema Geral de Modelagem Algébrica*, Edgard Blucher LTDA. Citado na página 23.
- CEPEL (1999). Especificação funcional do modelo newave., *Relatório técnico*. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.
- CEPEL (2003). Manual de referência do modelo desseem. versão 8 2a (gtrd), *Relatório técnico*. Citado na página 16.
- Chen, Y., Liu, F., Liu, B., Wei, W. & Mei, S. (2016). An efficient milp approximation for the hydro-thermal unit commitment, *IEEE Transactions on Power Systems* **31**. Citado na página 27.
- Chow, J., Mello, R. & Cheung, K. (2005). Electricity market design: An integrated approach to reliability assurance, *Proceedings of the IEEE* **93**(11): 1956–1969. Citado na página 26.
- Collischonn, W. (2001). *Simulação hidrológica de grandes bacias*, Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil. Citado na página 28.
- Cook, S. A. (1983). An overview of computational complexity, *Communication of the ACM* **26**(6): 401–408. Citado na página 24.
- Cordova, M. M., Finardi, E. C., Ribas, F. A. C., De Matos, V. L. & Scuzziato, M. R. (2014). Performance evaluation and energy production optimization in the real-time operation of hydropower plants, *Electric Power Systems Research (Print)* **116**: 201–207. Citado na página 16.
- de Deus, M. L. D. (2008). *Séries temporais aplicadas ao planejamento da operação do sistema interligado nacional – sin*, Dissertação de mestrado, PUC - Rio, Rio de Janeiro, Brasil. Citado na página 21.
- de Oliveira, D. Y., Chaffe, P. L. B. & Macedo Sá, J. H. (2017). Impacto da escolha da função de verossimilhança na estimativa de incerteza e inferência dos parâmetros de um modelo de interceptação, *Anais do XXII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos. Florianópolis, Brasil*. Citado na página 30.
- de Oliveira, W. L., Sagastizábal, C., Penna, D. D. J., Maceira, M. E. P. & Damázio, J. M. (2010). Optimal scenario tree reduction for stochastic streamflows in power generation planning problems, *Optimization Methods & Software* **25**(6): 917–936. Citado na página 31.
- Dong, L., Xiong, L. & Yu, K. (2013). Uncertainty analysis of multiple hydrologic models using the bayesian model averaging method, *Journal of Applied Mathematics* **2013**. Citado na página 30.

- Drud, A. S. (1994). Conopt - a large scale grg code, *ORSA Journal on Computing* **6**(2). Citado 2 vezes nas páginas 24 e 40.
- Ehrendorfer, M. (1997). Predicting the uncertainty of numerical weather forecasts: a review, *Meteorologische Zeitschrift* **6**(4): 147–183. Citado na página 29.
- Fan, F. M. (2015). *Previsão por conjunto de vazões afluentes a reservatórios em grandes bacias hidrográficas brasileiras*, Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil. Citado 7 vezes nas páginas 17, 18, 31, 32, 33, 47 e 77.
- Fan, F. M., Collischonn, W., Meller, A. & Botelho, L. C. M. (2014). Ensemble streamflow forecasting experiments in a tropical basin: The são francisco river case study, *Journal of Hydrology* **519**: 2906–2919. Citado 3 vezes nas páginas 31, 47 e 77.
- Fan, F. M., Pontes, P. R. M. & Paiva, R. C. D. (2014). Avaliação de um método de propagação de cheias em rios com aproximação inercial das equações de saint-venant, *Revista Brasileira de Recursos Hídricos* **19**(4): 137–147. Citado na página 16.
- Fan, F. M., Schwanenberg, D., Collischonn, W. & Weerts, A. (2015). Verification of inflow into hydropower reservoirs using ensemble forecasts of the tiggge database for large scale basins in brazil, *Journal of Hydrology Regional Studies* . Citado 3 vezes nas páginas 31, 47 e 77.
- Finardi, E. C. & Scuzziato, M. R. (2013). Hydro unit commitment and loading problem for day-ahead operation planning problem, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **44**: 7–16. Citado 6 vezes nas páginas 16, 25, 26, 27, 28 e 77.
- Finardi, E. C. & Scuzziato, M. R. (2014). A comparative analysis of different dual problems in the lagrangian relaxation context for solving the hydro unit commitment problem, *ELECTRIC POWER SYSTEMS RESEARCH* **107**: 221–229. Citado 3 vezes nas páginas 16, 25 e 77.
- Fleten, T. & Kristoffersen, K. (2008). Short-term hydropower production planning by stochastic programming, *Computers & Operations Research* **35**: 2656–2671. Citado na página 27.
- GAMS (2022a). Deterministic equivalent (de).
URL: https://www.gams.com/latest/docs/S_DE.html Citado na página 48.
- GAMS (2022b). Jams and logmip.
URL: https://www.gams.com/latest/docs/S_JAMS.html Citado na página 50.
- GAMS (2022c). Stochastic programming.
URL: https://www.gams.com/latest/docs/UG_EMP_SP.html Citado 2 vezes nas páginas 48 e 50.
- Gomes, C. A. M. (2018). *Otimização da operação diária de usinas hidrelétricas em cascata utilizando metaheurísticas*, Dissertação de mestrado, COPPE Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil. Citado 4 vezes nas páginas 16, 17, 33 e 77.
- Hein, Nelson ; Loesch, C. (ed.) (2012). *Pesquisa operacional: Fundamentos e Modelos*, Saraiva Uni. Citado na página 23.
- Jiang, S., Ren, L., Yang, X., Ma, M. & Liu, Y. (2014). Multi-model ensemble hydrologic prediction and uncertainties analysis, In. *Anais.. Evolving Water Resources Systems: Understanding, Predicting and Managing Water–Society Interactions. Proceedings of ICWRS2014. Bolonha, Itália* . Citado na página 30.

- Kronqvist, J., Bernal, D. E., Lundell, A. & Grossmann, I. E. (2019). A review and comparison of solvers for convex minlp, *Optimization and Engineering* **20**: 397–455. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 27.
- Lauby, N. J. B. . M. G. (ed.) (1994). *Power System Stability and Control*, Electric Power Research Institute, Califórnia, Estados Unidos. Citado na página 20.
- Le Coz., J. (2014). A literature review of methods for estimating the uncertainty associated with stage-discharge relations, *In. Progress Report for the World Meteorological Organization project «Assesment of the Performance of Flow Measurement Instrumentation and Techniques* . Citado na página 31.
- Le Coz, J., B., R., Bonnifait, L., Branger, F. & Le Boursicaud, R. (2014). Combining hydraulic knowledge and uncertain gaugings in the estimation of hydrometric rating curves: A bayesian approach, *Journal of Hydrology* **509**: 573–587. Citado na página 30.
- Lozove, L. F., Kazay, D. F., Gomes Villa Trinidad, G., Quevedo Aguade, J. M., Zaicovski, M. B., Werlang, M. M., Villanueva Aguero, T. M. I., Fariña Jara, M. J. M. & Takahashi, R. H. (2019). Avaliação dos limites e potencialidades da interpolação de dados de precipitação, *In. Anais do XXIII SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HIDRÍCOS* . Citado na página 31.
- Maceira, M. E. P., Terry, L. A., Costa, F. S., Damázio, J. M. & Melo, A. C. G. (2002). Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the brazilian system, *In. Anais.. Proceedings of the Power System Computation Conference - PSCC'02. Sevilla, Espanha* . Citado na página 21.
- Maldonado, L. H., Kazay, D. F. & E., R. L. E. (2018). The estimation of the uncertainty associated with rating curves of the river ivinhema in the state of paraná/brazil, *Anais.. River Flow. Lyon, França* . Citado na página 31.
- Mansanarez, V. (2016). *Non-unique stage-discharge relations: Bayesian analysis of complex rating curves and their uncertainties*, Tese de doutorado, Université Grenoble Alpes, Grenoble, França. Citado na página 30.
- Marquez Calvo, O. O.; Solomatine, D. P. (2019). Approach to robust multi-objective optimization and probabilistic analysis: the ropar algorithm, *Submitted to Journal of Hydroinformatics. (In press)* . Citado 2 vezes nas páginas 17 e 32.
- Mendonça, W. D. F. (2014). *Algoritmo especializado aplicado ao planejamento da expansão de redes aéreas de sistemas de distribuição*, Dissertação de mestrado, UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ, Foz do Iguaçu, Brasil. Citado na página 25.
- Narváez Campo, G. F. (2014). Avaliação do método de muskingum-cunge linear e não linear à partir de comparação com o modelo hidrodinâmico hec-ras, *Anais.. XXVI Congreso Latinoamericano de Hidráulica. Chile* . Citado na página 16.
- Orero, S. O. & Irving, M. R. (1998). A genetic algorithm modeling framework and solution technique for short term optimal hydrothermal scheduling, *IEEE Trans Power Syst.* . Citado 2 vezes nas páginas 16 e 22.
- Pappenberger, F., Beven, J., M., H. & S., B. (2005). Uncertainty in the calibration of effective roughness parameters in hec-ras using inundation and downstream level observations, *Journal of Hydrology* **302**: 46–69. Citado na página 30.
- Romero, R., Rocha, C., Mantovani, M. & Mantovani, J. (2003). Analysis of heuristic algorithms

- for the transportation model in static and multi-stage planning in network expansion systems, *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution* **5**: 521–526. Citado na página 38.
- Romero, R., Rocha, C., Mantovani, M. & Mantovani, J. R. S. (2007). Evaluation of hybrid models for static and multistage transmission system planning, *Revista Controle & Automação* **18**(1). Citado 2 vezes nas páginas 25 e 38.
- Rottuno Filho, O. C. (2001). *Gestão Ambiental de Bacias Hidrográficas*, COPPE/UFRJ, chapter Modelo Hidrológico e Sensoriamento Remoto, pp. 161–193. Citado 3 vezes nas páginas 28, 29 e 30.
- Sahinidis, N. V. (2019). Mixed-integer nonlinear programming 2018, *Optimization and Engineering* **20**: 301–306. Citado na página 24.
- Santos, T. N., Diniz, A. L., Saboia, C. H., Cabral, R. N. & Cerqueira, L. F. (2020). Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in brazil: The dessem model, *Electric Power Systems Research* **189**. Citado 4 vezes nas páginas 21, 22, 26 e 27.
- Santos, T. N., Diniz, A. L., Sabóia, C. H., Vilas Boas, C. E., Ferreira, J. M. F., Mourão, F., Cabral, R., Cerqueira, L. F. & Araújo Junior, C. A. (2019). Incorporação de restrições operativas detalhadas utilizadas na elaboração do programa diário de operação do operador nacional do sistema (ons) no modelo de despacho hidrotérmico de curto prazo, *In. Anais. SNPTEE. Belo Horizonte, Brasil*. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 21.
- Schwanenberg, D., Fan, F. M., Naumann, S., Kuwajima, J. I., Alvarado, R. & Reis, A. A. (2015). Short-term reservoir optimization for flood mitigation under meteorological and hydrological forecast uncertainty, *Water Resources Management*. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 32.
- Scuzziato, M. R. (2011). *Proposta de um modelo para alocação de unidades hidrelétricas em cascata*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil. Citado 17 vezes nas páginas 16, 17, 18, 19, 33, 34, 35, 38, 42, 45, 47, 52, 54, 72, 77, 78 e 82.
- Seguin, S., Côté, P. & Audet, C. (2016). Self-scheduling short-term unit commitment and loading problem, *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS* **31**. Citado na página 27.
- Siu, T., Nah, G. & Shawwash, Z. (2001). A practical hydro, dynamic unit commitment and loading model, *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS* **16**. Citado na página 27.
- SOBRAPO (2021). O que é pesquisa operacional? Acesso em: janeiro/21.
URL: <https://www.sobrapo.org.br/o-que-e-pesquisa-operacional> Citado na página 23.
- TAO, T., CHOCAT, B., LIU, S. & XIN, K. (2009). Uncertainty analysis of interpolation methods in rainfall spatial distribution—a case of small catchment in lyon, *J. Water Resource and Protection* **2**: 136–144. Citado na página 31.
- Thual, O. (ed.) (2011). *Hydrodynamique de l'environnement*, École Polytechnique, Paris, França. Citado na página 16.
- Todini, E. (2007). A mass conservative and water storage consistent variable parameter muskingum-cunge approach, *Hydrology and Earth System Sciences* **4**: 1549–1592. Citado na página 16.

- Toscano, A. E. (2009). *Comparação entre os modelos newave e odin no planejamento energético do sistema interligado nacional*, Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil. Citado na página 22.
- Treistman, F., Maceira, M. E. P., Penna, D. D. J., Damázio, J. M. & Rotunno Filho, O. C. (2020). Synthetic scenario generation of monthly streamflows conditioned to the el nin~o–southern oscillation: application to operation planning of hydrothermal systems, *Stochastic Environmental Research and Risk Assessment* **34**: 331–353. Citado na página 31.
- Vrugt, J. A. (2016). Markov chain monte carlo simulation using the dream software package: Theory, concepts, and matlab implementation, *Environmental Modelling & Software* **75**: 273–316. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 30.
- Vrugt, J. A., ter Braak, C. J. F., Diks, C. G. H., Higdon, D., Robinson, B. A. & Hyman, J. M. (2009). Accelerating markov chain monte carlo simulation by differential evolution with self-adaptive randomized subspace sampling, *International Journal of Nonlinear Sciences and Numerical Simulation* **10**(3): 273–290. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 30.
- Vrugt, J., ter Braak, C. J. F., Clark, M., Hyman, J. & Robinson, B. A. (2008). Treatment of input uncertainty in hydrologic modeling: Doing hydrology backward with markov chain monte carlo simulation, *Water Resources Research* **44**. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 30.
- Werlang, M. M. (2021). *Aplicação do método glue na estimação de incertezas associadas à previsão de vazões afluentes a um reservatório em grande bacia hidrográfica*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Brasil. Citado na página 30.
- Zambelli, M., Toscano, A. E., Soares Filho, S., dos Santos, E. & da Silva Filho, D. (2011). Newave versus odin: Comparison of stochastic and deterministic models for the long term hydropower scheduling of the interconnected brazilian system, *Revista Controle & Automação* **22**(6). Citado na página 22.

Apêndice A

Polinômios e Parâmetros

A.1 Polinômios

$poli_1$ – Perdas mecânicas do gerador

$$poli_1(Pg_t^{H,U}) = g_{H,0} + g_{H,1}Pg_t^{H,U} + g_{H,2}(Pg_t^{H,U})^2 \quad (A.1)$$

Tabela A.1: Parâmetros do polinômio - $poli_1$: Perdas mecânicas do gerador.

Usina	$g_{H,0}$	$g_{H,1}$	$g_{H,2}$
H_1	-3.32E-01	3.74E-03	-2.59E-06
H_2	-4.35E-01	4.90E-03	-3.40E-06
H_3	-2.66E-01	3.00E-03	-2.08E-06
H_4	-3.36E-01	3.78E-03	-2.62E-06

$poli_2$ – Polinômio de montante

$$poli_2(V_t^H) = b_{H,0} + b_{H,1}V_t^H + b_{H,2}(V_t^H)^2 + b_{H,3}(V_t^H)^3 + b_{H,4}(V_t^H)^4 \quad (A.2)$$

Tabela A.2: Parâmetros do polinômio - $poli_2$: Polinômio de montante.

Usina	$b_{H,0}$	$b_{H,1}$	$b_{H,2}$	$b_{H,3}$	$b_{H,4}$
H_1	243	1.07	-1.10E-03	5.21E-07	-9.24E-11
H_2	540	4.46E-02	-8.15E-06	9.32E-10	-4.39E-14
H_3	401	5.01E-02	-1.57E-05	3.30E-09	-2.88E-13
H_4	335	6.78E-03	0	0	0

$poli_3$ – Polinômio de jusante

$$poli_3(aQ_t^{H,U}) = d_{H,0} + d_{H,1}(aQ_t^{H,U}) + d_{H,2}(aQ_t^{H,U})^2 + d_{H,3}(aQ_t^{H,U})^3 + d_{H,4}(aQ_t^{H,U})^4 \quad (A.3)$$

$$aQ_t^{H,U} = a_t^{H,U} Q_t^{H,U}$$

Tabela A.3: Parâmetros do polinômio - $poli_3$: Polinômio de jusante.

Usina	$d_{H,0}$	$d_{H,1}$	$d_{H,2}$	$d_{H,3}$	$d_{H,4}$
H_1	470	1.01E-02	-5.59E-06	1.73E-09	-2.01E-13
H_2	480	1.62E-03	-4.52E-08	0	0
H_3	372	1.93E-03	-8.53E-08	2.38E-12	-2.62E-17
H_4	263.5	9.15E-04	-6.71E-09	0	0

$poli_4$ – Perdas hidráulicas e mecânicas

$$poli_4(aQ_t^{H,U}) = (kp_H + ks_H)(aQ_t^{H,U})^2 \quad (A.4)$$

$$aQ_t^{H,U} = a_t^{H,U} Q_t^{H,U}$$

Tabela A.4: Parâmetros do polinômio - $poli_4$: Perdas hidráulicas e mecânicas.

Usina	kp_H	ks_H
H_1	8.89E-05	4.18E-05
H_2	9.53E-05	4.48E-05
H_3	4.79E-06	2.25E-06
H_4	1.31E-05	6.25E-06

$poli_5$ – Curva de rendimento da turbina (curva colina)

$$poli_5(aQ_t^{H,U}, HH_t^{H,U}) = e_{H,0} + e_{H,1}(aQ_t^{H,U}) + \quad (A.5)$$

$$e_{H,2}(HH_t^{H,U}) + e_{H,3}(aQ_t^{H,U} HH_t^{H,U}) + e_{H,4}(aQ_t^{H,U})^2 + e_{H,5}(HH_t^{H,U})^2 \quad (A.6)$$

$$aQ_t^{H,U} = a_t^{H,U} Q_t^{H,U}$$

Tabela A.5: Parâmetros do polinômio - $poli_5$: Curva de rendimento da turbina.

Usina	$e_{H,0}$	$e_{H,1}$	$e_{H,2}$	$e_{H,3}$	$e_{H,4}$	$e_{H,5}$
H_1G_1	3.59E-01	5.54E-03	1.99E-03	1.05E-05	-2.73E-05	-9.43E-06
H_2G_1	3.59E-01	5.85E-03	2.37E-03	1.33E-05	-3.04E-05	-1.34E-05
H_3G_1	6.90E-02	3.01E-03	5.56E-03	5.84E-06	-4.64E-06	-3.64E-05
H_4G_1	2.45E-01	2.89E-03	6.66E-03	1.87E-05	-9.18E-06	-5.74E-05
H_4G_2	3.59E-01	3.23E-03	3.44E-03	1.07E-05	-9.26E-06	-2.84E-05

$poli_6$ – Vazões mínimas turbinadas

$$poli_6(HH_t^{H,U}) = f_{H,0} + f_{H,1}HH_t^{H,U} + f_{H,2}(HH_t^{H,U})^2 + f_{H,3}(HH_t^{H,U})^3 \quad (A.7)$$

$poli_7$ – Vazões máximas turbinadas

Tabela A.6: Parâmetros do polinômio - $poli_6$: Vazões mínimas turbinadas.

<i>Usina</i>	$f_{H,0}$	$f_{H,1}$	$f_{H,2}$	$f_{H,3}$
H_1	2.26E+02	-2.694	2.34E-02	-7.04E-05
H_2	1.72E+02	-2.279	2.00E-02	-6.06E-05
H_3	-116.2	1.11E+01	-1.32E-01	4.75E-04
H_4	5.49E+02	-10.8	9.37E-02	-2.84E-04

$$poli_7(HH_t^{H,U}) = g_{H,0} + g_{H,1}HH_t^{H,U} + g_{H,2}(HH_t^{H,U})^2 + g_{H,3}(HH_t^{H,U})^3 \quad (A.8)$$

Tabela A.7: Parâmetros do polinômio - $poli_7$: Vazões máximas turbinadas.

<i>Usina</i>	$g_{H,0}$	$g_{H,1}$	$g_{H,2}$	$g_{H,3}$
H_1	2.58E+03	-4.87E+01	3.19E-01	-6.76E-04
H_2	1.87E+03	-4.13E+01	3.25E-01	-8.30E-04
H_3	1.50E+04	-4.87E+02	5.388	-1.97E-02
H_4	5.95E+03	-1.95E+02	2.211	-8.21E-03

A.2 Parâmetros e condições do problema

Parâmetros c_0 e c_1 - Perdas elétricas do gerador

Tabela A.8: Parâmetros do polinômio: Perdas elétricas do gerador.

<i>Usina</i>	c_0	c_1
H_1	1.998	1.74E-03
H_2	1.586	1.38E-03
H_3	2.588	2.25E-03
H_4	1.975	1.72E-03

Tempo de viagem entre todas as usinas - τ : 1 hora.

Constante que depende da gravidade e densidade da água - $\eta = 0.0098066$ [kg m-2 s-2]

Tabela A.9: Potência máxima e mínima das unidades (MW).

<i>Usina</i>	P_{min}	P_{max}
H_1	172	293.3
H_2	136	232.8
H_3	223	380
H_4	200	290

Tabela A.10: Queda hidráulica líquida máxima e rendimento médio para cada unidade.

<i>Usina / Grupo gerador</i>	$H H_{max}^{H,U} (m)$	$\rho_{med}^{H,U}$
$H_1 G_1$	193	0.359
$H_2 G_1$	167	0.359
$H_3 G_1$	108	0.069
$H_4 G_1$	106.5	0.245
$H_4 G_2$	106.5	0.359

Tabela A.11: Volumes iniciais do caso base (50% da capacidade dos reservatórios).

<i>Usina</i>	Volume inicial (hm^3)
H_1	1398.5
H_2	3807.33
H_3	2815.5
H_4	4700

Tabela A.12: Vazões incrementais constantes.

<i>Usina</i>	Vazões (m^3/s)
H_1	559
H_2	463
H_3	475
H_4	669

Tabela A.13: Meta de geração do caso base.

<i>Passo temporal</i>	H_1	H_2	H_3	H_4
t0	230	180	300	230
t1	230	180	300	230
t2	230	180	300	480
t3	430	350	700	520
t4	430	350	700	700
t5	545	350	900	800
t6	545	420	700	900
t7	430	420	700	1200
t8	700	350	900	1050
t9	545	550	700	1100
t10	545	420	1000	1300
t11	700	550	1000	1200
t12	700	550	900	1050
t13	700	420	700	900
t14	545	420	700	800
t15	545	420	900	900
t16	545	420	600	700
t17	700	550	700	800
t18	430	420	900	700
t19	545	420	600	800
t20	545	420	700	800
t21	545	180	600	520
t22	430	180	300	480
t23	230	180	300	230
t24	230	180	300	230

Apêndice B

Avaliação da meta por cascata sem fixação do volume ao final da simulação

Este apêndice apresenta, para fins didáticos, o efeito apenas dessa alteração do problema foi avaliado.

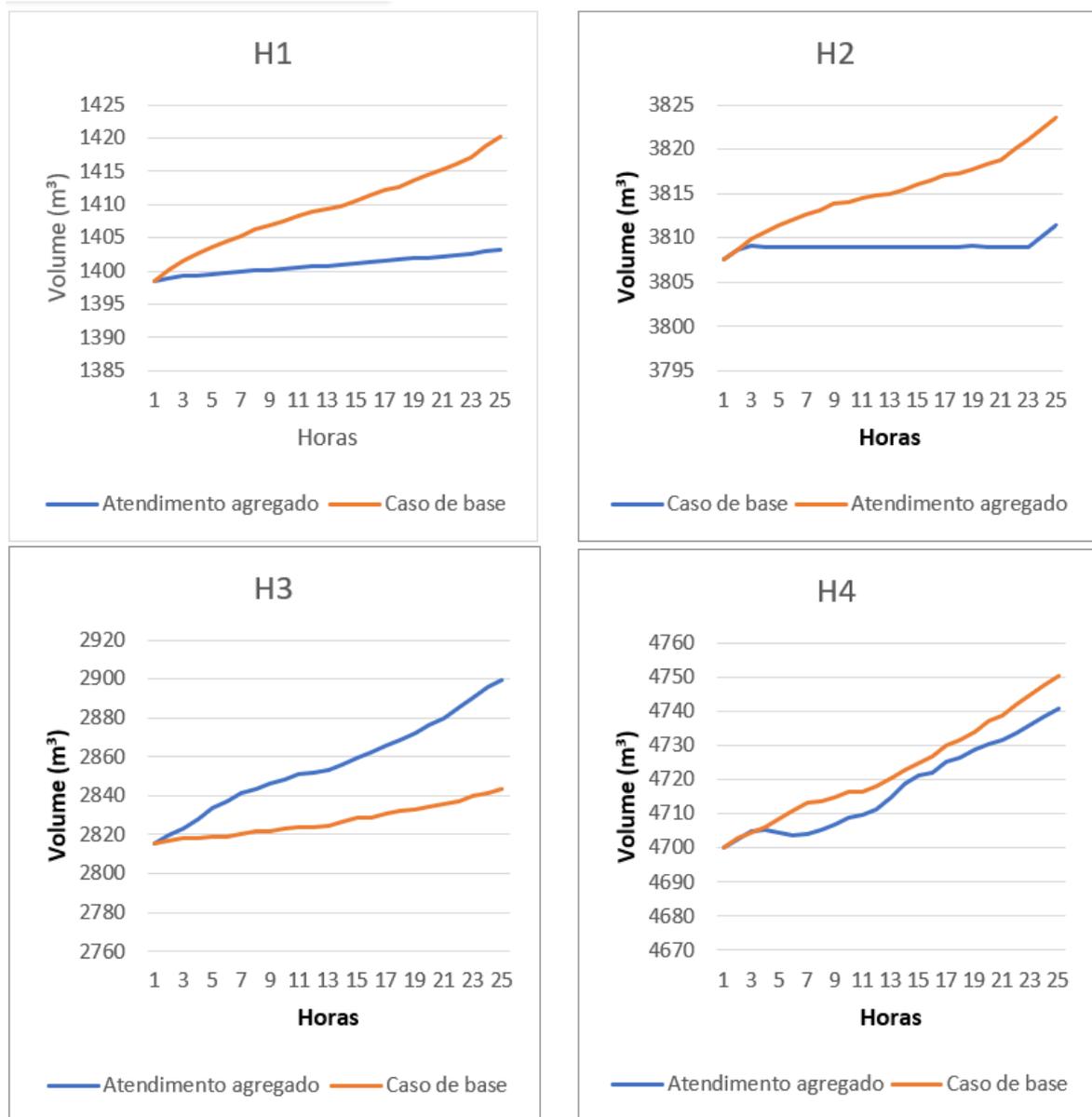
Ao resolver o problema modificado, chega-se a uma importante redução da FO. A FO passa de $51.745 \text{ m}^3/\text{s}$ para, apenas, $47.401 \text{ m}^3/\text{s}$, uma redução de 8% do valor original. Esse resultado, aparentemente positivo, mascara o real efeito dessa estratégia de operação para o sistema.

Para entender a origem desse benefício virtual, há de se ter em consideração que, além da eficiência e do turbinado, a potência bruta gerada depende também da queda líquida. Considerando esse raciocínio, as usinas que possuem maior queda costumam gerar mais energia do que as que possuem menos queda considerando um mesmo volume de água e uma mesma eficiência. Na cascata estudada, as quedas de projeto são diferentes entre as usinas. A tabela B.1 apresenta os valores de FO por usina em cada um dos casos estudados ao lado dos valores das quedas de projeto.

Ao analisar a tabela B.1, percebe-se que, com a flexibilização da restrição, as usinas com maiores quedas de projeto tiveram aumento dos seus turbinados, enquanto as usinas com menores quedas tiveram redução do seu turbinado. Esse comportamento é natural, pois a otimização busca gerar a mesma quantidade de energia com menos água. Entretanto, essa escolha repercute em um desdobramento que pode ser ruim ao se colocar na posição do ISO, pois desabastece os reservatórios de montante, os quais poderiam ser utilizados para uma reserva de longo prazo em períodos de escassez. A figura B.1 apresenta essa redução dos volumes de montante.

Tabela B.1: Valores de FO por usina nos casos estudados sem volume meta.

<i>Usina</i>	<i>Queda de projeto</i>	<i>Atendimento individualizado (m^3/s)</i>	<i>Atendimento geral (m^3/s)</i>
H1	182 m	7397	12112
H2	152 m	6660	10039
H3	108 m	17800	10236
H4	100/105 m	19889	15013



Fonte: Elaboração própria

Figura B.1: Evolução dos armazenamentos com a flexibilização do atendimento da carga sem volume meta.

Em linhas gerais, a formulação do problema tal como foi inicialmente proposta leva a um resultado imediatista, bom para o curtíssimo prazo, entretanto, pode ser ruim para o longo prazo. Para eliminar esse efeito colateral do exemplo anterior, foi incluída a equação 3.37 ao problema, a qual representa o volume meta ao final do período estudado. Essa proposta obriga que, independentemente da solução adotada, ao final do período de otimização, haverá, ao menos, o volume final previsto no problema original.