

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Elisa Oliveira

**Otimização por Colônia de Formigas da Agenda de Manutenção de Unidades
Geradoras em Usinas Hidrelétricas**

Juiz de Fora

2024

Elisa Oliveira

Otimização por Colônia de Formigas da Agenda de Manutenção de Unidades Geradoras em Usinas Hidrelétricas

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. André Luís Marques Marcato

Juiz de Fora

2024

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Oliveira, Elisa.

Otimização por Colônia de Formigas da Agenda de Manutenção de
Unidades Geradoras em Usinas Hidrelétricas / Elisa Oliveira. – 2024.

80 f. : il.

Orientador: André Luís Marques Marcato

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade
de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2024.

1. Fator de Disponibilidade. 2. Manutenção de unidades geradoras. 3.
Otimização por Colônia de Formigas. I. Marcato, André, orient. II. Título.

Elisa Oliveira

Otimização por Colônia de Formigas da Agenda de Manutenção de Unidades Geradoras em Usinas Hidrelétricas

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestra em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 28 de março de 2024.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. André Luis Marques Marcato - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Reinaldo Castro Souza

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

Prof. Dr. João Alberto Passos Filho

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 06/03/2024.



Documento assinado eletronicamente por **Joao Alberto Passos Filho, Professor(a)**, em 28/03/2024, às 15:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Andre Luis Marques Marcato, Professor(a)**, em 28/03/2024, às 15:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **REINALDO CASTRO SOUZA, Usuário Externo**, em 28/03/2024, às 16:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1735677** e o código CRC **DD633FAB**.

Dedico este trabalho aos meus amados pais.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por me iluminar, guiar e conceder determinação e oportunidades durante essa jornada.

Aos meus pais, Ana Laura e Gilson, por sempre estarem presentes fazendo o melhor para que nada me faltasse, acreditando na minha capacidade e me incentivando. Obrigada pela educação que me proporcionaram, por todo apoio e amor. Essa conquista e as próximas são todas por vocês.

Ao meu namorado Marcos, por toda ajuda, apoio, carinho e por sempre me ensinar muito. Agradeço também por me acalmar, aconselhar e por ter sido meu companheiro de estudos e projetos por toda a graduação e mestrado.

Às minhas irmãs Juliana e Virgínia pelo apoio, ajuda e momentos de descontração durante esses anos. Agradeço também ao meu sobrinho Pedro por sempre alegrar os meus dias e por todos os momentos de alívio, renovando as energias e acalmando nos momentos difíceis.

Agradeço especialmente e com grande carinho ao professor André Marcato pela orientação, dedicação e por todas as oportunidades fornecidas durante a minha vida acadêmica, sempre acreditando na minha capacidade.

Agradeço ao professor Edimar pelo carinho, conhecimento, incentivo e pelas oportunidades proporcionadas. Expresso também minha gratidão a todos os professores que marcaram minha trajetória acadêmica, em especial aos professores Leonardo Willer, João Passos e Ivo Júnior, pelos ensinamentos transmitidos com excelência e dedicação.

À todos os meus amigos de faculdade e projetos, em especial, ao Lucas e Patrícia que colaboraram imensamente com a elaboração deste trabalho.

Aos funcionários da Universidade Federal de Juiz de Fora por sempre proporcionarem um ambiente de qualidade possibilitando o desenvolvimento desta pesquisa.

Agradeço especialmente ao engenheiro Giovani Junqueira (Santo Antônio Energia - SAE) pelo êxito na coordenação do projeto de P&D, orientando as pesquisas e tornando possível o desenvolvimento deste trabalho.

Ao CNPq, Fapepe e Universidade Federal de Juiz de Fora e a empresa Santo Antônio Energia, através do P&D ANEEL N° CT.PD.318.2019, pelo apoio financeiro para realização deste trabalho.

"Conheça todas as teorias, domine todas as técnicas, mas ao tocar uma alma humana, seja apenas outra alma humana."

Carl Jung

RESUMO

A programação eficiente da manutenção das unidades geradoras de uma usina hidrelétrica desempenha um papel crucial para garantir a confiabilidade e disponibilidade contínua da geração de energia elétrica para o sistema. No entanto, as complexidades dessas tarefas, junto as restrições normativas específicas do setor elétrico brasileiro, apresentam desafios à otimização desse processo. Neste contexto, esta pesquisa propõe uma metodologia baseada na Otimização por Colônia de Formigas (ACO, do inglês *Ant Colony Optimization*) para otimizar a agenda de manutenção de unidades geradoras em uma usina hidrelétrica. Destaca-se que a metodologia proposta incorpora considerações detalhadas dos aspectos regulatórios relacionados ao Fator de Disponibilidade (FID), um indicador importante no contexto da operação e regulamentação de usinas hidrelétricas brasileiras. O FID é diretamente impactado por paradas programadas que as unidades geradoras de uma usina hidrelétrica necessitam realizar ao longo do ano, dessa forma, o escopo principal deste trabalho consiste em determinar o momento ideal para o início da manutenção de cada unidade geradora, enquadrando essa otimização em um horizonte temporal anual, com uma discretização diária. A metodologia proposta visa otimizar os requisitos de manutenção, almejando maximizar a eficiência operacional e minimizar as penalizações associadas ao não cumprimento do Fator de Disponibilidade definido no contrato da usina. Destaca-se que a metodologia proposta foi aplicada e validada utilizando conjuntos de dados reais provenientes da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio (UHSN). A UHSN, ao enfrentar sérias penalizações financeiras decorrentes da não conformidade com os padrões regulatórios estabelecidos pelo Fator de Disponibilidade, fornece um ambiente de teste robusto e relevante para a avaliação da eficácia da abordagem proposta.

Palavras-chave: Fator de Disponibilidade. Manutenção de unidades geradoras. Regulamentação de Hidrelétricas. Otimização por Colônia de Formigas.

ABSTRACT

The efficient scheduling of maintenance for power generating units of a hydroelectric power plant is crucial to ensure the reliability and continuous availability of the electrical power generation system. However, the complexities of these tasks, coupled with the specific regulatory constraints of the Brazilian electrical sector, pose challenges to optimizing this process. In this context, this research proposes an approach based on Ant Colony Optimization (ACO) to optimize the maintenance schedule of generating units in a hydroelectric power plant. It is noteworthy that the proposed methodology incorporates detailed considerations of the regulatory aspects related to the Availability Factor (AF), a vital indicator in the context of the operation and regulation of Brazilian hydroelectric plants. The AF is directly impacted by scheduled shutdowns that the generating units of a hydroelectric power plant need to undergo throughout the year. Thus, the main scope of this work is to determine the optimal time to initiate maintenance for each generating unit, framing this optimization within an annual time horizon with daily discretization. The proposed methodology aims to optimize maintenance requirements, aiming to maximize operational efficiency and minimize penalties associated with non-compliance with the Availability Factor defined in the plant's contract. It is emphasized that the proposed methodology has been applied and validated using real data sets from the Santo Antônio Hydroelectric Plant (SAHP). The SAHP, facing significant financial penalties due to non-compliance with regulatory standards set by the Availability Factor, provides a robust and relevant test environment for evaluating the effectiveness of the proposed approach.

Keywords: Availability Factor. Maintenance of generating units. Hydroelectric Regulation. Ant Colony Optimization.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Matriz elétrica do Brasil.	15
Figura 2 – Extensão territorial do Brasil comparada a outros países.	16
Figura 3 – Fator de Disponibilidade da UHSN.	22
Figura 4 – Multa Aplicada à SAE em 2018.	23
Figura 5 – Fluxograma de penalização de usinas.	30
Figura 6 – Exemplo de vazão.	31
Figura 7 – Fluxograma do processo executado após a otimização.	35
Figura 8 – Comportamento das formigas.	38
Figura 9 – Parâmetros da otimização.	40
Figura 10 – Fluxograma da metodologia proposta.	41
Figura 11 – Exemplo da proposta.	45
Figura 12 – Caso de Teste 1: Representação do caso.	47
Figura 13 – Caso de Teste 1: Vazão afluyente e vazão turbinada Máxima.	47
Figura 14 – Caso de Teste 2: Representação do caso.	48
Figura 15 – Caso de Teste 2: Vazão afluyente e vazão turbinada Máxima.	48
Figura 16 – Caso Real: Representação da UHSN.	49
Figura 17 – <i>Boxplot</i> de HDP + HEDP das turbinas de 4 e 5 pás.	50
Figura 18 – Caso Real: Vazão afluyente na usina.	51
Figura 19 – Caso Real: Vazão turbinada máxima das UGs de 4 e 5 pás.	51
Figura 20 – Caso de Teste 1 e Simulação 1: <i>Boxplot</i> de HEDP.	55
Figura 21 – Caso de Teste 1 e Simulação 2: <i>Boxplot</i> de HEDP.	55
Figura 22 – Caso de Teste 1 e Simulação 3: <i>Boxplot</i> de HEDP.	56
Figura 23 – Caso de Teste 1 e Simulação 4: <i>Boxplot</i> de HEDP.	56
Figura 24 – Caso de Teste 2 e Simulação 1: <i>Boxplot</i> de HEDP.	58
Figura 25 – Caso de Teste 2 e Simulação 2: <i>Boxplot</i> de HEDP.	58
Figura 26 – Caso de Teste 2 e Simulação 3: <i>Boxplot</i> de HEDP.	59
Figura 27 – Caso de Teste 2 e Simulação 4: <i>Boxplot</i> de HEDP.	59
Figura 28 – Caso Real: <i>Boxplot</i> de HEDP.	61
Figura 29 – Caso Real: Vazão turbinada e vertida no horizonte de planejamento.	62
Figura 30 – Caso Real: Estado operativo das unidades geradoras da usina.	63
Figura 31 – Caso Real: Número de unidades geradoras em manutenção.	64
Figura 32 – Caso Real: Calendário de manutenção otimizado.	64
Figura 33 – Gráfico <i>Boxplot</i> x Curva de Densidade de Probabilidade.	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores de TEO e PLD a partir de 2021.	29
Tabela 2 – Caso de Teste 1: Dimensões do problema.	47
Tabela 3 – Caso de Teste 2: Dimensões do problema.	49
Tabela 4 – Caso Real - Duração das manutenções por unidade geradora.	52
Tabela 5 – Caso Real: Dimensões do problema.	53
Tabela 6 – Caso de Teste 1: Variação de parâmetros do ACO.	54
Tabela 7 – Caso de Teste 1: Taxa de acerto do ACO.	57
Tabela 8 – Caso de Teste 2: Variação de parâmetros do ACO.	57
Tabela 9 – Caso de Teste 2: Taxa de acerto do ACO.	60
Tabela 10 – Caso Real: Parâmetros do ACO.	61
Tabela 11 – Caso Real: Parâmetros do ACO.	62
Tabela 12 – Caso de Teste 1: Dados de vazão afluyente da usina.	71
Tabela 13 – Caso de Teste 1: Dados de volume turbinado máximo da UG.	72
Tabela 14 – Caso de Teste 2: Dados de vazão afluyente da usina.	72
Tabela 15 – Caso de Teste 2: Dados de volume turbinado máximo da UG.	73
Tabela 16 – Caso Real: Dados de vazão afluyente da usina.	74
Tabela 17 – Caso Real: Dados de volume turbinado máximo da UG de 4 pás.	75
Tabela 18 – Caso Real: Dados de volume turbinado máximo da UG de 5 pás.	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACO	<i>Ant Colony Optimization</i>
AHP	Análise Hierárquica do Processo
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
CMO	Custo Marginal de Operação
FADEPE	Fundação de Apoio e Desenvolvimento ao Ensino, Pesquisa e Extensão
FID	Fator de Disponibilidade
FOB	Função Objetivo
GF	Garantia Física
HDCD	Horas Desligada por Condições Diversas
HDF	Número de Horas de Desligamento Forçado
HDCE	Número de Horas Desligada por Condições Externas
HDP	Número de Horas de Desligamento Programado
HEDF	Número de Horas Equivalentes de Desligamento Forçado
HEDP	Número de Horas de Equivalentes de Desligamento Programado
HEP	Horas Equivalentes Programadas
HES	Horas Equivalentes de Serviço
HET	Horas Equivalentes em Teste
HRA	Horas de Reserva Acionada
HRD	Número de Horas de Reserva Desligada
HRE	Horas de Reserva Efetivamente Desligadas
HS	Número de Horas em Serviço
ID	Índice de Disponibilidade de Referência
IDv	Índice de Disponibilidade Verificado
IP	Indisponibilidade Programada
MCP	Mercado de Curto Prazo
MESA	Consórcio Madeira Energia S.A.
MF	Matriz de Feromônio
MP	Matriz de Probabilidade
MRA	Redução de Energia Assegurada
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
SAE	Santo Antônio Energia
SAMUG	Sistema de Apuração das Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras e Interligações Internacionais
SIGA	Sistema de Informações de Geração da Agência Nacional
SMC	Simulação de Monte Carlo

SIN	Sistema Interligado Nacional
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
TEIFa	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada
TEIP	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada
TEO	Tarifa de Energia de Otimização
UHE	Usina Hidrelétrica
UG	Unidade Geradora
UHSN	Usina Hidrelétrica de Santo Antônio

LISTA DE SÍMBOLOS

G	Número de unidades geradoras
G^*	Número de unidades geradoras com condições de operar
$hedp$	Horas classificadas como horas equivalentes de desligamento programado
M	Duração da manutenção da unidade geradora
op	Modo operativo da unidade geradora
i_manut	Dia de início da manutenção da unidade geradora
$vvert$	Vazão vertida
$vturb$	Vazão turbinada
\overline{vturb}	Turbinamento máximo da unidade geradora
$v afl$	Vazão afluyente
$vvert_{hedp}$	Vazão vertida penalizável
τ	Feromônio
ρ	Taxa de evaporação

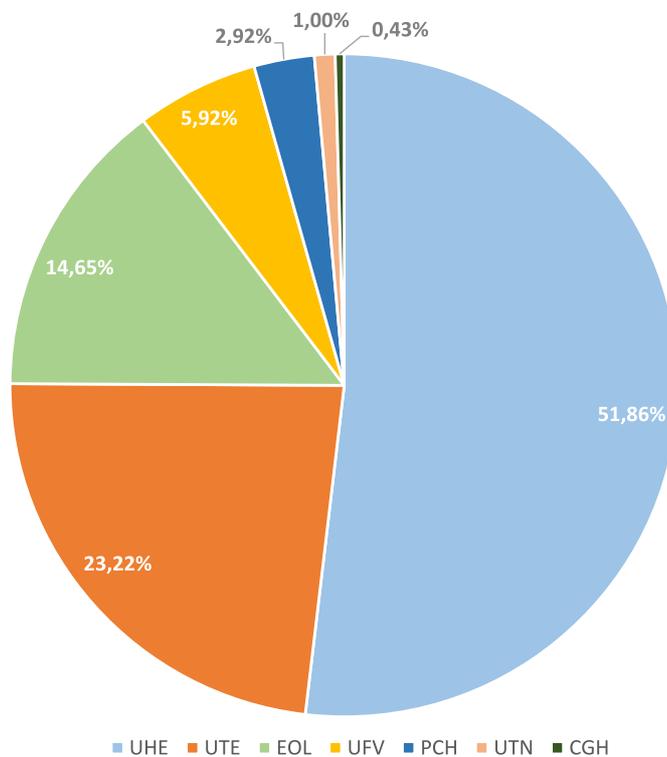
SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
1.1.1	Regulamentação para usinas hidrelétricas	17
1.1.2	Meta-heurística e Otimização por Colônia de Formigas	20
1.2	MOTIVAÇÃO	22
1.3	PUBLICAÇÕES	23
1.4	ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO	23
2	FUNDAMENTAÇÃO REGULATÓRIA	25
2.1	MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA	25
2.2	FATOR DE DISPONIBILIDADE (FID)	26
2.2.1	Cálculo dos Indicadores de Desempenho	26
2.2.2	Impacto do FID	28
2.2.3	Penalização por Manutenção	30
3	METODOLOGIA PROPOSTA	32
3.1	MODELO DE OTIMIZAÇÃO DA AGENDA DE MANUTENÇÃO	32
3.2	OTIMIZAÇÃO POR COLÔNIA DE FORMIGAS	36
3.2.1	Motivação	36
3.2.2	Ant Colony Optimization	37
3.2.3	Aplicação do ACO na Otimização da Agenda de Manutenção	41
4	ESTUDO DE CASO	46
4.1	CASO DE TESTE 1 (2 UGs)	46
4.2	CASO DE TESTE 2 (4 UGs)	48
4.3	CASO REAL (50 UGs - SAE)	49
5	RESULTADOS	54
5.1	RESULTADOS DO CASO DE TESTE 1 (2 UGs)	54
5.2	RESULTADOS DO CASO DE TESTE 2 (4 UGs)	57
5.3	RESULTADOS DO CASO REAL (50 UGs - SAE)	61
6	CONCLUSÃO	65
	REFERÊNCIAS	66
	APÊNDICE A – Boxplot	70
	APÊNDICE B – Dados dos Casos Simulados	71
	APÊNDICE C – Especificações Computacionais	77

1 INTRODUÇÃO

A matriz elétrica do Brasil é predominantemente composta por fontes renováveis, com destaque para as hidrelétricas, que corresponde a aproximadamente metade da capacidade instalada de geração de energia elétrica, conforme apresentado na Figura 1¹. Além das hidrelétricas, as fontes renováveis solar e eólica estão crescendo e ganhando maior relevância na geração de energia elétrica. Essa característica torna a matriz elétrica brasileira mais limpa em relação às emissões de gases de efeito estufa.

Figura 1 – Matriz elétrica do Brasil.



Fonte: Dados retirados do SIGA (ANEEL, 2024).

Em contrapartida, uma matriz dependente de fontes renováveis, como água, sol e vento, expõe o sistema elétrico a vulnerabilidades climáticas, como secas, que podem afetar a disponibilidade de água para as usinas. As fontes renováveis são intermitentes e sazonais, e, no caso do Brasil a situação é agravada pela sua grande extensão territorial, a qual poderia comportar vários países, como ilustrado na Figura 2. Devido à sua grande extensão latitudinal, existem diferentes cenários de afluência nas usinas hidrelétricas localizadas em distintas regiões do Brasil, ou seja, períodos secos e úmidos não são coincidentes. Dessa

¹ O Sistema de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o SIGA apresenta dados, atualizados diariamente, de geração do país, de usinas em operação e de empreendimentos outorgados em fase de construção.

forma, existe um risco hidrológico associado à geração de energia e ao cumprimento de contratos de venda.

Figura 2 – Extensão territorial do Brasil comparada a outros países.



Fonte: Adaptado de Report (2024).

O conceito de risco hidrológico está relacionado principalmente à diferença entre a energia garantida contratualmente e a energia efetivamente gerada pelas usinas hidrelétricas. Em períodos de seca, quando os reservatórios estão com níveis mais baixos, a geração de energia pode ser reduzida, levando as usinas a não conseguirem cumprir seus contratos de fornecimento de eletricidade.

Para lidar com esse problema, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) com o objetivo de compartilhar os riscos financeiros associados à comercialização de energia entre as usinas hidrelétricas conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O MRE realoca a energia entre os agentes participantes, ou seja, transfere, matematicamente, o excedente de energia dos que geraram mais para o que geraram abaixo do contratado.

Neste contexto, de forma a avaliar o desempenho das usinas participantes do MRE, foi criado na Resolução Normativa nº 688/2003 e aprimorado pela Resolução Normativa nº 614/2014 (ANEEL, 2014), o Fator de Disponibilidade (FID). O FID verifica se as usinas cumpriram os seus requisitos contratuais de disponibilidade de geração, onde seu cálculo leva em consideração paradas forçadas e programadas de Unidades Geradoras (UGs) da usina hidrelétrica. Além disso, é utilizado para reduzir matematicamente a

capacidade da usina, sendo assim, o agente será impactado financeiramente, pois a usina em questão necessitará comprar energia de outros geradores para atender seus contratos de comercialização.

Dessa forma, o calendário das manutenções programadas das UGs é de grande relevância para as usinas hidrelétricas brasileiras, uma vez que um mal planejamento do calendário pode levar à penalização de FID por paradas programadas. A penalização ocorre quando a usina verte água por não ter UGs disponíveis devido à manutenção programada. Portanto, é de grande interesse para os agentes que haja um modelo de otimização que considere o impacto da manutenção programada no FID.

A modelagem para otimização da agenda de manutenção de UGs possui variáveis binárias e contínuas, além de restrições disjuntivas, tornando o problema complexo e inviável de se solucionar de maneira convencional, sendo necessário a aplicação de técnicas inteligentes, principalmente quando se considera usinas de grande porte (Kumar and Singh, 2015; Baptiste, 1996).

Para resolver o problema apresentado, o presente trabalho propõe a aplicação da meta-heurística Otimização por Colônia de Formigas (ACO, do inglês *Ant Colony Optimization*) na otimização da agenda de manutenção de usinas hidrelétricas brasileiras. A metodologia apresentada é baseada nos aspectos regulatórios mencionados e será aplicada utilizando dados reais da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio (UHSN), a qual é fortemente impactada pelo FID (Nascimento, 2020).

Portanto, as principais contribuições desse trabalho são:

- Meta heurística aplicada no problema de grande porte de otimização da agenda de manutenção de unidades geradoras;
- Modelagem observando aspectos de manutenção, operacionais e regulatórios envolvendo a disponibilidade de hidrelétricas.

1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esta seção tem como objetivo apresentar uma revisão bibliográfica sobre os principais temas abordados no trabalho. Primeiramente, serão mostrados artigos e dissertações abordando o tema do FID e do MRE no contexto das usinas hidrelétricas brasileiras. Em seguida, serão apresentados trabalhos relacionados a meta-heurística e ACO que serviram de inspiração para a aplicação desenvolvida neste trabalho.

1.1.1 Regulamentação para usinas hidrelétricas

O setor elétrico brasileiro é complexo e composto por diferentes etapas no processo de geração de energia elétrica. Diante disso, existem diversos trabalhos na literatura sobre

a regulação do setor e seus impactos para os agentes envolvidos. Neste contexto, serão apresentados estudos específicos que abordam os conceitos relacionados ao MRE e ao FID que fundamentaram o presente trabalho.

Inicialmente, destaca-se o trabalho desenvolvido em Freitas Filho et al. (2014), onde o autor avalia os riscos associados a um agente de geração de energia elétrica, devido às falhas que afetam o desempenho da Usina Hidrelétrica (UHE) e sua disponibilidade de geração. O autor apresenta formas de reduzir a exposição da usina participante do MRE no Mecanismo de Redução de Energia Assegurada (MRA), que está relacionada aos baixos valores de FID. Dessa forma, foi desenvolvido um modelo de otimização de gestão de ativos de uma usina hidrelétrica, com o objetivo de melhorar o desempenho da empresa a curto e longo prazo, otimizando o custo de operação.

A dissertação apresentada em Salles et al. (2020) propõe uma metodologia para otimização das paradas de UGs devido à inspeção e manutenção preventiva relacionadas especificamente ao desgaste em escovas. A proposta é aplicada em usinas hidrelétricas da Companhia Paranaense de Energia (COPEL), onde a manutenção de escovas das máquinas é a principal causa das paradas programadas. O autor destaca a importância da otimização na confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia com a crescente demanda. Com a otimização proposta o autor também comenta os impactos no FID das usinas. O modelo computacional desenvolvido utiliza simulação de Monte Carlo sequencial e estimação de indicadores de valor de risco condicional para determinar os intervalos ótimos para a manutenção preventiva das máquinas, atendendo os requisitos regulatórios.

No artigo em Melo et al. (2016) os autores discutem o comportamento e eficácia do MRE para os geradores participantes durante a crise hídrica no setor elétrico iniciada em 2014. O estudo visa entender como o mecanismo funciona, como foi afetado pela crise e qual seu papel na estabilização do mercado durante esse período. Segundo o trabalho, o MRE não mitigou os riscos hidrológicos para os participantes durante a crise, quando o déficit entre a Garantia Física (GF) e a energia gerada pelas usinas permaneceu por muito tempo. Com isso, os autores concluem que os modelos devem ser ajustados constantemente para aproximar de situações reais, como a enfrentada durante a crise.

Já no trabalho em COSTA (2017) é proposta uma metodologia de avaliação de investimentos em usinas hidrelétricas para mitigar sua indisponibilidade de geração. A metodologia é voltada especificamente para usinas hidrelétricas com investimentos já amortizados ou com concessões a vencer que foram inseridas no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) após a Medida Provisória nº 688 de 2015 e foi aplicada para a usina de Governador Parigot de Souza (GPS), localizada no Paraná. Foi analisado pelo autor as indisponibilidades de geração, a necessidade de manutenção nas máquinas e elaborado um método de avaliação de investimentos considerando os impactos financeiros devido aos valores FID.

Na dissertação apresentada em Leonel (2020) o autor aborda o impacto do processo de sazonalização da GF das usinas hidrelétricas integrantes do MRE nas estratégias comerciais dos agentes. O trabalho destaca que a sazonalização da GF pode levar a exposições indesejáveis que são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP), sujeitando os agentes às oscilações do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e da geração. A estratégia individual de sazonalização da GF de cada agente influencia a estratégia global do MRE, evidenciando uma interdependência entre os agentes. Com isso, a dissertação apresenta ferramentas de teoria dos jogos e inteligência de mercado aplicadas ao processo de sazonalização da GF, visando melhorar as estratégias adotadas pelos agentes ao longo do tempo para fins do MRE. Os resultados obtidos contribuem para uma compreensão mais aprofundada das estratégias de sazonalização, seus impactos no retorno e no risco, antecipando o comportamento dos agentes e considerando todas as variáveis e restrições do processo.

Ainda nessa linha de pesquisa, o trabalho em Sokei (2008) propõe um modelo de sazonalização de energia assegurada de usinas hidrelétricas utilizando Algoritmos Genéticos (AG) para minimização da perda esperada e do risco de exposição ao mercado de curto prazo. Para isso, são utilizados relatórios de saída do modelo NEWAVE, como cenários de geração e Custo Marginal de Operação (CMO) para obtenção de valores de PLD. O estudo mostra como a sazonalização influencia no resultado financeiro da liquidação da energia no mercado *spot* e como a proposta de otimização minimiza a exposição ao mercado de curto prazo. Um modelo otimizado da sazonalização da energia assegurada é de grande interesse dos agentes geradores já que influencia diretamente os contratos de geração e aumento da receita da empresa.

O trabalho em SOUZA (2019) apresenta um estudo de caso desenvolvido na UHE Santo Antônio, focado na análise da demanda judicial movida pela empresa Santo Antônio Energia devido à insatisfação com a apuração de seu índice de indisponibilidade. O estudo aborda conceitos como MRE, GF e FID para contextualizar a demanda judicial, e também investiga a consistência dos índices apurados pelo ONS em comparação com os da usina, visando uma avaliação objetiva. A análise foi inicialmente dos motivos que levaram a SAE a buscar a via judicial, em seguida, o autor descreve o desfecho do processo e, por fim, analisa a resposta da ANEEL e as medidas adotadas diante do ocorrido. O trabalho conclui que a demanda judicial foi legítima e expõe as motivos que impactaram o FID da usina.

Ainda no contexto da UHE Santo Antônio, três trabalhos resultaram de uma parceria entre a UFJF/PPEE e a SAE, desenvolvidos como parte de um projeto de P&D com o intuito de reduzir os impactos financeiros enfrentados pela SAE devido aos baixos índices de FID. O primeiro trabalho, apresentado em de Sousa Oliveira Silva et al. (2022), visa aplicar o método de Análise Hierárquica do Processo (AHP) para classificar as UGs da hidrelétrica Santo Antônio com base em indicadores de manutenção. Assim, o método

identifica as máquinas mais críticas da usina para atuar com manutenções preventivas, aumentando a disponibilidade do equipamento que afeta diretamente o desempenho do FID.

Já em de Sousa Oliveira et al. (2021) foi desenvolvida uma metodologia para o planejamento de cronograma de manutenções de unidades geradoras em UHEs, levando em consideração as especificidades do sistema elétrico brasileiro. Em síntese, o trabalho elabora um modelo matemático otimizado para determinar o momento ideal para a realização de manutenções preventivas nas UGs. A modelagem proposta é realizada por meio de Programação Linear Inteira Mista (PLIM), considerando as variáveis de estado de operação e data de início da manutenção para cada máquina. Dessa forma, é possível aumentar a disponibilidade da UHE e diminuir os impactos financeiros devido a baixos valores de FID.

Por último o trabalho em Oliveira et al. (2021) apresenta uma Simulação de Monte Carlo (SMC) para obter projeções de disponibilidade da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio, considerando as paradas forçadas de máquinas. Como as paradas forçadas possuem um comportamento aleatório impactando a disponibilidade da usina e, conseqüentemente, levando a penalizações por baixos índices de FID, o objetivo é gerar cenários de disponibilidade para auxiliar no processo de análise de risco e tomada de decisão em relação à UHE.

1.1.2 Meta-heurística e Otimização por Colônia de Formigas

A pesquisa recente na área de meta-heurísticas, tem sido marcada por significativas contribuições para a resolução eficiente de problemas complexos de otimização. Um estudo abrangente conduzido por Khanduja and Bhushan (2021) oferece uma revisão aprofundada das últimas tendências em otimização por meta-heurísticas, destacando avanços notáveis e suas implicações em diversas disciplinas.

Além disso, a pesquisa de Abualigah et al. (2022) concentra-se nas aplicações práticas de algoritmos meta-heurísticos em problemas do mundo real, fornecendo uma análise detalhada sobre como essas técnicas podem ser adaptadas para resolver desafios complexos em ambientes do mundo real.

Outro estudo relevante, conduzido por Meng et al. (2021), realiza uma comparação abrangente entre diferentes algoritmos meta-heurísticos para problemas de otimização global. Esta pesquisa oferece *insights* valiosos sobre o desempenho relativo dessas abordagens em uma variedade de cenários, ajudando a orientar a escolha de métodos em situações específicas.

Adicionalmente, um trabalho conduzida por Rajwar et al. (2023) explora a aplicação de abordagens híbridas de meta-heurísticas para problemas de otimização combinatória. Esta pesquisa destaca as sinergias possíveis entre diferentes algoritmos, proporcionando soluções mais robustas e eficientes para uma variedade de problemas complexos.

Por fim, um estudo liderado por Parouha and Verma (2021) concentra-se na aplicação de meta-heurísticas em problemas de otimização multiobjetivo, oferecendo uma revisão do estado-da-arte nesta área específica. Esta pesquisa destaca a versatilidade das meta-heurísticas na resolução de problemas que envolvem múltiplos critérios, fornecendo uma visão abrangente das estratégias mais eficazes.

Uma abordagem meta-heurística inovadora que ganhou destaque nas últimas décadas é a Otimização por Colônia de Formigas (ACO, do inglês *Ant Colony Optimization*). Originada do trabalho seminal de Marco Dorigo em 1992 Dorigo et al. (1996), a ACO foi inicialmente inspirada no comportamento das formigas na natureza, demonstrando uma eficácia notável na resolução de problemas complexos.

Desde a concepção da ACO, a pesquisa nesse campo evoluiu consideravelmente, levando a avanços significativos. Estes incluem o desenvolvimento de variantes aprimoradas, integração com outras técnicas de otimização, aplicações em domínios diversos e uma base teórica robusta para respaldar seu uso prático.

Primeiramente, o trabalho de Elshafiey and Abido (2021) os autores propõem uma versão aprimorada do ACO para resolver o problema de fluxo de potência ótimo considerando fontes de energia renovável e programas de resposta à demanda. O estudo destaca a capacidade do ACO de lidar com problemas de otimização complexos em sistemas de energia elétrica com alta penetração de energias renováveis.

Já em Ravipudi and Kumar (2021) os autores aplicam o ACO para otimizar a alocação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição. Eles propõem um algoritmo baseado em ACO para encontrar a localização e a capacidade ótimas dos sistemas de armazenamento de energia, levando em consideração a minimização dos custos operacionais e a melhoria da confiabilidade da rede elétrica.

Em Chen and Xu (2022), foi discutido e apresentado a aplicação do ACO para otimizar a alocação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição. Neste artigo, os autores utilizam uma versão aprimorada do ACO para otimizar a colocação e o dimensionamento de estações de carregamento de veículos elétricos em sistemas de distribuição de energia. O estudo considera a incerteza das cargas elétricas e propõe um método para lidar com problemas de otimização multiobjetivo, buscando a minimização dos custos de investimento e operação.

Por fim, em Li and Zeng (2022) foi proposto pelos autores uma estratégia de gerenciamento de energia baseada em ACO para microgrids que considera a presença de veículos elétricos plug-in. O estudo aborda o desafio de otimizar a utilização de energia renovável, as demandas de energia dos veículos elétricos e a interação com a rede elétrica. O ACO é aplicado para encontrar uma solução de gerenciamento de energia eficiente para o microgrid.

Dessa forma, nota-se a aplicação do ACO em diversas áreas da Engenharia, sendo

destacado a eficácia do ACO como uma ferramenta de otimização poderosa para resolver problemas complexos e custosos computacionalmente.

1.2 MOTIVAÇÃO

A principal motivação para este trabalho foi um projeto de pesquisa realizado em colaboração com a Santo Antônio Energia (SAE), que é responsável pela contratação, operação e manutenção da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio (UHSN). A UHSN é concedida pelo Consórcio Madeira Energia S.A. (MESA) e começou a operar em 30 de março de 2012. Está localizada no Rio Madeira, em Porto Velho, Rondônia.

Contratualmente, a UHE de Santo Antônio firmou os valores de referência para ocorrências de paradas forçadas e programadas iguais a 0,5 e 0,0%, respectivamente. Ou seja, as paradas programadas não podem ocorrer em períodos que a usina deve ser despachada para operação do SIN. Entretanto, ao longo dos anos, desde a motorização da usina, o que tem ocorrido na prática são índices de indisponibilidade forçada e programada acima do proposto no referido edital de licitação, reduzindo a Garantia Física da usina através do FID e levando à impactos financeiros.

A Figura 3 mostra o FID da UHSN ao longo dos dos anos, no período entre 2015 e 2021, onde é possível notar um desempenho ruim do indicador, influenciado principalmente pelas excessivas paradas das unidades geradoras da usina, o que resultou em graves penalizações financeiras.

Figura 3 – Fator de Disponibilidade da UHSN.



Fonte: Elaborada pela autora.

As penalidades aplicadas à Usina de Santo Antônio devido ao desempenho ruim do FID chegaram a R\$ 812 milhões em 2018 como mostra a Figura 4 e apresentado em Nascimento (2020). Portanto estudos relacionados ao FID da usina são de extrema relevância para todos os agentes do mercado de energia.

Figura 4 – Multa Aplicada à SAE em 2018.



Hidrelétrica de Santo Antônio entra na Justiça contra cobrança de R\$ 812 milhões na CCEE

O aporte de garantias é exigido previamente à liquidação financeira de operações do mercado de energia realizada mensalmente pela CCEE,

Fonte: Reuters (2018)

A multa imposta pelo desempenho da usina está estreitamente ligada às interrupções planejadas e não planejadas de suas unidades geradoras. Nesse sentido, os operadores das hidrelétricas brasileiras estão cada vez mais interessados em explorar metodologias e soluções para reduzir os impactos financeiros resultantes dessas falhas de desempenho. A busca por abordagens eficazes visa não apenas minimizar as multas associadas às paradas, mas também otimizar a operação geral das usinas, garantindo uma produção de energia mais estável e confiável.

1.3 PUBLICAÇÕES

O trabalho desenvolvido nesta dissertação de mestrado resultou diretamente em uma publicação no *58th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, realizado em Dublin, Irlanda. O título do trabalho e os respectivos autores são:

- **Oliveira, Elisa.**, Marcos T.B. Oliveira, Patrícia d.S.O. Silva, André L.M. Marcato, Giovani S. Junqueira e Edimar J. Oliveira. Optimization of Maintenance Scheduling for Generator Units in Hydroelectric Power Plants Using Ant Colony Optimization, 58th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2023.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

Esta dissertação está estruturada em seis capítulos, cada um abordando uma etapa essencial da pesquisa. O primeiro capítulo oferece uma introdução ao problema em questão, contextualizando o tema e apresentando uma revisão bibliográfica abrangente sobre os

aspectos regulatórios relevantes. Além disso, neste capítulo são descritos detalhadamente os objetivos e a motivação subjacentes ao trabalho.

No segundo capítulo, aborda-se os tópicos relacionados ao embasamento teórico, destacando as definições dos conceitos regulatórios relacionados ao problema abordado para as usinas hidrelétricas brasileiras. Nele é possível entender como funciona de forma geral, o Mecanismo de Realocação de Energia e Fator de Disponibilidade, bem como seus impactos na operação das usinas.

No terceiro capítulo, encontra-se a metodologia proposta, onde é abordado os aspectos relacionados à otimização da agenda de manutenção através da utilização do ACO. É discutido em detalhes a metodologia original e seus desafios computacionais, bem como o ACO foi aplicado para possibilitar a resolução do problema de agendamento de manutenção de unidades geradoras.

No quarto capítulo, foi apresentado em detalhes o caso real da SAE, destacando suas características e particularidades relevantes para o problema. Além disso, foram detalhados dois casos de teste adicionais que foram empregados para validar a metodologia proposta.

Os resultados do trabalho são apresentados no quinto capítulo. O resultado da heurística será discutido, tanto para os casos de teste quanto para o caso real da SAE. Além disso, será avaliado o impacto do resultado no horizonte de simulação da SAE. As considerações finais da pesquisa e sugestões de continuação do estudo são apresentadas no capítulo seis. Por último são listadas as referências bibliográficas e os apêndices relevantes para o desenvolvimento do trabalho.

2 FUNDAMENTAÇÃO REGULATÓRIA

O capítulo atual tem como objetivo principal apresentar uma análise detalhada do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e do Fator de Disponibilidade (FID), abordando tanto seu funcionamento quanto seu equacionamento. O MRE é um instrumento essencial no contexto do setor elétrico brasileiro, concebido para mitigar os riscos associados à geração hidrelétrica, enquanto o FID é uma métrica fundamental para a avaliação do desempenho das usinas hidrelétricas participantes.

Ao longo deste capítulo, serão explorados os aspectos técnicos e operacionais desses conceitos regulatórios, destacando seus papéis na garantia da estabilidade do sistema elétrico nacional. Além disso, será discutido o impacto direto do FID para a penalização financeira das usinas hidrelétricas, evidenciando a importância de seu cumprimento para a sustentabilidade econômica desses empreendimentos no contexto do mercado de energia elétrica brasileiro.

2.1 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

No Brasil, os agentes geradores assumem a responsabilidade pelo risco associado à quantidade efetiva que serão capazes de gerar ao estabelecerem contratos de energia. Em cenários adversos, como aqueles caracterizados por condições hidrológicas desfavoráveis, enfrentam desafios para cumprir integralmente as obrigações contratuais de fornecimento.

Nesse contexto, pode ser necessário que os agentes geradores adquiram energia adicional na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) através da participação no MRE. Esse mecanismo foi desenvolvido para equilibrar a oferta e a demanda de energia elétrica, considerando as flutuações decorrentes das condições hidrológicas variáveis, que exercem impacto direto na produção de energia hidrelétrica.

No MRE, as empresas geradoras de energia hidrelétrica comprometem-se a entregar uma quantidade específica de energia ao longo do tempo, conforme estabelecido em contratos. No entanto, devido à natureza variável da geração hidrelétrica, as condições climáticas podem afetar a capacidade dessas empresas de cumprir integralmente esses compromissos.

Portanto, o MRE permite que as geradoras compartilhem o risco associado à variabilidade hidrológica. Quando uma empresa não atinge a produção esperada, ela pode compensar essa diferença adquirindo energia. Esse mecanismo contribui para a estabilidade do sistema elétrico, garantindo que a demanda seja atendida mesmo em condições adversas. Diante desse contexto, os principais objetivos do Mecanismo de Realocação de Energia são:

- **Compensação de variações na geração hidrelétrica:** O MRE tem como objetivo

principal compensar as variações na geração de energia hidrelétrica devido a fatores como condições hidrológicas desfavoráveis. Isso permite que as empresas geradoras cumpram seus contratos em períodos de menor produção.

- **Equilíbrio na oferta e demanda de energia:** Ao possibilitar a realocação de energia entre as geradoras, o MRE contribui para o equilíbrio entre oferta e demanda no setor elétrico. Isso é crucial para garantir o suprimento contínuo de energia, mesmo diante de flutuações na produção.
- **Mitigação de riscos:** Permite que as empresas compartilhem responsabilidades e se adaptem a cenários imprevistos. Isso promove a estabilidade operacional do sistema elétrico, minimizando impactos adversos nas condições de fornecimento de energia.

Em conjunto com o MRE, também foi criado o Mecanismo de Redução de Energia Assegurada (MRA), o qual possui o objetivo de avaliar se as usinas participantes do MRE estão cumprindo os requisitos de disponibilidade pré-definidos em contrato. O MRA descreve o equacionamento do FID e seus efeitos nos contratos de energia, sendo apresentado em detalhes na sequência. A principal função do MRA é reduzir matematicamente a Garantia Física^{1,2} da usina hidrelétrica. Como consequência dessa redução, a usina pode não gerar energia suficiente para atender o montante contratado, nesse caso, deverão comprar energia de outros agentes geradores com excedentes de energia no Mercado de Curto Prazo, o qual possui preços menos atrativos para a energia em comparação com o MRE, gerando impacto direto no balanço financeiro da usina (CCEE, 2020b).

2.2 FATOR DE DISPONIBILIDADE (FID)

2.2.1 Cálculo dos Indicadores de Desempenho

Como mencionado anteriormente, o FID é utilizado para verificar a disponibilidade de geração de cada usina, dessa forma, é tratado dentro do MRA, com o objetivo de reduzir, matematicamente, a GF das usinas para o compartilhamento do risco hidrológico no MRE. A Resolução Normativa nº 614/2014, definida pela ANEEL (2014) consolida as normas referentes à apuração de indisponibilidade da unidade geradora ou empreendimento de importação de energia conectados ao SIN. O equacionamento referente ao FID é mostrado

¹ Garantia Física de uma usina corresponde à fração a ela alocada da Garantia Física do Sistema². A determinação da Garantia Física independe da sua geração real e está associada às condições no longo prazo que cada usina pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado (déficit), considerando a variabilidade hidrológica à qual uma usina está submetida (CCEE, 2020a).

² Garantia Física do Sistema corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré fixado (5%) de não atendimento da mesma, obtida por meio de simulações da operação, utilizando séries sintéticas de energia afluyente (CCEE, 2020a).

na sequência, baseado nesta resolução. Em seu artigo 2º, é tratado com detalhes o MRA, onde é definido que o ONS, deve apurar mensalmente as indisponibilidades das usinas hidrelétricas, termelétricas e empreendimentos de importação de energia elétrica despachados centralizadamente.

As indisponibilidades avaliadas pelo ONS são apurados por meio da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP) e da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (TEIFa). Dessa forma, para cada usina despachada centralizadamente pelo ONS, deverão ser calculados os índices TEIP e TEIFa, mensalmente conforme as Equações 2.1 e 2.2.

$$TEIP = \frac{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \cdot (HDP + HEDP)_{ij}}{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \cdot (HP)_{ij}} \quad (2.1)$$

$$TEIFa = \frac{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \cdot (HDF + HEDF)_{ij}}{\sum_{j=1}^{60} \sum_{i=1}^n P_i \cdot (HDF + HEDF + HS + HDCE + HRD)_{ij}} \quad (2.2)$$

Onde:

- i Índice da unidade geradora em operação comercial;
- n Número de unidades geradoras em operação comercial;
- j Índice do mês apurado;
- P Potência instalada da unidade geradora i ;
- HDP Número de horas de desligamento programado da unidade i no mês j ;
- $HEDP$ Número de horas equivalentes de desligamento programado da unidade i no mês j (a unidade opera com potência nominal limitada, associada a uma condição programada);
- HP Número de horas do período de apuração considerado no mês j para a unidade i ;
- HDF Número de horas de desligamento forçado da unidade i no mês j ;
- $HEDF$ Número de horas equivalentes de desligamento forçado da unidade i no mês j (a unidade opera com potência nominal limitada, associada a uma condição forçada);

- HS* Número de horas em serviço da unidade i no mês j (número de horas equivalentes em serviço somado ao número de horas em que a unidade opera sincronizada ao sistema, sem restrição de potência);
- HRD* Número de horas de reserva desligada da unidade i no mês j (a unidade não está em serviço por interesse sistêmico, apesar de disponível para operação);
- HDCE* Número de horas desligada por condições externas da unidade i no mês j (a unidade não está em serviço por condições externas às suas instalações).

Analisando as equações, é perceptível quais índices podem ser ajustados para reduzir as taxas. Na Equação 2.1, que descreve o cálculo da TEIP, os índices presentes no numerador estão relacionados com as horas de manutenção programadas ou preventivas das UGs e, conseqüentemente, podem ser alterados com um planejamento adequado.

É importante ressaltar que para realizar o cálculo do TEIP e TEIFa das usinas hidrelétricas, o ONS utiliza informações provenientes do Sistema de Apuração das Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras e Interligações Internacionais (SAMUG), onde todos os estados operativos, condição operativa ou disponibilidade de unidades geradoras apuradas diariamente pelo ONS são registrados.

2.2.2 Impacto do FID

Após os índices de TEIP e TEIFa apurados, é possível encontrar o valor do FID, como mostram as Equações 2.3, 2.4 e 2.5.

$$IDv = (1 - TEIP) \times (1 - TEIFa) \quad (2.3)$$

$$ID = (1 - IP) \times (1 - TEIF) \quad (2.4)$$

$$FID = \frac{IDv}{ID} \quad (2.5)$$

Onde:

IDv Índice de Disponibilidade Verificado;

ID Índice de Disponibilidade de Referência;

IP Indisponibilidade Programada;

TEIF Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada.

Portanto, caso o FID seja menor que 1, a usina avaliada terá sua garantia física reduzida conforme a regulação vigente. A Equação 2.6 apresenta a atuação do FID.

$$GFa = \min(GF, GF \cdot FID) \quad (2.6)$$

Onde:

GFa Garantia Física apurada;

GF Garantia Física vigente.

Com a garantia física reduzida, haverá necessidade, por parte do agente, de compra de energia de outros agentes para atendimento aos seus requisitos contratuais. O impacto será no valor da participação deste agente dentro do MRE, podendo ser relevante em termos financeiros.

A diferença entre a energia gerada e a garantia física apurada pode ser comprada no âmbito do MRE, sendo valorada pela TEO (Tarifa de Energia de Otimização)¹. O restante da energia, deve ser comprada a preço do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças)².

Dessa forma, o impacto financeiro causado pelo FID ocorre pois o agente responsável pela usina impactada terá que comprar mais energia a preço de PLD para cumprir suas obrigações contratuais, já que a Garantia Física da usina foi reduzida matematicamente. A Tabela 1 mostra a diferença entre os valores de TEO e PLD a partir de 2021 (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2022a) (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2022b) (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2023):

Tabela 1 – Valores de TEO e PLD a partir de 2021.

Ano	TEO	PLD Mínimo	PLD Máximo
2021	R\$ 12,74/MWh	R\$ 49,77/MWh	R\$ 1.197,87/MWh
2022	R\$ 14,04/MWh	R\$ 55,70/MWh	R\$ 1.326,50/MWh
2023	R\$ 15,05/MWh	R\$ 69,04/MWh	R\$ 1.391,56/MWh
2024	R\$ 15,58/MWh	R\$ 61,07/MWh	R\$ 1.470,57/MWh

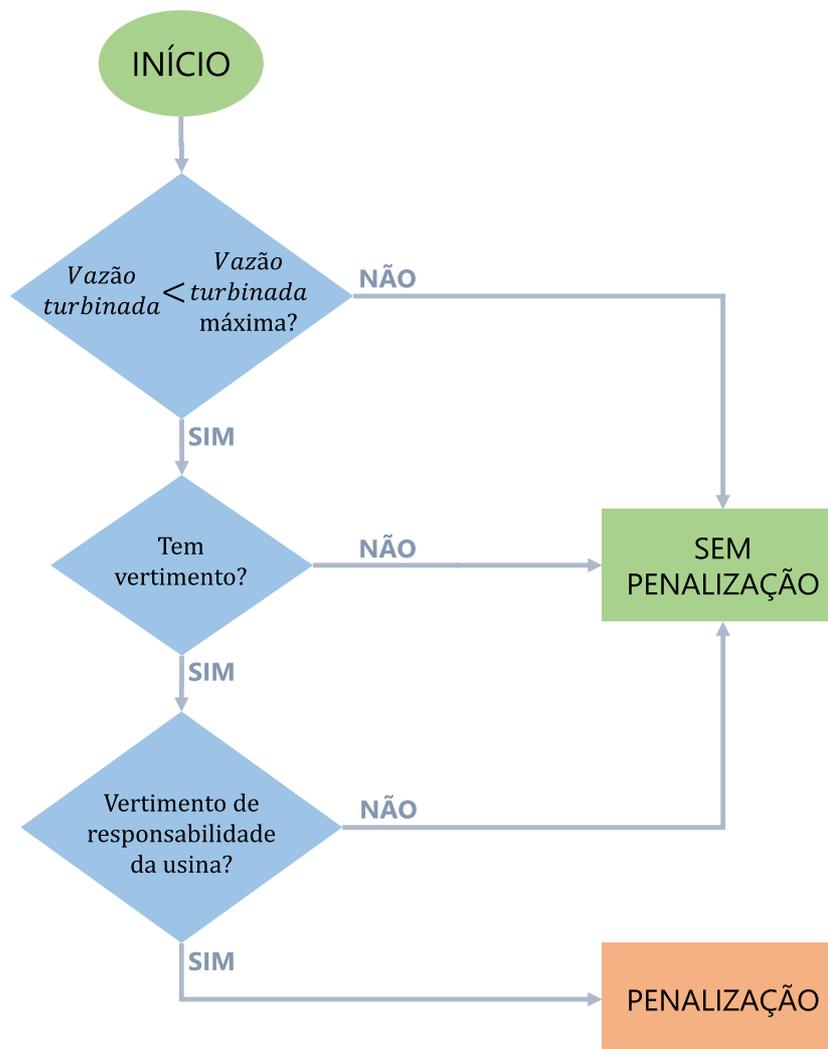
¹ TEO é a tarifa destinada a cobrir os custos incrementais de operação e manutenção das usinas hidrelétricas e ao pagamento da compensação financeira referente à energia transacionada no MRE.

² O PLD é calculado CCEE diariamente para cada hora do dia seguinte, considerando a aplicação dos limites máximos e mínimo vigentes para cada período de apuração. A metodologia que determina o PLD é operacionalizada pelos modelos computacionais NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

2.2.3 Penalização por Manutenção

Como mencionado anteriormente, o Fator de Disponibilidade (FID) foi concebido para avaliar a disponibilidade das usinas hidrelétricas, considerando fatores relevantes como manutenção programada. No entanto, é importante ressaltar que uma manutenção programada só é considerada no cálculo do FID quando a unidade geradora tem a capacidade de geração, mas está inoperante por decisão da própria usina. O fluxograma apresentado na Figura 5 fornece uma visão detalhada do processo de análise das penalizações no FID devido a vertimentos. Este processo é fundamental para entender como as decisões operacionais afetam a disponibilidade da usina no contexto do FID.

Figura 5 – Fluxograma de penalização de usinas.



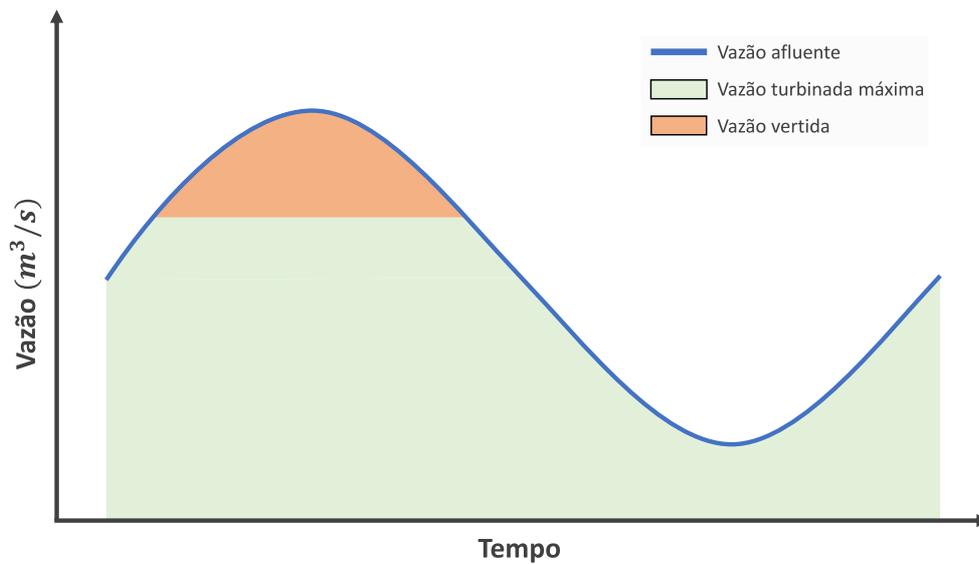
Fonte: Elaborada pela autora.

O fluxograma detalhado nessa seção é respaldado pelo parágrafo abaixo, retirado diretamente do ofício 218/2011-SRG/ANEEL:

"Faz parte do edital do leilão da UHE Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, em função do elevado número de unidades geradoras, a regra em que as manutenções programadas das unidades geradoras não serão computadas para fins de Mecanismo de Redução da Energia Assegurada - MRA quando essas manutenções ocorrerem no período em que as unidades geradoras não forem necessárias para o Sistema Interligado Nacional - SIN, ou seja, quando não houver vazão suficiente para operação"

A Figura 6 ilustra de maneira fictícia o processo de turbinamento em uma usina hidrelétrica ao longo de um horizonte de tempo. Neste exemplo, observa-se a representação visual da vazão vertida, destacada em laranja. É importante ressaltar que o vertimento ocorre quando a vazão afluyente excede a capacidade máxima de turbinamento da usina. Como mencionado anteriormente, este vertimento não será passível de penalização e impacto no FID.

Figura 6 – Exemplo de vazão.



Fonte: Elaborada pela autora.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 MODELO DE OTIMIZAÇÃO DA AGENDA DE MANUTENÇÃO

A otimização da agenda de manutenção desempenha um papel fundamental no planejamento das paradas programadas das unidades geradoras de uma usina hidrelétrica. O FID é consideravelmente afetado pelas manutenções preventivas que podem resultar em vertimentos inadequados, conforme apresentado na Figura 5. Portanto, o uso da ferramenta de otimização desenvolvida busca mitigar esses impactos, priorizando a alocação das manutenções programadas nos dias mais adequados, o que conseqüentemente reduz a parcela de HEDP.

Em síntese, o modelo estabelece o dia de início de cada manutenção programada das UGs, considerando a duração predeterminada das interrupções e todas as restrições operacionais pertinentes. A formulação do problema abrange variáveis binárias e contínuas, classificando-o como um problema de Programação Linear Inteira Mista ou *Mixed Integer Linear Programming* (MLIP). As variáveis operacionais, ligado ou desligado, e o dia de início da manutenção são binárias, enquanto o vertimento diário é uma variável contínua.

A modelagem matemática para a agenda de manutenção apresentada neste estudo é uma adaptação da modelagem proposta em de Sousa Oliveira (2021). É importante destacar que o trabalho proposto assume premissas distintas para o comportamento das unidades geradoras da usina.

A Função Objetivo (FOB) deste problema visa minimizar as horas de desligamento programado, onde cada UG é representada pelo subíndice g e cada manutenção pelo subíndice m . Tanto a agenda de manutenção quanto a operação são planejadas diariamente, com cada dia sendo identificado pelo subíndice d . O modelo de otimização é descrito pelas Equações 3.1–3.8.

$$\min HEDP = \sum_{d=1}^D hedp_d \quad (3.1)$$

Sujeito a:

$$vturb_d = \sum_{g=1}^G op_{g,d} \cdot \overline{vturb}_{g,d} \quad \forall d \in D \quad (3.2)$$

$$vturb_d + vvert_d = vafl_d \quad \forall d \in D \quad (3.3)$$

$$(i_manut_{g,d} = 0) \vee \left(\sum_{s=0}^{M_g-1} op_{g,d+s} = 0 \right) \quad \forall g \in G, \\ d = 1, 2, 3, \dots, D - M_g + 1 \quad (3.4)$$

$$vvert_hedp_d = \sum_g^G \overline{vturb}_{g,d} - vturb_d \quad \forall d \in D \quad (3.5)$$

$$hedp_d = \frac{vvert_hedp_d}{\left(\sum_g^{G^*} \overline{vturb}_{g,d} \right) / G^*} \cdot 24 \quad \forall d \in D \quad (3.6)$$

$$op_{g,d}, i_manut_{g,d} \in [0, 1] \cap \mathbb{Z} \quad (3.7)$$

$$vturb_d, vvert_d, vvert_hedp_d, hedp_d \geq 0 \quad (3.8)$$

Onde:

G	Número de unidades geradoras;
G^*	Número de unidades geradoras com condições de operar de acordo com a altura de queda;
D	Número de dias do horizonte de simulação;
$op_{g,d}$	Modo operativo da unidade geradora g no dia d ;
$i_manut_{g,d}$	Dia de início da manutenção da unidade geradora g no dia d ;
$vvert_d$	Vazão vertida pela usina no dia d (m^3/s);
$vturb_d$	Vazão turbinada pela usina no dia d (m^3/s);
$\overline{vturb}_{g,d}$	Turbinamento máximo da unidade geradora g no dia d (m^3/s);
$vafl_d$	Vazão afluyente no dia d (m^3/s);
$vvert_hedp_d$	Vazão vertida penalizável no dia d (m^3/s);
$hedp_d$	Horas classificadas como horas equivalentes de desligamento programado no dia d ;
M_g	Duração da manutenção da unidade geradora g .

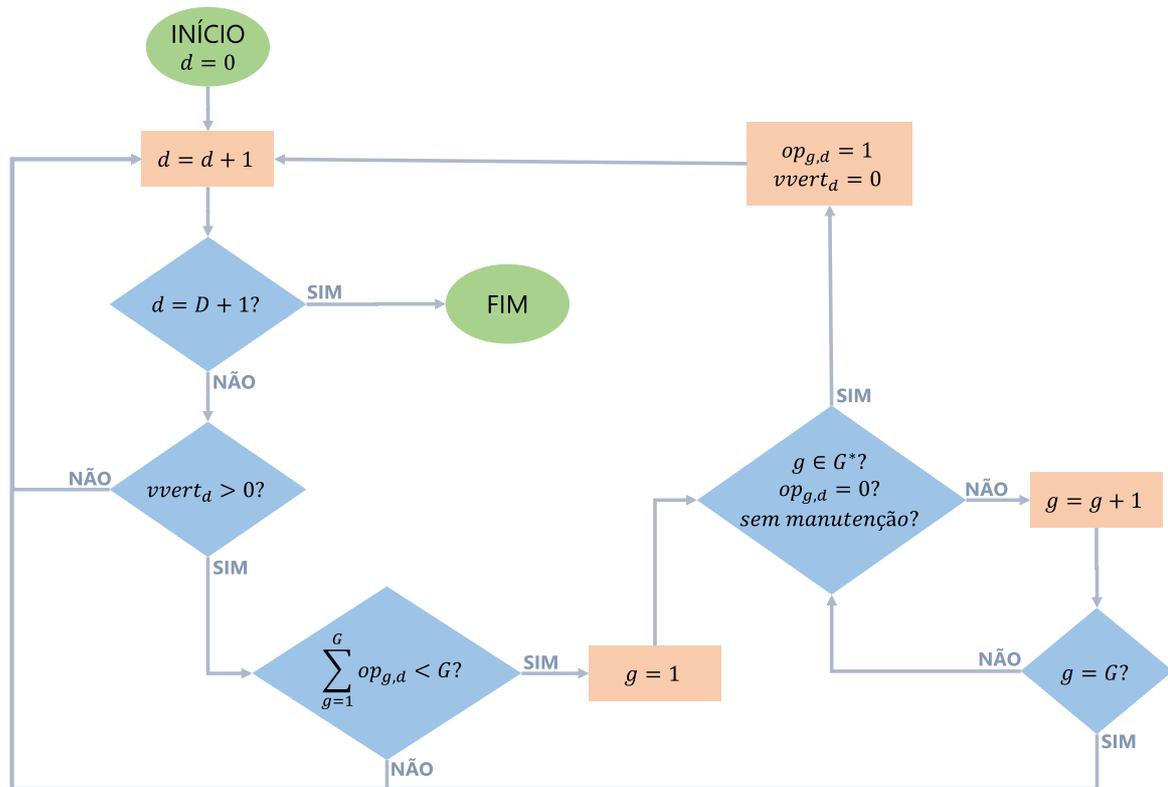
Neste modelo, a FOB, delineada na Equação (3.1), busca minimizar o somatório de HEDP ao longo do período de simulação. Para atingir este propósito, é essencial que as UGs operem com eficiência, turbinando o máximo possível da vazão afluyente disponível, o que, conseqüentemente, diminuirá as penalizações por indisponibilidade. As restrições deste problema serão detalhadas abaixo:

- **Restrição de Vazão Turbinada - Equação (3.3):** A vazão defluente, resultante da soma da vazão turbinada com a vazão vertida, deve ser sempre igual à vazão afluente para cada dia do período simulado. A vazão turbinada é determinada pela Equação (3.2), garantindo que cada unidade geradora, quando disponível (estado indicado pela variável $op_{g,d} = 1$), irá sempre turbinar o seu potencial máximo, resultando na vazão total diária de turbinamento da usina.
- **Restrição de Duração da Manutenção e Continuidade - Equação (3.4):** A expressão garante que todas as UGs permaneçam desligadas pelo período de duração de sua manutenção, representada por M_g . Além disso, assegura que, uma vez iniciada, a manutenção seja realizada de forma contínua até que sua duração seja concluída.
- **Cálculo da Vazão Vertida Penalizável - Equação (3.5):** O vertimento penalizável é determinado pela diferença entre a capacidade total da usina e o volume efetivamente turbinado em cada dia. Essa distinção é necessária, pois, durante certos períodos do ano, a vazão afluente diária pode exceder a capacidade de turbinamento da usina, levando a um vertimento que não pode ser atribuído à responsabilidade da usina e, portanto, não a penaliza.
- **Cálculo do HEDP diário - Equação (3.6):** As horas de desligamento programado são determinadas pela divisão do vertimento penalizável pela capacidade média da usina, que corresponde à média das capacidades das unidades geradoras que podem operar com base na altura de queda (G^*) no dia. Esse resultado é então multiplicado por 24 para obter o valor correspondente em horas.
- **Restrições de não-negatividade - Equações (3.7) e (3.8):** As duas restrições limitam as variáveis do problema, as binárias $op_{g,d}$ e $i_manut_{g,d}$ e os volumes, respectivamente.
- **Restrições de não-negatividade - Equações (3.7) e (3.8):** As duas restrições limitam as variáveis do problema, as binárias $op_{g,d}$ e $i_manut_{g,d}$ e os volumes, respectivamente.

Após a otimização da agenda de manutenção, é necessária uma etapa de finalização devido às características da modelagem empregada. Ao final do processo, é gerado o calendário de manutenções e determinado um ponto de operação da usina para o período de simulação. Isso inclui a identificação do estado operacional das unidades geradoras, ligado/desligado ou em manutenção, bem como o volume turbinado e o vertimento diário da usina. Contudo, é importante destacar que a modelagem não considera o turbinamento máximo das UGs como variáveis do problema. Em outras palavras, quando uma UG está ligada, ela sempre opera em sua capacidade máxima ($\overline{vturb}_{g,d}$), valor pré calculado.

A decisão de não incluir o turbinamento como variável pode, conseqüentemente, resultar em casos de vertimento quando ainda existem unidades geradoras disponíveis. Isso ocorre quando a unidade geradora não turbinaria sua capacidade máxima para utilizar o restante da vazão disponível. Dessa forma, a modelagem não ativa a UG nesses casos, já que isso violaria a restrição estabelecida pela Equação 3.3, que considera que a unidade geradora sempre opera em sua capacidade máxima. Portanto, foi desenvolvido um mecanismo pós-otimização para contornar e ajustar essas situações de vertimento, conforme apresentado na Figura 7.

Figura 7 – Fluxograma do processo executado após a otimização.



Fonte: Elaborada pela autora.

Em síntese, para cada dia do período de planejamento, é apurado a ocorrência de vertimento. Em seguida, verifica-se se existem unidades geradoras disponíveis, ou seja, aquelas que não estão em funcionamento ou em manutenção e que possam operar com base na altura de queda do dia. Caso haja UG disponível, o estado dela é alterado para "ligado" e o vertimento é eliminado para esse dia. Esse processo é repetido para cada dia com vertimento.

Essa estratégia de solução, que considera o $\overline{vturb}_{g,d}$ como um valor pré-determinado, foi adotada para reduzir o número de variáveis e evitar que o problema fosse do tipo Não Linear Inteiro Misto (NLIM).

3.2 OTIMIZAÇÃO POR COLÔNIA DE FORMIGAS

A abordagem de inteligência artificial empregada neste estudo é conhecida como *Ant Colony Optimization* (ACO), ou Otimização por Colônia de Formigas. Este método utiliza uma heurística inspirada no comportamento das formigas para explorar os cenários de soluções possíveis, resultando em uma solução viável para o problema em questão. A ACO é amplamente reconhecida por sua eficácia na resolução de problemas combinatórios, oferecendo uma abordagem robusta e flexível para a otimização. Por meio dessa técnica, é possível resolver desafios complexos, como o agendamento da manutenção de unidades geradoras, que é caracterizado como um problema de Programação Linear Inteira Mista.

3.2.1 Motivação

Conforme apresentado anteriormente, problemas complexos com múltiplas variáveis tornam-se inviáveis de se solucionar de forma convencional. A modelagem para otimização da agenda de manutenção possui um grande número de variáveis, especialmente devido ao tamanho da usina e ao horizonte de planejamento, sendo elas binárias e contínuas. Uma das restrições mais desafiadoras neste problema é a restrição de continuidade da manutenção, que é disjuntiva, aumentando assim a complexidade do problema e, conseqüentemente, inviabilizando sua solução em tempo hábil.

Restrições disjuntivas, também conhecidas como restrições de "ou" lógico, são comuns em problemas de otimização e modelagem matemática. Elas expressam que, de um conjunto de opções ou alternativas, apenas uma pode ser selecionada ou que, pelo menos, uma deve ser escolhida. Geralmente são utilizadas para representar decisões mutuamente exclusivas.

No problema apresentado, a Equação 3.4 representa uma restrição disjuntiva, indicando que ou $i_manut_{g,d} = 0$ ou a soma $\sum_{s=0}^{M_g-1} op_{g,d+s} = 0$, mas não simultaneamente. Esta restrição é aplicada a todas as unidades geradoras da usina, o que resulta em desafios computacionais significativos na resolução do problema, especialmente considerando usinas de grande porte, como a Usina Hidrelétrica de Santo Antônio.

Além disso, o problema de planejamento de manutenções apresenta outra complexidade devido ao grande número de combinações possíveis de soluções, que pode ser calculado através da Equação 3.9.

$$N_{comb} = \prod_{g=1}^G (D - M_g) \quad (3.9)$$

Onde:

N_{comb} Número combinações do problema;

G	Número de unidades geradoras;
D	Número de dias do horizonte de simulação;
M_g	Duração da manutenção da unidade geradora g .

Diante da complexidade inerente à resolução do problema apresentado, a abordagem proposta para sua resolução é a utilização do ACO, em virtude de sua comprovada eficácia na solução de problemas combinatórios. O ACO, inspirado no comportamento das formigas em busca de alimento, demonstra-se uma escolha pertinente devido à sua capacidade de explorar amplamente o espaço de busca e encontrar soluções de alta qualidade em cenários complexos e de múltiplas variáveis. Essa abordagem baseada na natureza apresenta-se como uma alternativa promissora para resolver o desafio em questão, oferecendo uma metodologia adaptável e eficiente para lidar com as restrições do problema de forma eficaz. Assim, ao empregar o ACO, busca-se não apenas encontrar uma solução ótima ou próxima do ótimo, mas também explorar de forma inteligente o espaço de soluções, garantindo uma abordagem robusta e eficiente para a resolução do problema em análise.

3.2.2 Ant Colony Optimization

A *Ant Colony Optimization* (ACO) é uma técnica de otimização inspirada no comportamento das formigas em busca de comida. Ela foi proposta em 1992 e desde então tem sido aplicada em uma variedade de problemas de otimização combinatorial Dorigo (1992). O princípio básico do ACO é simular o comportamento coletivo de formigas reais, que deixam rastros de feromônios ¹ enquanto procuram por alimentos. Esses feromônios, por sua vez, influenciando as outras formigas em direção às melhores rotas.

Formigas reais são capazes de encontrar um caminho mais curto de uma fonte de comida para a sua colônia, sem utilizar recursos visuais, apenas explorando as informações de feromônio, é a chamada inteligência coletiva. As formigas, assim como outros insetos sociais, são distribuídas em comunidades que possuem indivíduos simples, porém apresentam uma organização social altamente estruturada. Como resultado desta organização, colônias de formigas podem realizar tarefas complexas que, em alguns casos, excedem a capacidade individual de cada indivíduo Dorigo et al. (2006).

Inicialmente, cada formiga segue um caminho aleatório, na aplicação do ACO, as soluções candidatas são representadas como caminhos em um grafo, e as formigas criam esses caminhos enquanto caminham em busca de alimentos percorrendo o grafo de forma probabilística, depositando feromônios nos arcos visitados. Dessa forma, o caminho com maior depósito de feromônio é o que as formigas seguirão até uma fonte de comida, sendo considerado o menor caminho entre o ninho e o alimento, dado um intervalo de tempo. Isso

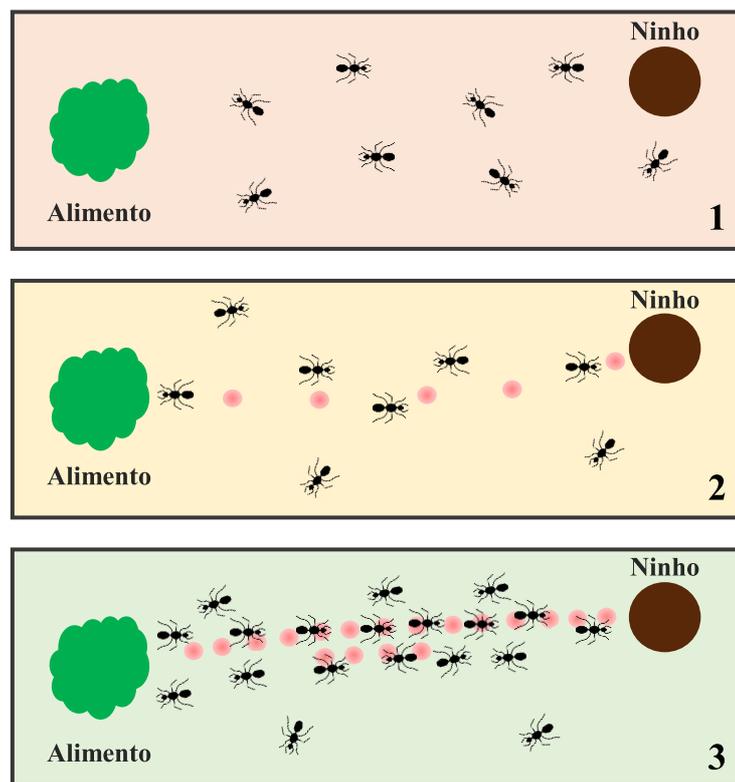
¹ Feromônios são substâncias químicas disseminadas por animais com o intuito de induzir determinadas reações em outros indivíduos da mesma espécie.

cria uma retroalimentação positiva, onde os caminhos mais curtos têm maior probabilidade de serem escolhidos pelas formigas subsequentes.

O comportamento das formigas pode ser facilmente visualizado pela Figura 8, onde em:

- **Passo 1:** As formigas estão no processo de encontrar o melhor caminho;
- **Passo 2:** Algumas formigas já encontraram a fonte de alimento e começam a depositar feromônio;
- **Passo 3:** Por fim, em a maioria das formigas seguem o caminho definido, onde há maior depósito de feromônio.

Figura 8 – Comportamento das formigas.



Fonte: Elaborada pela autora.

O ACO é amplamente adotado devido à sua habilidade de lidar problemas complexos e de grande escala, possibilitada pela sua capacidade de explorar soluções de maneira distribuída. Sua adaptabilidade é notável, pois pode ser aplicado em uma diversidade de problemas e é facilmente integrável com outras técnicas de otimização. Essa flexibilidade permite que o ACO seja ajustado e refinado para atender às exigências específicas de

diferentes problemas, tornando-o uma ferramenta versátil e poderosa no arsenal de métodos de resolução de desafios.

Em síntese, a auto-organização presente nas colônias de insetos sociais, que coordena uma população de formigas, constitui a ideia central por trás da implementação de algoritmos baseados em colônias de formigas. Matematicamente, a representação desse depósito de **feromônio** pode ser delineada conforme demonstrado na Equação (3.10).

$$\tau_i^{h+1} = \tau_i^h + \sum_{j=1}^n \tau_i^j \quad (3.10)$$

Onde:

τ_i	Feromônio referente a solução i ;
τ_i^{h+1}	Feromônio atualizado da iteração $h + 1$;
τ_i^h	Feromônio já existente da iteração h anterior;
$\sum_{j=1}^n \tau_i^j$	Somatório do depósito de feromônio de todas as formigas da colônia na solução j da iteração $h + 1$;
h	Índice da iteração;
n	Número de formigas na colônia.

Em problemas de otimização utilizando o ACO tem-se:

- **Problemas de Maximização:** $\tau = FOB$
- **Problemas de Minimização:** $\tau = 1/FOB$

Vale ressaltar, que soluções inviáveis podem ocorrer, nesse caso, deve-se penalizar a Função Objetivo (FOB), garantindo assim, a viabilidade da solução encontrada. Logo, a FOB deve ser penalizada da seguinte maneira:

- **Problemas de Maximização:** $FOB \rightarrow \infty$
- **Problemas de Minimização:** $FOB \rightarrow 0$

Por fim, deve-se considerar a evaporação da taxa de feromônio, causada por sol, chuva ou vento, favorecendo a exploração de caminhos diferentes e apagando erros ou caminhos ruins já feitos. Dessa forma, a evaporação é feita conforme a Equação (3.11).

$$\tau_i^{h+1} = (1 - \rho)\tau_i^{h+1} \quad (3.11)$$

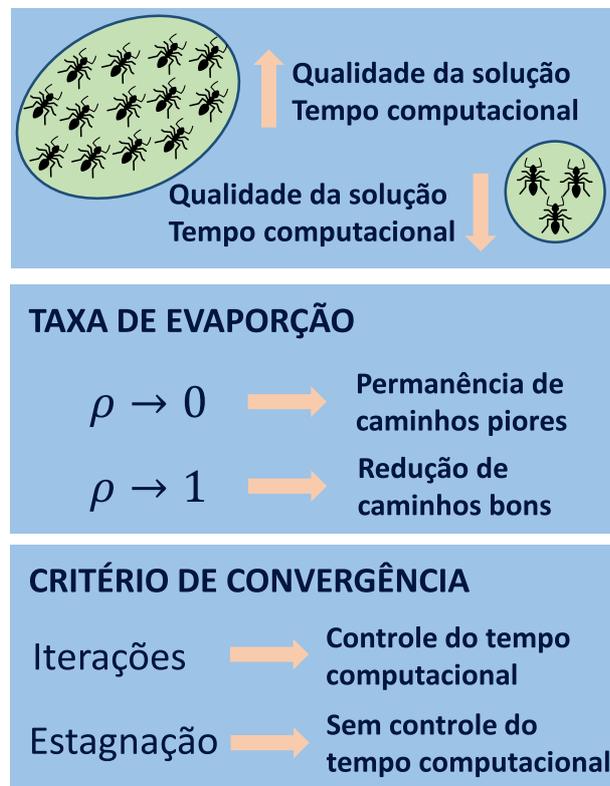
$$0 < \rho \leq 1 \quad (3.12)$$

Onde:

ρ Taxa de evaporação.

Por fim, é crucial observar e ajustar os parâmetros do processo de otimização do ACO conforme as demandas específicas do problema em questão. Optar por uma colônia de formigas grande geralmente resulta em soluções mais precisas, porém, isso também implica em um aumento significativo no tempo computacional, o que pode se tornar impraticável em problemas de grande escala. Além disso, a taxa de evaporação desempenha um papel crucial: valores altos podem levar à perda prematura de boas escolhas, enquanto valores baixos podem resultar em soluções finais insatisfatórias. Por último, o critério de convergência deve ser selecionado de acordo com a complexidade e dimensão do problema, podendo ser baseado em um número fixo de iterações ou na detecção de estagnação das soluções. A Figura 9 apresenta um resumo dos impactos da variação desses parâmetros.

Figura 9 – Parâmetros da otimização.

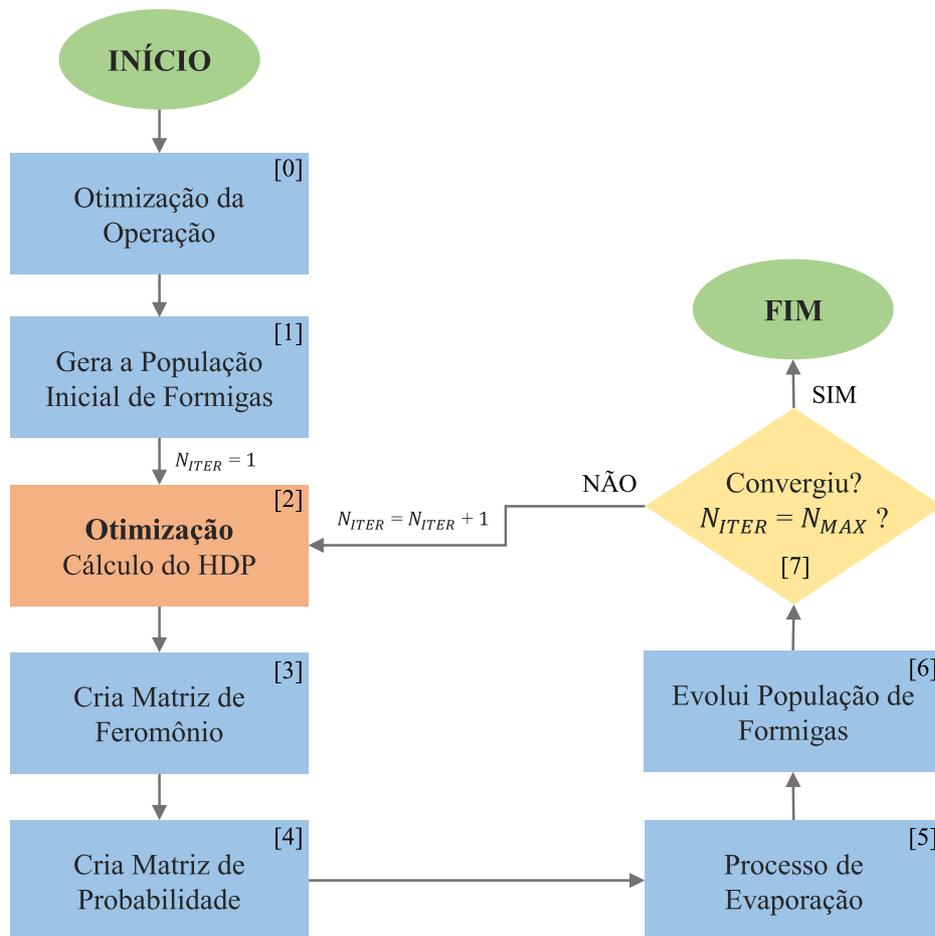


Fonte: Elaborada pela autora.

3.2.3 Aplicação do ACO na Otimização da Agenda de Manutenção

Como já mencionado anteriormente, o objetivo do processo de otimização desenvolvido é minimizar o HEDP do horizonte de estudo de acordo com planejamento de manutenções das unidades geradoras. Nesse sentido, a meta-heurística do ACO será empregada para otimizar o início de cada manutenção das UGs, visando a minimização do HEDP. O fluxograma apresentado na Figura 10 mostra todos os passos da metodologia proposta, os quais serão explicados detalhadamente na sequência.

Figura 10 – Fluxograma da metodologia proposta.



Fonte: Elaborada pela autora.

Etapa 0 – Otimização da Operação: Primeiramente, o processo se inicia com a otimização da operação diária de cada UG da usina ao longo do horizonte de planejamento. Esse passo é essencial para encontrar o ponto de operação ótimo da usina, considerando as restrições do sistema. As Equações 3.13 - 3.18 apresentam a otimização dessa etapa.

$$\min vvert = \sum_{d=1}^D vvert_d \quad (3.13)$$

Sujeito a:

$$vturb_d = \sum_{g=1}^G op_{g,d} \cdot \overline{vturb}_{g,d} \quad \forall d \in D \quad (3.14)$$

$$vturb_d + vvert_d = vafl_d \quad \forall d \in D \quad (3.15)$$

$$op_{g,d} + manut_{g,d} = 1 \quad \forall manut_{g,d} = 1, d \in D \quad (3.16)$$

$$op_{g,d}, manut_{g,d} \in [0, 1] \cap \mathbb{Z} \quad (3.17)$$

$$vturb_d, vvert_d \geq 0 \quad (3.18)$$

Onde:

$vvert_d$	Vazão vertida pela usina no dia d (m^3/s);
$vturb_d$	Vazão turbinada pela usina no dia d (m^3/s);
$op_{g,d}$	Modo operativo da unidade geradora g no dia d ;
$\overline{vturb}_{g,d}$	Turbinamento máximo da unidade geradora g no dia d (m^3/s);
$vafl_d$	Vazão afluyente no dia d (m^3/s);
$manut_{g,d}$	Estado da manutenção da unidade geradora g no dia d ;
D	Número de dias do horizonte de simulação.

Nesta etapa, é importante destacar que as manutenções ainda não são consideradas para a otimização da operação da usina hidrelétrica. Dessa forma, o estado operacional das UGs é simplificado para uma escolha binária entre "ligado" e "desligado", com o objetivo de otimizar a operação da usina dentro das restrições de vazão estabelecidas.

A matriz $manut$ é empregada no equacionamento do modelo, particularmente na Equação 3.16, é inicializada com valores zerados, portanto, não tem impacto na otimização da variável op . Essa matriz será atualizada apenas ao término do processo de otimização do ACO para refletir as alocações de manutenção.

É relevante destacar que a otimização descrita anteriormente apresenta um tempo computacional bastante eficiente. Após a otimização inicial do estado operativo das UGS, o ACO será responsável por realizar a alocação das manutenções, como será detalhado nas etapas subsequentes.

Etapa 1 – Gera População Inicial: Para iniciar o uso do ACO é necessário decidir o tamanho da população inicial, ou seja, o tamanho da colônia de formigas (número de indivíduos). No caso da aplicação proposta cada indivíduo tem o seguinte formato:

$$Ind_1 = [d_1 \quad d_2 \quad \dots \quad d_{N_{UG}}]$$

O indivíduo do problema será formado pelo dia de início da manutenção de cada unidade geradora. Dessa forma, o número de colunas será a quantidade de UGs da usina (N_{UG}) e o valor de cada elemento será o dia de início da manutenção.

Etapa 2 – Cálculo do HEDP: Após sortear os indivíduos, é calculado o vertimento causado pelas manutenções alocadas ($vvert_hedp_d^{ind}$) e o HEDP de cada indivíduo, conforme apresentado na Equação 3.19.

$$HEDP_d^{ind} = \frac{vvert_hedp_d^{ind}}{\left(\frac{G^*}{\sum_g vturb_{g,d}}\right)/G^*} \cdot 24 \quad \forall d \in D \quad (3.19)$$

A FOB de cada indivíduo é o HEDP total no horizonte de planejamento da usina, conforme a Equação 3.20.

$$FOB_{ind} = \sum_{d=1}^D HEDP_d^{ind} \quad (3.20)$$

Etapa 3 – Matriz de Feromônio (MF): A matriz de feromônio é obtida através do somatório de $1/FOB$, para problemas de minimização, como o problema proposto. Para exemplificar, considere três indivíduos e o valor de FOB associado a eles:

$$Ind_1 = [1 \quad 2 \quad 2] \quad FOB = X$$

$$Ind_2 = [2 \quad 3 \quad 3] \quad FOB = Y$$

$$Ind_3 = [1 \quad 3 \quad 1] \quad FOB = Z$$

Dessa forma, MF seria:

$$MF = \begin{bmatrix} 1/X + 1/Z & 0 & 1/Z \\ 1/Y & 1/X & 1/X \\ 0 & 1/Y + 1/Z & 1/Y \end{bmatrix}$$

Observe ainda que a cada iteração cada posição de MF é acrescida de $1/FOB$ dos novos indivíduos.

Etapa 4 – Matriz de Probabilidade (MP): Para obter a MP basta dividir cada elemento da matriz MF pelo somatório da coluna que este elemento se encontra, e por fim, multiplicar por 100, conforme apresentado na Equação 3.21.

$$MP_{d,g} = \frac{MF_{d,g}}{\sum_{d=1}^D MF_{d,g}} \times 100 \quad \forall g \in G \quad (3.21)$$

Etapa 5 – Evaporação: Aplica-se uma taxa de evaporação ρ na MF obtida na **Etapa 3**. Conforme abaixo:

$$MF = (1 - \rho) \cdot MF \quad (3.22)$$

A taxa de evaporação é utilizada para representar o processo natural de dissipação do feromônio depositado pelas formigas. O uso dessa taxa é crucial para que o algoritmo mantenha uma diversidade maior de soluções ao longo das iterações, impedindo que as formigas fiquem presas em subótimos locais.

Etapa 6 – Evolução da População: Após as etapas anteriores é necessário sortear os novos indivíduos. Esse sorteio é direcionado considerando o depósito de feromônio pela MF. Nesta etapa, os indivíduos evoluem ou são sorteados aleatoriamente para representar as formigas que não seguem o feromônio e as soluções não fiquem totalmente enviesadas. Dessa forma, nessa etapa, há duas possibilidades para cada indivíduo da população de formigas através de um sorteio aleatório de um valor entre 0-100%:

I - Evolução aleatória: Caso o valor sorteado seja menor ou igual que 20% o novo indivíduo é sorteado aleatoriamente entre os dias possíveis para cada UG.

II - Evolução por feromônio: Caso o valor sorteado seja maior que 20%, o indivíduo será evoluído através da MP. Abaixo segue um exemplo de como a matriz de probabilidade (MP) é tratada.

$$MP = \begin{bmatrix} 60\% & 0 & 35\% \\ 40\% & 30\% & 55\% \\ 0 & 70\% & 10\% \end{bmatrix}$$

Na matriz de probabilidade, cada elemento $MP_{d,g}$ representa a probabilidade de iniciar a manutenção da unidade geradora g no dia d . Dessa forma, para cada indivíduo, o dia de início da manutenção para a unidade geradora g é selecionado aleatoriamente, com base nas probabilidades encontradas na Matriz de Probabilidades. Isso é feito da seguinte maneira conforme a Equação :

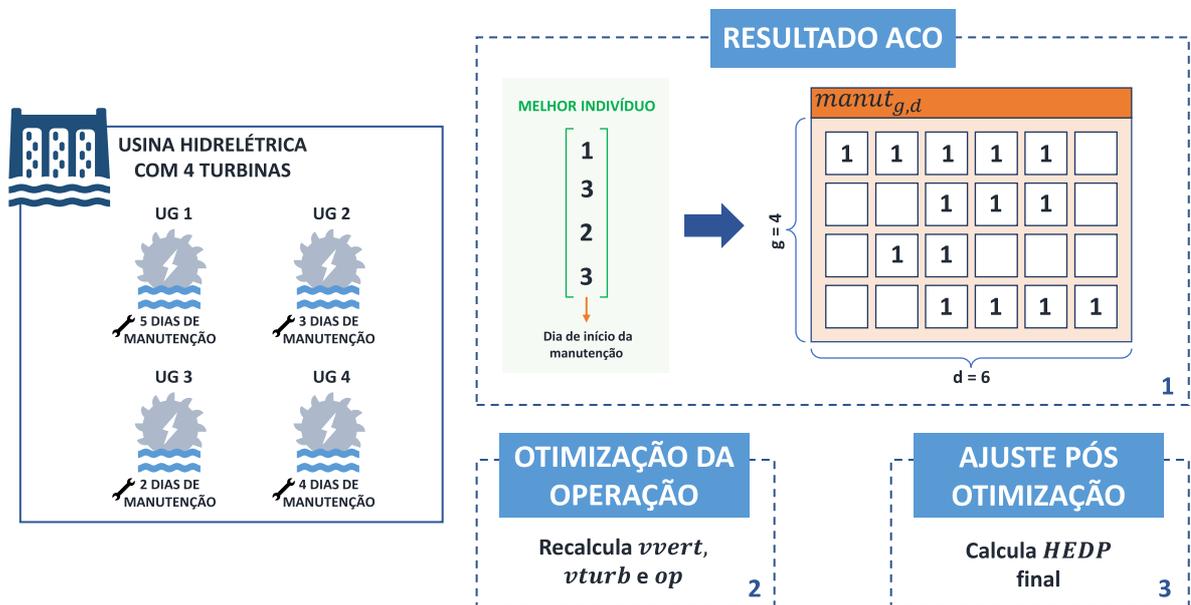
$$ind_g \sim \text{Distribuição Discreta}(\{1, 2, 3, \dots, D\}; MP_g) \quad (3.23)$$

Etapa 7 – Convergência: No final do processo verifica-se a convergência do problema de acordo com o critério de parada escolhido. Nesta aplicação o critério de

parada foi número máximo de iterações N_{MAX} . Caso o problema não tenha atingido a convergência volte a **Etapa 2**, caso contrário, pare.

Para exemplificar o processo, considere uma usina hidrelétrica composta por 4 UGs, conforme ilustrado na Figura 11. Ao final das iterações do ACO, é determinado o melhor indivíduo para o caso, o qual define a matriz $manut$, essa situação é exemplificada em [1] na figura abaixo. Com o calendário de manutenções definido pelo ACO, executa-se a otimização da operação novamente utilizando as Equações 3.13 a 3.18 para obter o ponto de operação da usina considerando as manutenções. Por fim, são realizados os ajustes pós-otimização, os quais foram explicados na Seção 3.1 (Figura 7).

Figura 11 – Exemplo da proposta.



Fonte: Elaborada pela autora.

4 ESTUDO DE CASO

A metodologia proposta foi aplicada em três cenários distintos: dois casos menores de teste (casos tutoriais) e o caso real da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio. Esses casos de teste menores foram fundamentais devido à magnitude e complexidade do cenário real da usina, que será detalhado posteriormente. Além disso, esses casos de teste permitiram ajustar e validar os parâmetros do algoritmo *Ant Colony Optimization* (ACO) antes de sua aplicação no contexto real.

Durante os testes, foram explorados diversos os parâmetros do ACO, ajustando-os de acordo com as características específicas de cada cenário de teste. Esses ajustes foram realizados com o intuito de otimizar o desempenho do algoritmo e garantir resultados consistentes. Além disso, os resultados obtidos foram comparados com os resultados obtidos pelo método de busca exaustiva. Este método consiste em uma abordagem computacional que avalia todas as possíveis soluções dentro de um espaço de busca, garantindo a identificação da solução ótima. No entanto, devido à sua natureza computacionalmente intensiva, esse método é impraticável para problemas de grande escala, como o caso real da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio. Assim, os casos de teste menores foram essenciais para fornecer uma referência de comparação para a avaliação da eficácia do ACO. Todos os dados empregados nessas simulações estão disponíveis no Apêndice B.

Nesta seção, serão detalhados os dados dos casos utilizados, os parâmetros empregados e as análises que serão realizadas, visando a consolidação dos resultados do modelo de agendamento desenvolvido e a avaliação da eficácia do uso do ACO.

4.1 CASO DE TESTE 1 (2 UGs)

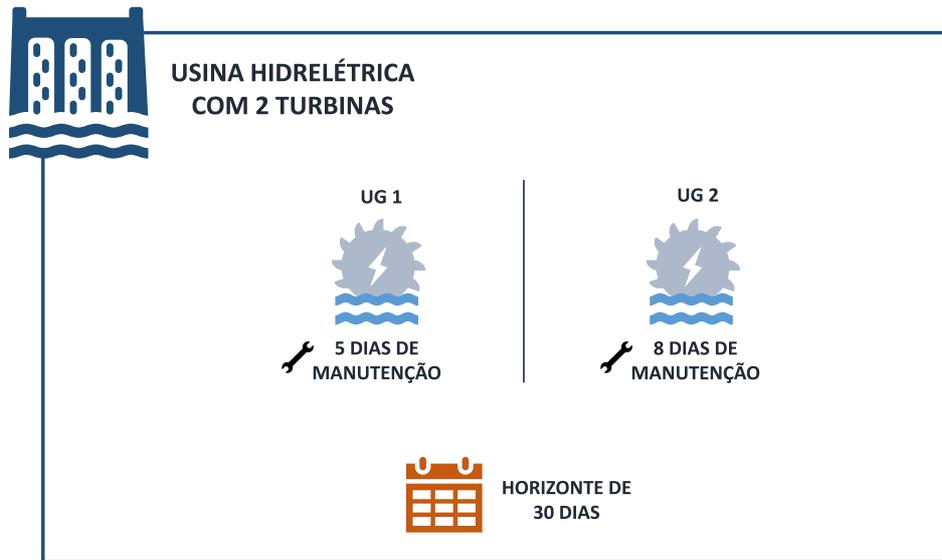
Para avaliar o desempenho do ACO, foi desenvolvido um caso de teste de menor escala em comparação com o cenário real. Este caso de teste foi configurado considerando um horizonte de simulação mais curto, um número reduzido de unidades geradoras e intervalos menores para as manutenções. Essas características foram selecionadas para simplificar o problema, permitindo uma análise mais detalhada do comportamento do algoritmo. O primeiro caso de teste é descrito em detalhes na Figura 12.

Além do horizonte de simulação, o número de UGs, a duração da manutenção, a vazão afluyente da usina e a vazão turbinada máxima de cada UG também são parâmetros de entrada do problema. A Figura 13 apresenta o gráfico do volume turbinado máximo das UGs e a vazão afluyente na usina para cada dia da simulação.

As dimensões do Caso de Teste 1 estão detalhadas na Tabela 2.

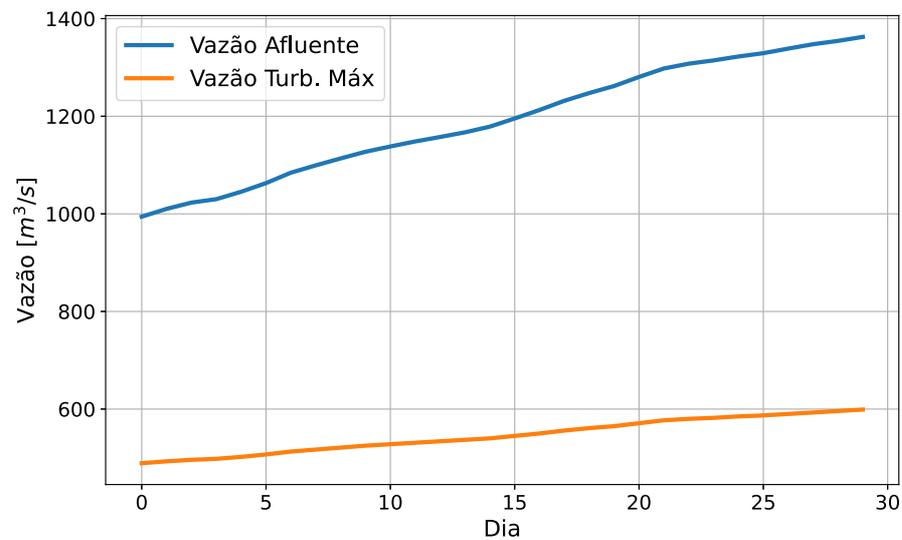
Este problema apresenta 550 combinações de soluções possíveis, as quais podem ser calculadas utilizando a fórmula matemática descrita na Equação 3.9.

Figura 12 – Caso de Teste 1: Representação do caso.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 13 – Caso de Teste 1: Vazão afluyente e vazão turbinada Máxima.



Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 2 – Caso de Teste 1: Dimensões do problema.

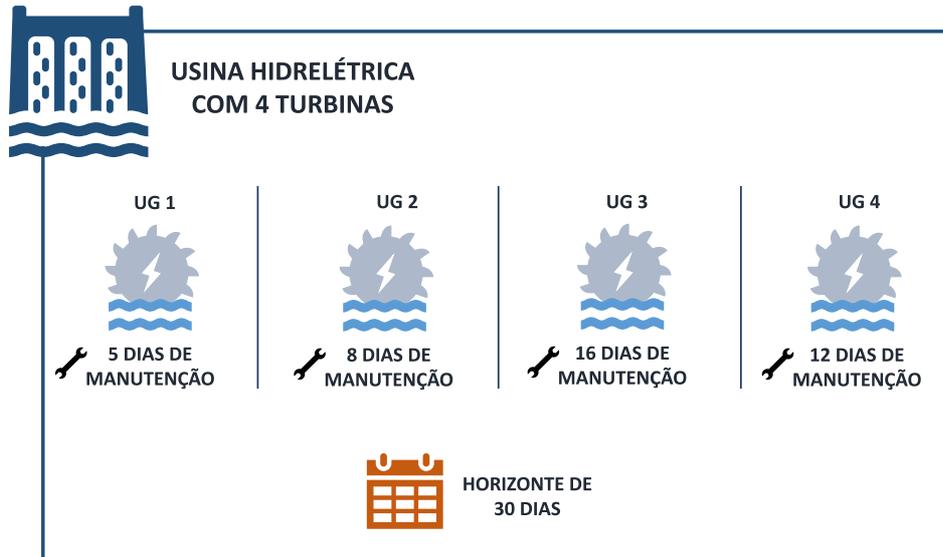
Tipo	Quantidade
Variáveis Binárias	62
Variáveis Contínuas	30
Restrições Disjuntivas	2

Fonte: Elaborada pela autora.

4.2 CASO DE TESTE 2 (4 UGs)

Para prosseguir com a avaliação do desempenho do ACO, foi desenvolvido o Caso de Teste 2, também configurado em dimensões menores em relação ao caso real. Os detalhes desse caso podem ser visualizados na Figura 12.

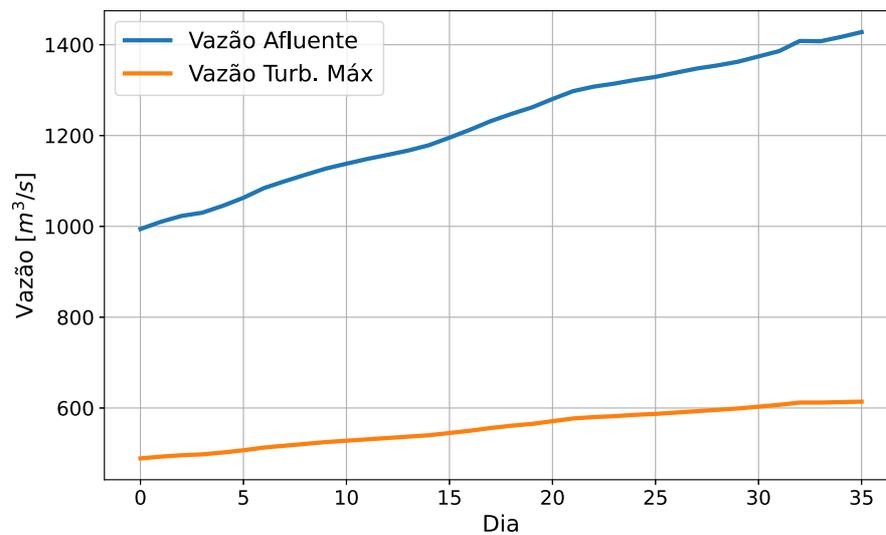
Figura 14 – Caso de Teste 2: Representação do caso.



Fonte: Elaborada pela autora.

A vazão afluyente na usina e a vazão turbinada máxima de cada UG para cada dia do horizonte de simulação são apresentadas na Figura 13.

Figura 15 – Caso de Teste 2: Vazão afluyente e vazão turbinada Máxima.



Fonte: Elaborada pela autora.

As dimensões do problema considerando o Caso de Teste 2 são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Caso de Teste 2: Dimensões do problema.

Tipo	Quantidade
Variáveis Binárias	124
Variáveis Contínuas	30
Restrições Disjuntivas	4

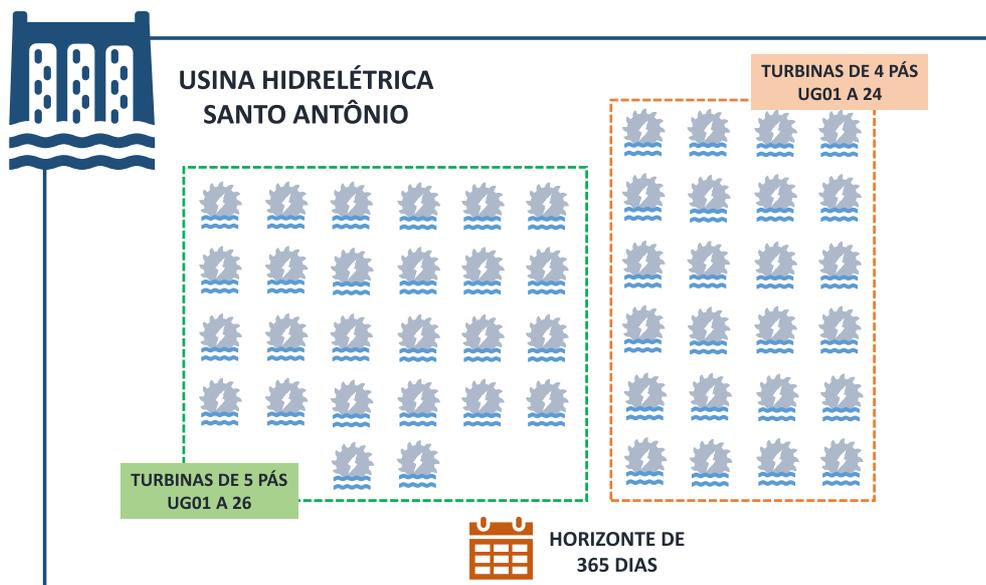
Fonte: Elaborada pela autora.

Neste caso o problema apresenta 138.600 combinações de soluções possíveis, as quais também foram calculadas utilizando a fórmula matemática descrita na Equação 3.9.

4.3 CASO REAL (50 UGs - SAE)

A metodologia proposta será aplicada em um cenário real de grande relevância para o Brasil, a Usina Hidrelétrica de Santo Antônio, localizada às margens do Rio Madeira em Porto Velho, Rondônia. Essa usina opera com turbinas do tipo bulbo, caracterizando-se pela modalidade de operação fio d'água, que possui um reservatório de tamanho reduzido. Composta por um total de 50 unidades geradoras, sendo 24 equipadas com turbinas de 4 pás e 26 com turbinas de 5 pás, cada uma dessas unidades possui uma potência de 71,6 MW, resultando em uma capacidade instalada de 3.568 MW (SAE, 2023). A Figura 16 oferece uma representação visual da usina hidrelétrica.

Figura 16 – Caso Real: Representação da UHSN.



Fonte: Elaborada pela autora.

Atualmente, a Usina de Santo Antônio opera com turbinas do tipo Bulbo, com uma energia assegurada de 2.424,20 MWmed, sendo considerada a quarta maior geradora hídrica do país. A usina está totalmente integrada ao Sistema Interligado Nacional por meio de uma linha de transmissão de 525 kV conectada a Cuiabá. Além disso, fornece energia para o sistema Acre-Rondônia, atendendo a 40% do consumo total desses dois estados (SAE, 2023).

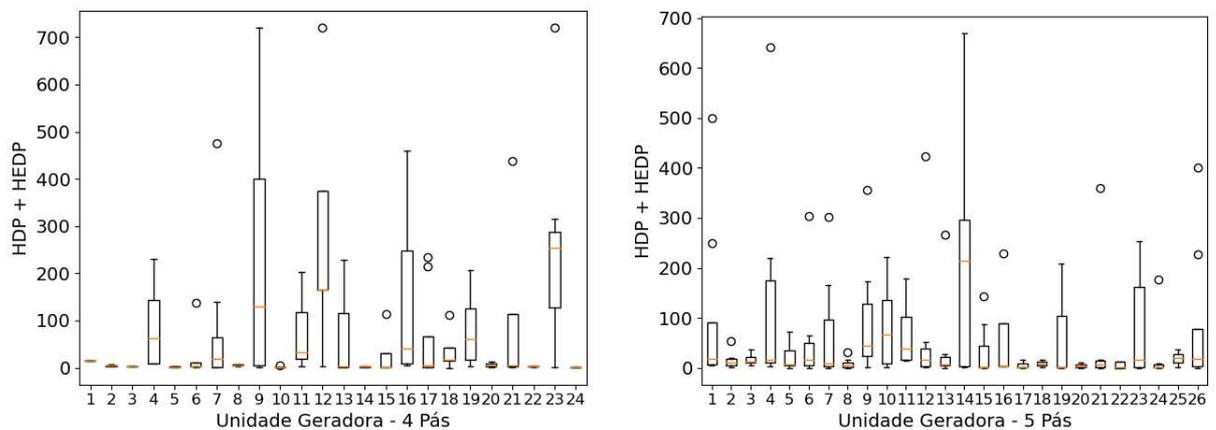
Como mencionado anteriormente, a usina possui, estabelecido em contrato, os valores de Indisponibilidade Programada igual a 0% e a Taxa Equivalente de Interrupção Forçada igual a 0,5%. Com isso, é possível calcular o Índice de Disponibilidade de Referência da UHSN aplicando os valores contratuais na Equação 4.1, conforme apresentado abaixo.

$$\begin{aligned}
 ID &= (1 - IP) \times (1 - TEIF) \\
 ID_{UHSN} &= (1 - 0) \times (1 - 0,005) \\
 ID_{UHSN} &= 0,995 \text{ ou } 99,5\%
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

Neste caso, mensalmente, o cálculo do FID da usina é realizado utilizando o valor de referência de 99,5%. Dessa forma, quando o IDv for menor que o ID, ou seja, quando a disponibilidade for menor do que o valor especificado em contrato, o FID da UHSN será menor que 1, resultando na aplicação do MRA com a redução de sua garantia física para efeitos de contratação de energia no MRE.

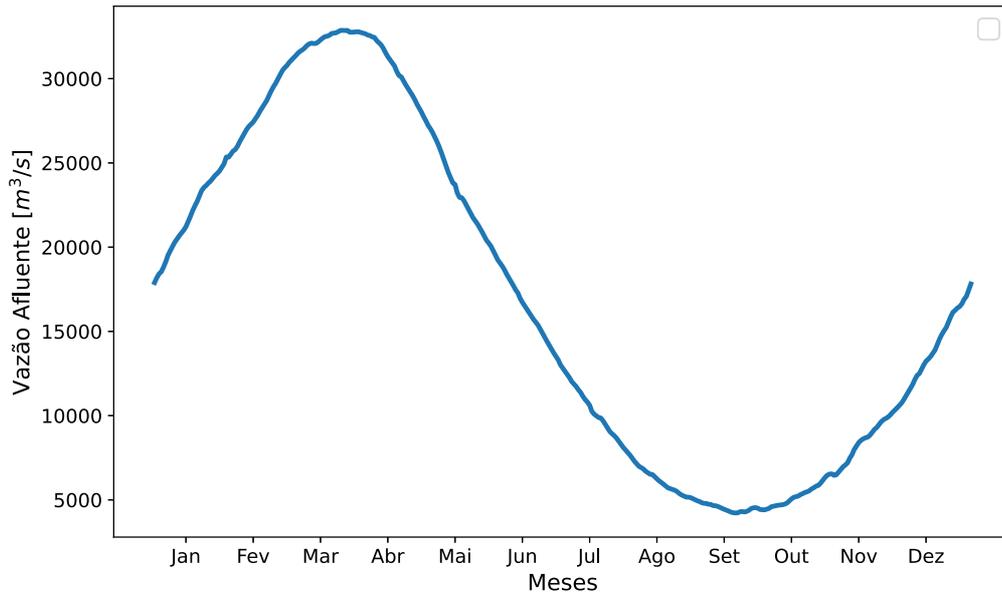
Para obter uma visualização melhor da situação da usina, foram gerados gráficos representando o comportamento de cada uma das turbinas da UHSN, frente aos principais indicadores HDP e HEDP. Dessa forma, a Figura 17 apresenta os gráficos *boxplot* dos indicadores HDP somados ao HEDP, para as turbinas de 4 pás e 5 pás, respectivamente. Os valores considerados nos gráficos são dados históricos da usina a desde o ano de 2017, que trata-se do ano em que todas as 50 turbinas estavam em operação comercial.

Figura 17 – *Boxplot* de HDP + HEDP das turbinas de 4 e 5 pás.



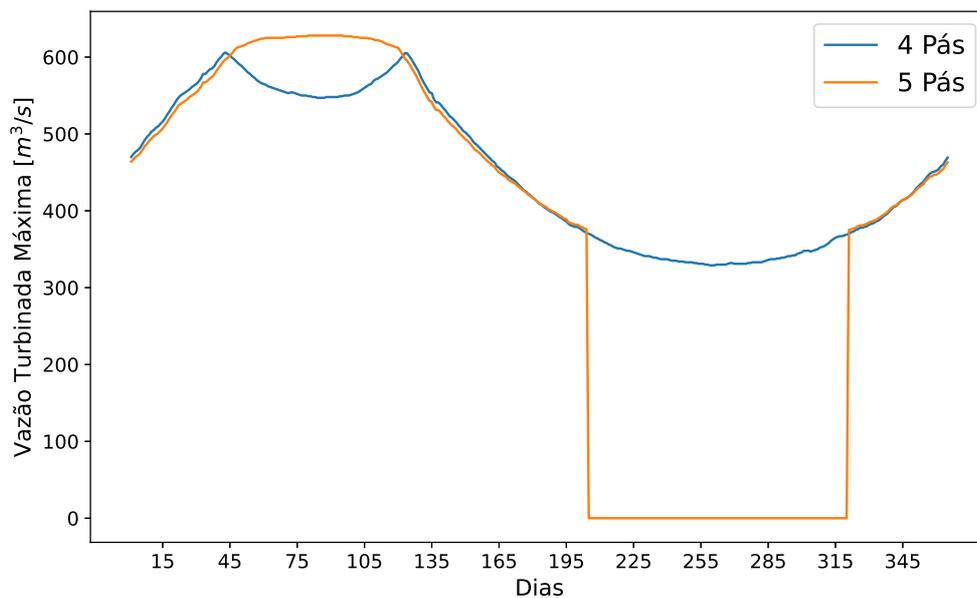
O calendário de manutenções das unidades geradoras da UHSN, geralmente é planejado para um horizonte de um ano. Dessa forma, a metodologia proposta foi simulada considerando um planejamento de 365 dias. Os dados referentes à vazão afluyente na usina e à vazão turbinada máxima de cada UG de 4 e 5 pás, para cada dia do horizonte, podem ser visualizados nas Figuras 18 e 19, respectivamente.

Figura 18 – Caso Real: Vazão afluyente na usina.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 19 – Caso Real: Vazão turbinada máxima das UGs de 4 e 5 pás.



Fonte: Elaborada pela autora.

É importante destacar que as unidades geradoras de 5 pás não têm capacidade de operar durante períodos de baixa vazão da usina, devido à altura de queda mínima necessária para seu funcionamento. Esse detalhe pode ser observado pela curva de vazão turbinada máxima na Figura 19.

As manutenções programadas para cada UG são definidas previamente pelos engenheiros da usina. Na Tabela 4, é apresentada a duração dessas manutenções para cada unidade geradora, baseados em dados reais programados para a usina e que foram utilizadas na simulação.

Tabela 4 – Caso Real - Duração das manutenções por unidade geradora.

4 pás		5 pás	
UG	Duração da Manutenção	UG	Duração da Manutenção
1	45	1	53
2	53	2	71
3	38	3	66
4	0	4	55
5	49	5	21
6	33	6	17
7	0	7	10
8	25	8	63
9	29	9	55
10	32	10	38
11	74	11	59
12	46	12	32
13	42	13	19
14	29	14	41
15	31	15	27
16	27	16	59
17	29	17	30
18	24	18	26
19	18	19	16
20	22	20	89
21	41	21	19
22	57	22	40
23	21	23	19
24	25	24	88
		25	45
		26	27

Fonte: Elaborada pela autora.

As dimensões do problema considerando o caso real, simulado na UHSN, são mais complexas e envolvem um grande número de variáveis, como apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Caso Real: Dimensões do problema.

Tipo	Quantidade
Variáveis Binárias	18300
Variáveis Contínuas	365
Restrições Disjuntivas	50

Fonte: Elaborada pela autora.

Neste caso o problema apresenta $5,24^{125}$ combinações de soluções possíveis, as quais também foram calculadas utilizando a fórmula matemática descrita na Equação 3.9.

Todos os dados utilizados são valores reais da UHSN, entretanto, as 50 unidades geradoras, dentro dos seus respectivos grupos, 4 e 5 pás, foram renumeradas sequencialmente de 1 (um) até o número de total de UGs do grupo. Esse procedimento foi adotado com o objetivo de preservar a confidencialidade dos nomes originais das unidades geradoras.

5 RESULTADOS

Neste capítulo, serão apresentados os resultados obtidos a partir da simulação dos três casos propostos, com o intuito de consolidar a metodologia desenvolvida. Os casos de teste foram submetidos a 1000 simulações, todas partindo da mesma população inicial. Já para o caso real foram feitas 500 simulações, devido ao tempo computacional. Os parâmetros do ACO foram variados de forma a buscar o calendário de manutenções mais otimizado, visando a minimização de vertimentos sujeitos à penalidades.

Para evidenciar a eficácia do ACO na resolução do problema, foram utilizados gráficos do tipo *boxplot*. Para facilitar a interpretação dos resultados, o Apêndice A fornece uma descrição geral desses gráficos.

As simulações foram realizadas no computador com as seguintes configurações: Processador Intel® Core™ i7-8565U com 1.80GHz e 8 GB de RAM, Windows 11.

5.1 RESULTADOS DO CASO DE TESTE 1 (2 UGs)

O caso de teste 1 descrito na Seção 4.1 foi utilizado em quatro simulações. Em cada simulação foram modificados os parâmetros do ACO, variou-se o número máximo de gerações e número de indivíduos por geração. A Tabela 6 apresenta as combinações analisadas.

Tabela 6 – Caso de Teste 1: Variação de parâmetros do ACO.

Simulação	Nº de indivíduos	Nº de gerações
1	100	20
2	250	20
3	100	50
4	250	50

Fonte: Elaborada pela autora.

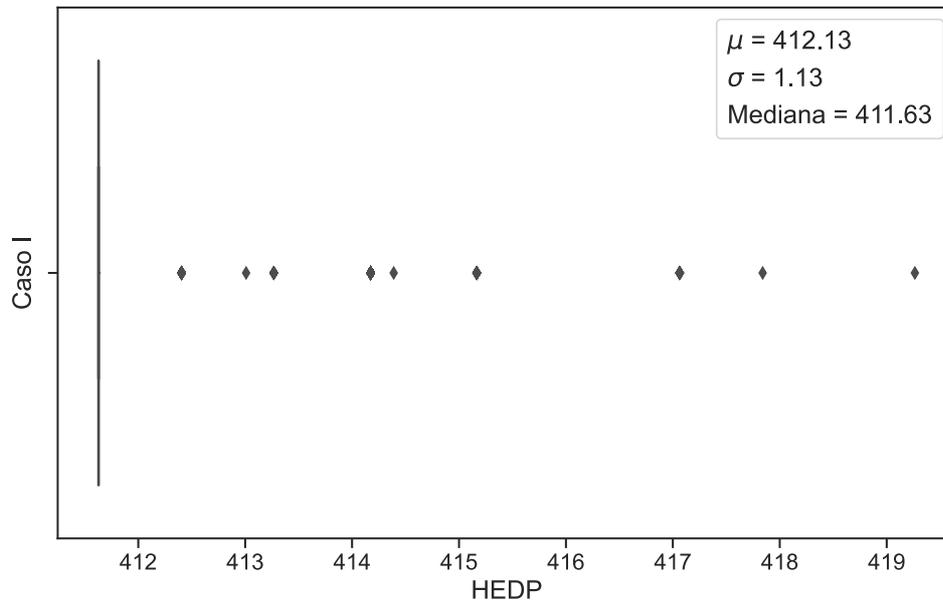
É importante ressaltar que a taxa de evaporação (ρ) do ACO foi mantida constante em 20% em todas as quatro simulações da otimização.

Os gráficos de *boxplot* referentes a cada uma das simulações podem ser visualizados nas Figuras 20, 21, 22 e 23. Analisando os gráficos observa-se que a variação do número de indivíduos teve um impacto mais significativo nos resultados em comparação com a alteração no número de gerações, que, isoladamente, não contribuiu para melhorias nos resultados.

Comparando os resultados, é possível concluir que os parâmetros mais eficazes foram os utilizados na simulação 4. A FOB mínima encontrada para este caso pelo método exaustivo foi de 411,63 horas. A simulação 4 foi aquela que apresentou uma média de FOB

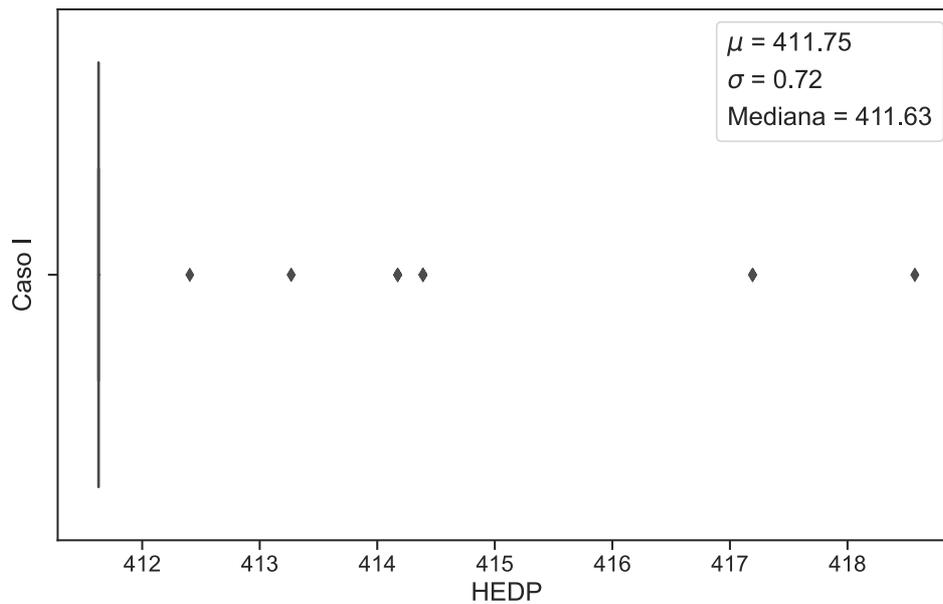
mais próxima desse mínimo. No entanto, nota-se que o resultado não foi consideravelmente melhor do que o da simulação 2, na qual apenas o número de indivíduos foi elevado. Portanto, é importante observar o tempo computacional necessário ao aumentar o número de gerações, uma vez que o impacto não foi significativo.

Figura 20 – Caso de Teste 1 e Simulação 1: *Boxplot* de HEDP.



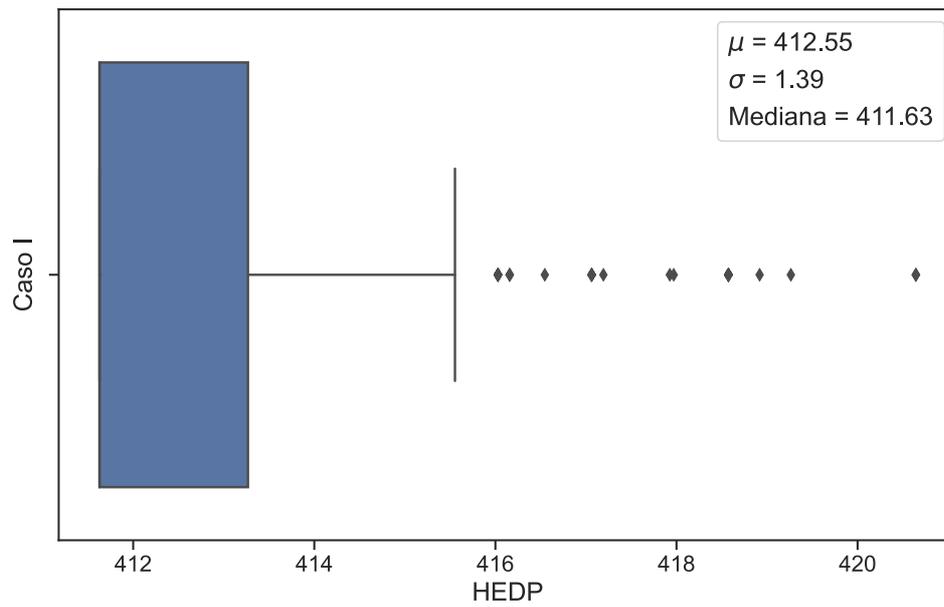
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 21 – Caso de Teste 1 e Simulação 2: *Boxplot* de HEDP.



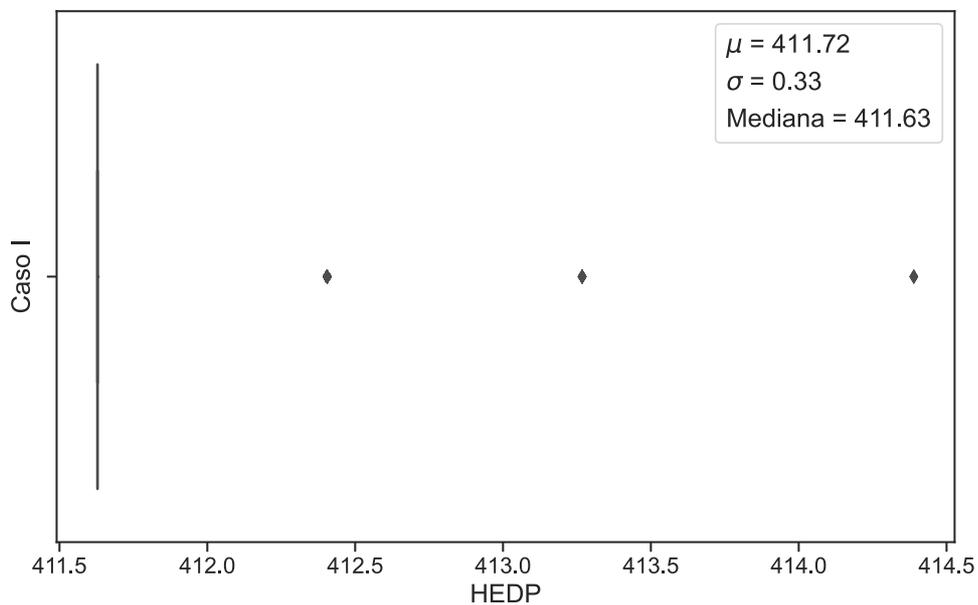
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 22 – Caso de Teste 1 e Simulação 3: *Boxplot* de HEDP.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 23 – Caso de Teste 1 e Simulação 4: *Boxplot* de HEDP.



Fonte: Elaborada pela autora.

A Tabela 7 apresenta a taxa de acerto em cada uma das simulações. A taxa de acerto representa a porcentagem das rodadas do ACO que atingiram o mínimo global encontrado pelo método exaustivo.

Tabela 7 – Caso de Teste 1: Taxa de acerto do ACO.

Simulação	Taxa de acerto (%)
1	80,3
2	96,5
3	56,7
4	97,4

Fonte: Elaborada pela autora.

5.2 RESULTADOS DO CASO DE TESTE 2 (4 UGs)

Analogamente ao caso de teste 1, o caso de teste 2 descrito na Seção 4.2 também foi utilizado em quatro simulações. Em cada uma delas, os parâmetros do ACO foram ajustados, variando o número máximo de gerações e o número de indivíduos por geração. A Tabela 8 apresenta as combinações analisadas.

Tabela 8 – Caso de Teste 2: Variação de parâmetros do ACO.

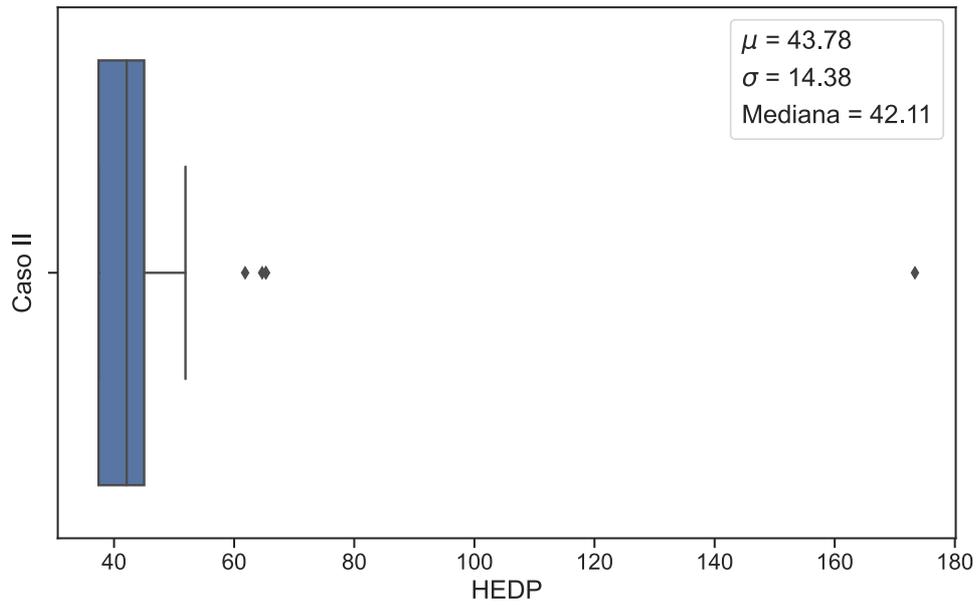
Simulação	Nº de indivíduos	Nº de gerações
1	100	20
2	250	20
3	100	50
4	250	50

Fonte: Elaborada pela autora.

É importante ressaltar que a taxa de evaporação (ρ) do ACO foi mantida constante em 40% em todas as quatro simulações da otimização.

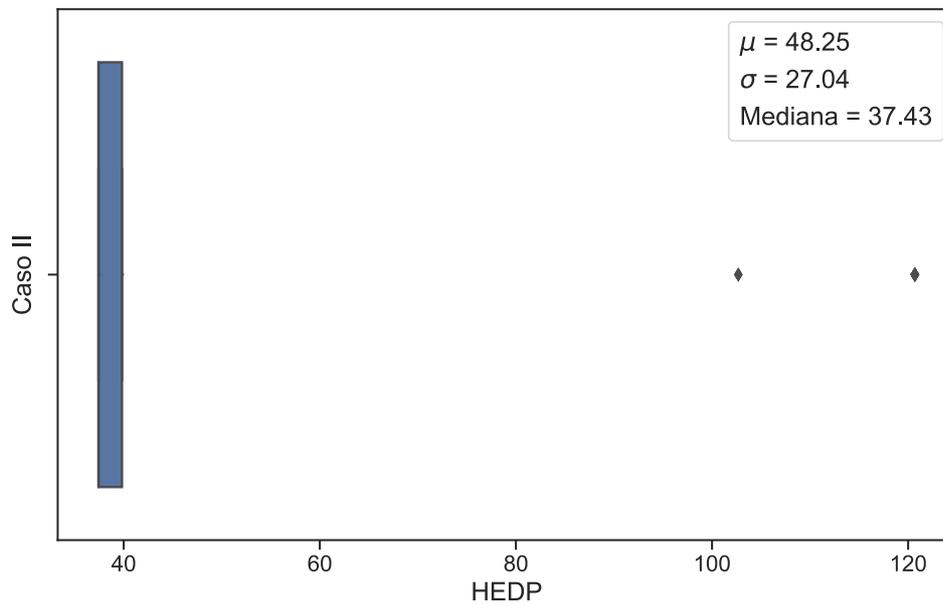
Os gráficos de boxplot referentes a cada uma das simulações podem ser visualizados nas Figuras 24, 25, 26 e 27. Analisando os gráficos, observa-se que a variação do número de indivíduos teve um impacto mais significativo nos resultados do que a alteração no número de gerações. Comparando os resultados, é possível concluir que os parâmetros mais eficazes foram os utilizados na simulação 4. A busca exaustiva encontrou uma FOB mínima de 37,43 horas, e a simulação 4 foi a que a FOB média mais se aproximou do ótimo global.

Figura 24 – Caso de Teste 2 e Simulação 1: *Boxplot* de HEDP.

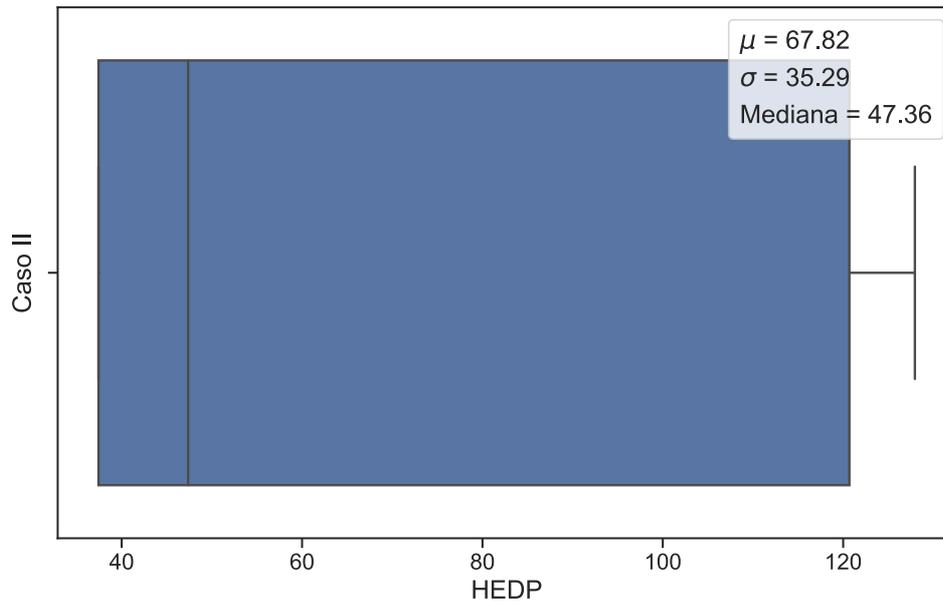


Fonte: Elaborada pela autora.

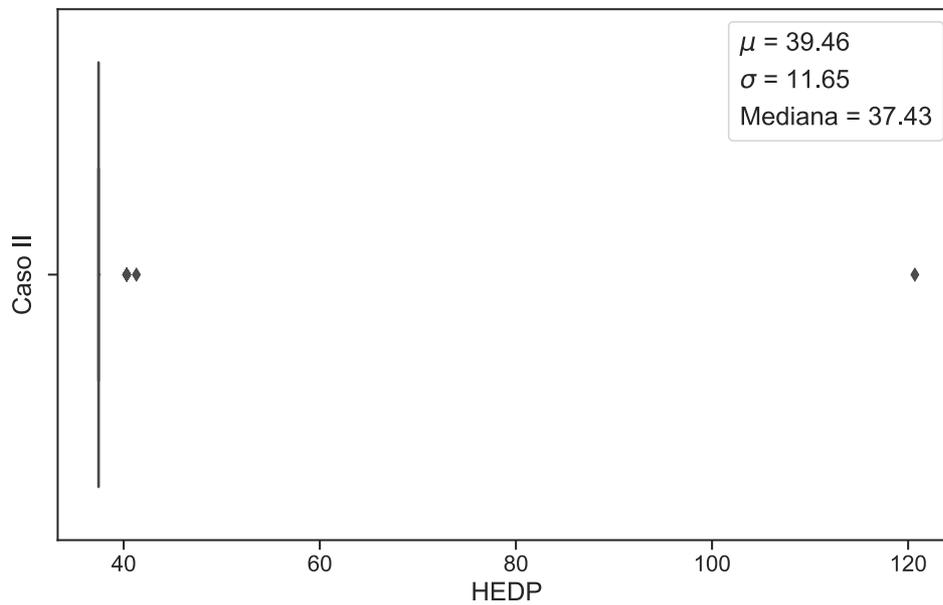
Figura 25 – Caso de Teste 2 e Simulação 2: *Boxplot* de HEDP.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 26 – Caso de Teste 2 e Simulação 3: *Boxplot* de HEDP.

Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 27 – Caso de Teste 2 e Simulação 4: *Boxplot* de HEDP.

Fonte: Elaborada pela autora.

A Tabela 9 apresenta a taxa de acerto em cada uma das simulações.

Tabela 9 – Caso de Teste 2: Taxa de acerto do ACO.

Simulação	Taxa de acerto (%)
1	41,1
2	71,3
3	32,3
4	84,8

Fonte: Elaborada pela autora.

5.3 RESULTADOS DO CASO REAL (50 UGs - SAE)

Para o caso real descrito na Seção 4.3, serão apresentados os resultados da simulação realizada com base nos parâmetros do ACO indicados na Tabela 10.

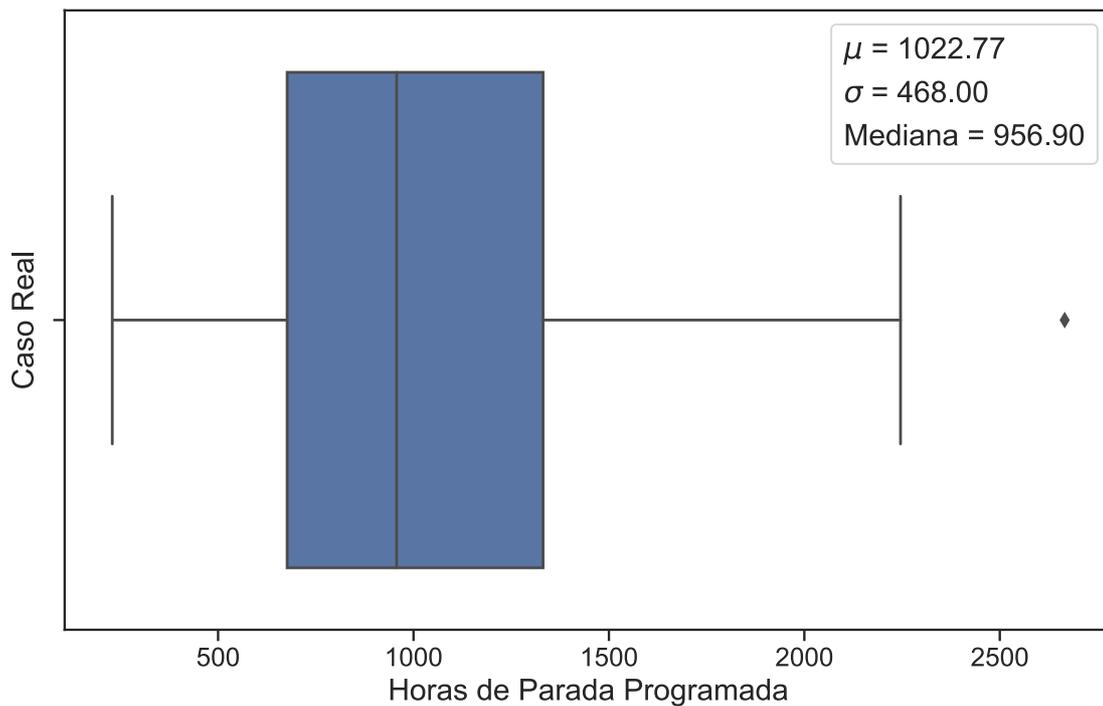
Tabela 10 – Caso Real: Parâmetros do ACO.

Número de indivíduos	Número de gerações	Taxa de evaporação (%)
500	50	20

Fonte: Elaborada pela autora.

O gráfico de boxplot referente aos resultados das 500 simulações realizadas para o caso real pode ser visualizado na Figura 28.

Figura 28 – Caso Real: *Boxplot* de HEDP.



Fonte: Elaborada pela autora.

Analisando o gráfico, observa-se que a média das FOB encontradas nas simulações foi de 1022,77 horas equivalentes de desligamento programado. Destaca-se que a dispersão dos resultados é baixa e estão concentrados em uma faixa relativamente estreita de valores, entre o primeiro e o terceiro quartil, considerando a complexidade do problema e o grande número de combinações para os dias de manutenção. Nota-se também que 50% dos valores encontrados estão abaixo de 956,90 valor da mediana exibida no gráfico.

A Tabela 11 apresenta a taxa de acerto das 500 simulações realizadas separadas por faixa de valores.

Tabela 11 – Caso Real: Parâmetros do ACO.

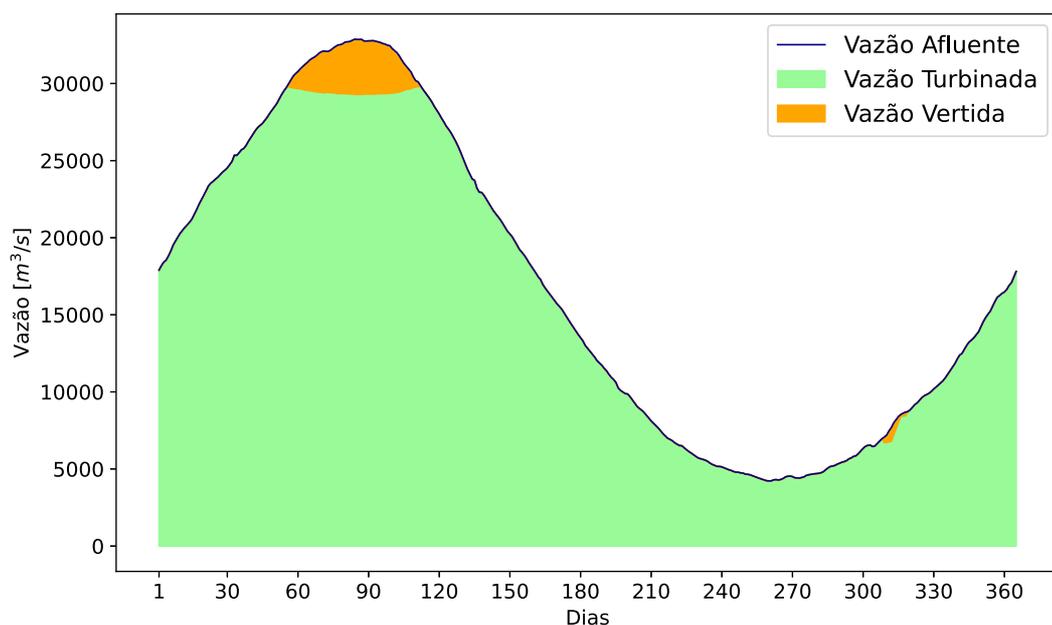
Faixa	Taxa de acerto (%)
0 – 500	13
500 – 1000	40
1000 – 1500	31
1500 – 2000	13

Fonte: Elaborada pela autora.

É importante destacar que, conforme apresentado na Seção 4.3, dado o elevado número de combinações do problema ao considerar a UHSN, a aplicação do método exaustivo torna-se inviável devido à limitações computacionais. Entretanto, os resultados fornecem ao agente uma agenda de manutenção com baixo número de penalizações ao longo do ano, sendo que o valor médio de HEDP encontrado é inferior ao que a UHSN foi penalizada no passado, como evidenciado na Figura 17.

A partir dos resultados obtidos das 500 simulações, foi selecionado o indivíduo com a menor FOB para apresentar os dados de operação da usina. O HEDP do melhor resultado foi de 229,24 horas. A Figura 29 mostra o gráfico da vazão turbinada e vertida da usina para o horizonte simulado.

Figura 29 – Caso Real: Vazão turbinada e vertida no horizonte de planejamento.

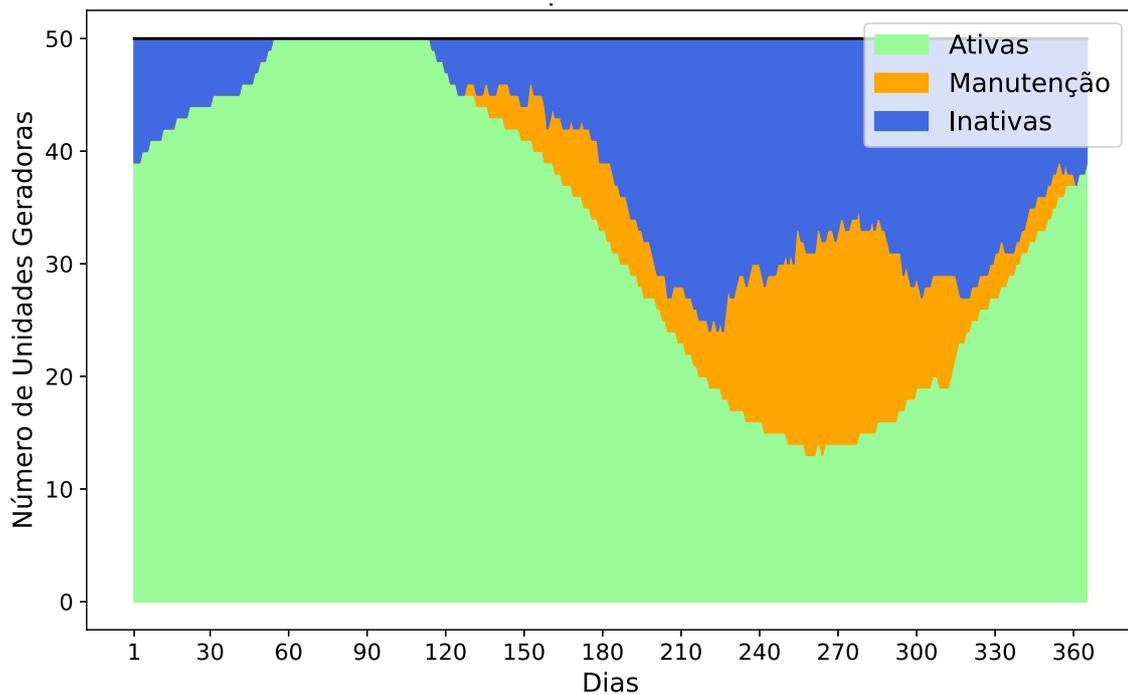


Fonte: Elaborada pela autora.

A otimização resultou em uma redução significativa da penalização, uma vez que ocorreu o vertimento durante o período de alta vazão, no qual a usina opera em sua capacidade máxima. Nesse cenário, o vertimento não é penalizável. No entanto, também ocorreu um pequeno vertimento durante o período de baixa vazão.

A Figura 30 traz o estado operativo das unidades geradoras da usina para o horizonte de planejamento simulado.

Figura 30 – Caso Real: Estado operativo das unidades geradoras da usina.

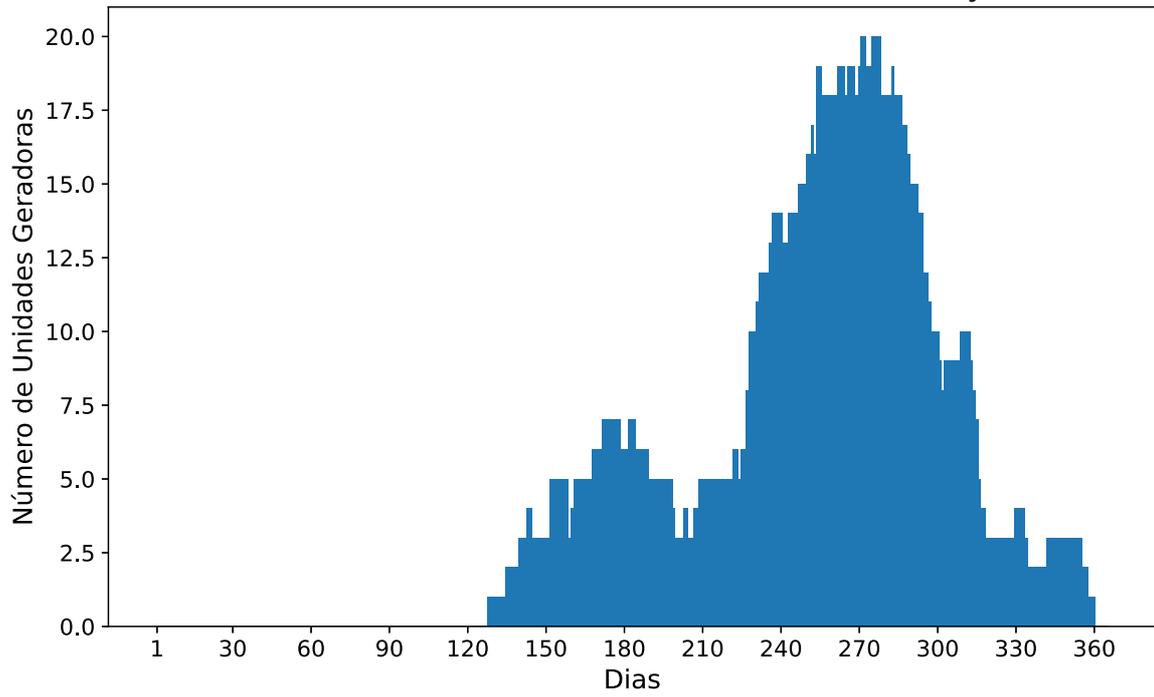


Fonte: Elaborada pela autora.

A Figura 31 mostra o número de unidades geradores em manutenção. Observa-se que a metodologia proposta utilizando o ACO respondeu de forma eficaz às restrições do problema, uma vez que todas as manutenções foram alocadas durante o período de baixa vazão, no qual as unidades geradoras de 5 pás não podem operar. Além disso, nenhuma manutenção foi alocada no início do ano, quando todas as UGs devem operar na sua capacidade máxima para atender a vazão afluyente na usina.

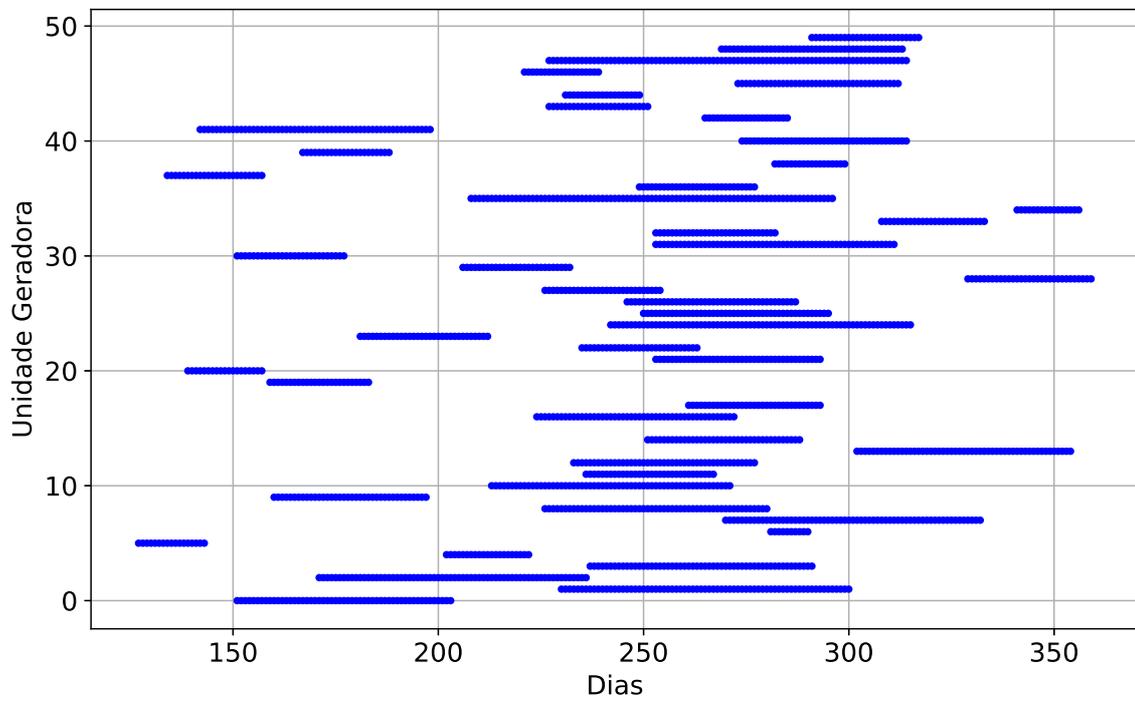
Por fim, com base na metodologia proposta, as manutenções necessárias foram programadas ao longo do ano de planejamento, respeitando suas respectivas durações e as restrições de continuidade aplicáveis. O calendário de manutenções resultante pode ser visualizado na Figura 32.

Figura 31 – Caso Real: Número de unidades geradoras em manutenção.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 32 – Caso Real: Calendário de manutenção otimizado.



Fonte: Elaborada pela autora.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou a utilização de uma meta-heurística na resolução da otimização da agenda de manutenção das unidades geradoras de uma usina hidrelétrica. A meta-heurística baseada na colônia de formigas teve como objetivo decidir em qual dia do ano cada UG deve iniciar a manutenção programada, atendendo as restrições do sistema e requisitos regulatórios. Assim, evita-se a necessidade de avaliar todas as combinações possíveis, o que seria inviável para sistemas de grande porte devido à quantidade excessiva de combinações.

O modelo proposto neste estudo considerou aspectos regulatórios, bem como restrições operativas e de duração e limitação da manutenção, com objetivo de minimizar vertimento de água por responsabilidade da usina, e conseqüentemente, minimizando penalizações financeiras.

Além disso, a metodologia aplicada foi capaz de alcançar bons resultados para o caso simulado com dados reais da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio. Observou-se um bom desempenho na identificação do ótimo global para os casos de teste e a capacidade de resolver o caso real da UHSN, que conta com 50 turbinas em um horizonte anual.

Portanto, conclui-se que o modelo proposto foi aplicado de maneira satisfatória, sendo validado com um caso real e cumprindo o objetivo de reduzir as penalizações regulatórias. Essa abordagem é de grande relevância para outras usinas hidrelétricas brasileiras de grande porte, destacando-se como uma solução viável para otimizar o planejamento de manutenções e minimizar custos operacionais.

REFERÊNCIAS

Laith Abualigah, Mohamed Abd Elaziz, Ahmad M Khasawneh, Mohammad Alshinwan, Rehab Ali Ibrahim, Mohammed AA Al-Qaness, Seyedali Mirjalili, Putra Sumari, and Amir H Gandomi. Meta-heuristic optimization algorithms for solving real-world mechanical engineering design problems: a comprehensive survey, applications, comparative analysis, and results. *Neural Computing and Applications*, pages 1–30, 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Tarifas de energia de otimização de serviços ancilares e pld são fixados para 2022, 2022a. URL <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/tarifas-de-energia-de-otimizacao-de-servicos-ancilares-e-pld-sao-fixados-para-2022>.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Tarifas de energia de otimização de serviços ancilares e pld são fixados para 2023, 2022b. URL <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/tarifas-de-energia-de-otimizacao-de-servicos-ancilares-e-pld-sao-fixados-para-2023>.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Agência define tarifas de energia de otimização de serviços ancilares e pld para 2024, 2023. URL <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/agencia-define-tarifas-de-energia-de-otimizacao-de-servicos-ancilares-e-pld-para-2024>.

ANEEL. Resolução normativa nº 614/2014, de 3 de junho de 2014, 2014. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014614.pdf>.

ANEEL. Sistema de informações de geração da aneel, 2024. Acessado em janeiro de 2024. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmMmQOLWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>.

Philippe Baptiste. Disjunctive constraints for manufacturing scheduling: Principles and extensions. *International Journal of Computer Integrated Manufacturing*, 9(4):306–310, 1996.

Michael L. Bynum, Gabriel A. Hackebeil, William E. Hart, Carl D. Laird, Bethany L. Nicholson, John D. Sirola, Jean-Paul Watson, and David L. Woodruff. *Pyomo—optimization modeling in python*, volume 67. Springer Science & Business Media, third edition, 2023.

CCEE. *Regras de Comercialização - Garantia Física*. Câmara de Comercialização de Energia, 2020a. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_adf.ctrl-state=nz5289y3q_1&_afLoop=475870402862164#!%40%40%3F_afLoop%3D475870402862164%26_adf.ctrl-state%3Dnz5289y3q_5.

CCEE. *Regras de Comercialização - Mecanismo de Realocação de Energia*. Câmara de Comercialização de Energia, 2020b. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_adf.ctrl-state=nz5289y3q_1&_afLoop=475870402862164#!%40%40%3F_afLoop%3D475870402862164%26_adf.ctrl-state%3Dnz5289y3q_5.

- Dan Chen and Zheng Xu. Optimal placement and sizing of electric vehicle charging stations in distribution systems considering load and uncertainty using improved ant colony optimization. *IEEE Access*, 10:31668–31680, 2022.
- CARLOS DUARTE COSTA. Metodologia de avaliação de investimentos em melhorias e eficiência de empreendimentos amortizados de geração para mitigar a indisponibilidade das usinas. *Instituto de tecnologia para o desenvolvimento–LACTEC*, 2017.
- Patrícia de Sousa Oliveira, Marcos Tadeu Barros de Oliveira, Elisa Oliveira, Lucas Reis Conceição, André Luís Marques Marcato, Giovani Santiago Junqueira, and Carlos Alberto Veiga de Alencar Junior. Maintenance schedule optimization applied to large hydroelectric plants: Towards a methodology encompassing regulatory aspects. *IEEE Access*, 9:29883–29894, 2021.
- Patrícia de Sousa Oliveira. *Otimização da Agenda De Manutenção das Turbinas de Uma Usina Hidrelétrica*. PhD thesis, PUC-Rio, 2021.
- Patrícia de Sousa Oliveira Silva, Marcos TB de Oliveira, Elisa Oliveira, Lucas R Conceição, Giovani S Junqueira, André LM Marcato, and Fernando Luiz Cyrino Oliveira. Performance evaluation of hydro generating units through the ahp method. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 33(3):1056–1065, 2022.
- Marco Dorigo. Optimization, learning and natural algorithms. *PhD Thesis*, 1992.
- Marco Dorigo, Vittorio Maniezzo, and Alberto Coloni. Ant system: optimization by a colony of cooperating agents. *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part B (Cybernetics)*, 26(1):29–41, 1996.
- Marco Dorigo, Mauro Birattari, and Thomas Stutzle. Ant colony optimization. *IEEE computational intelligence magazine*, 1(4):28–39, 2006.
- Ibrahim Elshafiey and Mohammed Abido. Enhanced ant colony optimization for optimal power flow considering renewable energy sources and demand response programs. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(2):1372–1382, 2021.
- John Forrest, Ted Ralphs, Stefan Vigerske, LouHafer, Bjarni Kristjansson, jpfasano, EdwinStraver, Miles Lubin, Haroldo Gambini Santos, rlougee, and Matthew Saltzman. coin-or/cbc: Version 2.9.9, July 2018. URL <https://doi.org/10.5281/zenodo.1317566>.
- Python Software Foundation. Site com documentação python 3.9.7. <https://docs.python.org/3/>, 2023. Acessado em outubro de 2021.
- Ítalo Tadeu de Carvalho Freitas Filho et al. Estratégia para gestão de ativos e minimização de riscos operacionais em sistema de geração hidroelétrica. 2014.
- Neha Khanduja and Bharat Bhushan. *Recent Advances and Application of Metaheuristic Algorithms: A Survey (2014–2020)*, pages 207–228. Springer Singapore, Singapore, 2021. ISBN 978-981-15-7571-6. doi: 10.1007/978-981-15-7571-6_10. URL https://doi.org/10.1007/978-981-15-7571-6_10.
- Uday Kumar and A. K. Singh. Challenges in maintenance scheduling: A review. *International Journal of Engineering Science and Technology*, 2015.

Laís Domingues Leonel. *Ferramentas de teoria dos jogos e inteligência de mercado aplicadas à estratégia de sazonalização de garantia física de usinas hidrelétricas objetivando maximização de resultados e controle de risco financeiro no Mecanismo de Realocação de Energia-MRE*. PhD thesis, Universidade de São Paulo, 2020.

Xiang Li and Zhengming Zeng. Ant colony optimization based energy management strategy for microgrid considering plug-in electric vehicles. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 69(1):551–561, 2022.

Jonas Linhares Melo, Antônio C Baleeiro Alves, Gelson AA Brigatto, and Lina PG Negrete. Mercado de energia elétrica: Volatilidade do preço spot e risco da geração hidrelétrica com despacho centralizado. *VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2016.

Zeng Meng, Gang Li, Xuan Wang, Sadiq M Sait, and Ali Rıza Yıldız. A comparative study of metaheuristic algorithms for reliability-based design optimization problems. *Archives of Computational Methods in Engineering*, 28:1853–1869, 2021.

Luciano Nascimento. Santo antônio energia questiona cobrança de r\$ 812 milhões. <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2018-04/santo-antonio-e-energia-questiona-cobranca-de-r-812-milhoes>, 2020. Acessado em maio de 2021.

Travis E. Oliphant et al. *NumPy Reference*. NumPy, 2023. URL <https://numpy.org/doc/stable/>.

Marcos Tadeu Barros de Oliveira, Patrícia de Sousa Oliveira Silva, Elisa Oliveira, André Luís Marques Marcato, and Giovani Santiago Junqueira. Availability projections of hydroelectric power plants through monte carlo simulation. *Energies*, 14(24):8398, 2021.

Raghav Prasad Parouha and Pooja Verma. Design and applications of an advanced hybrid meta-heuristic algorithm for optimization problems. *Artificial Intelligence Review*, 54:5931–6010, 2021.

Kanchan Rajwar, Kusum Deep, and Swagatam Das. An exhaustive review of the metaheuristic algorithms for search and optimization: taxonomy, applications, and open challenges. *Artificial Intelligence Review*, pages 1–71, 2023.

Venkata Mohan Ravipudi and P. Vijaya Kumar. Optimal allocation of energy storage systems in distribution networks using ant colony optimization. *Electric Power Systems Research*, 191:107189, 2021.

The Brazilian Report. *You country might be the size of a Brazilian state*. The Brazilian Report, 2024. URL <https://brazilian.report/society/2018/11/22/size-how-big-brazil-territory/>.

Reuters. Hidrelétrica de santo antônio entra na justiça contra cobrança de r\$ 812 milhões na ccee. <https://g1.globo.com/economia/noticia/hidreletrica-de-santo-antonio-entra-na-justica-contra-cobranca-de-r-812-milhoes-na-ccee.ghtml>, 2018. Acessado em janeiro de 2024.

SAE. Site oficial da hidrelétrica santo antônio energia. <http://www.santoantonioenergia.com.br>, 2023. Acessado em dezembro de 2023.

Gisele Maria de Oliveira Salles et al. Estimação de intervalos de tempo ótimos para a inspeção e manutenção de escovas em unidades geradoras da copel. Master's thesis, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2020.

Cristiane Toma Sokei. *Modelo de sazonalização da energia assegurada de usinas hidrelétricas utilizando algoritmos genéticos*. PhD thesis, Universidade de São Paulo, 2008.

Lincoln Braga e SOUZA. Judicialização no setor elétrico: desafios de gestão de projetos de geração hidrelétrica – estudo de caso da uhe santo antônio. 2019.

Matplotlib Development Team. *Matplotlib Documentation*. Matplotlib, 2023a. URL <https://matplotlib.org/stable/contents.html>.

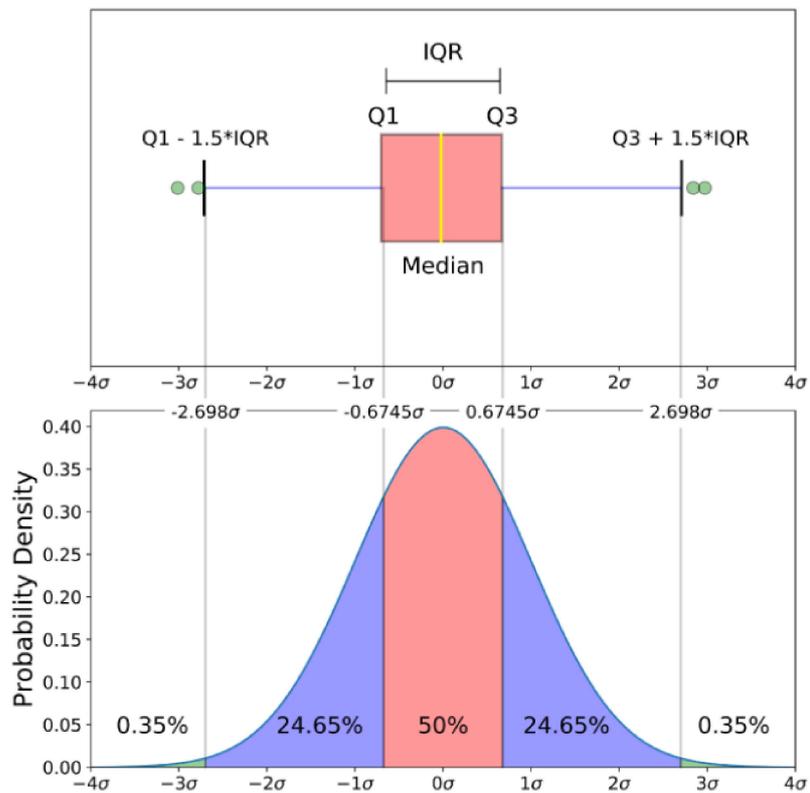
Pandas Development Team. *Pandas Documentation*. Pandas, 2023b. URL <https://pandas.pydata.org/pandas-docs/stable/>.

APÊNDICE A – Boxplot

Para uma melhor compreensão dos gráficos apresentados, este apêndice oferece uma breve explicação sobre a interpretação dos gráficos do tipo *boxplot*, os quais possuem diversas aplicações para análises estatísticas.

A Figura 33 apresenta uma comparação entre um *boxplot* e a função de densidade de probabilidade para uma distribuição normal. O *boxplot* oferece uma representação visual adequada da distribuição dos dados com base em cinco medidas: o valor mínimo, o primeiro quartil (Q1), a mediana, o terceiro quartil (Q3) e o valor máximo. Além disso, através do *boxplot*, é possível identificar valores discrepantes (*outliers*), ou seja, pontos fora da curva.

Figura 33 – Gráfico *Boxplot* x Curva de Densidade de Probabilidade.



Também vale ressaltar que o retângulo delimitado pelos valores do Q1 e Q3 representa 50% dos dados, enquanto as linhas que se estendem do mínimo até Q1 e de Q3 até o máximo representam os restantes 25%, conforme exibido na comparação.

APÊNDICE B – Dados dos Casos Simulados

Para garantir que os resultados apresentados possam ser reproduzidos, este apêndice fornece todos os dados utilizados nos casos simulados.

1. CASO DE TESTE 1

- **Vazão Afluente** ($va_{fl,d}$): A Tabela 12 apresenta os dados de vazão afluente do caso de teste 1.

Tabela 12 – Caso de Teste 1: Dados de vazão afluente da usina.

Dia	Vazão afluente (m^3/s)	Dia	Vazão afluente (m^3/s)
1	994,196	16	1195,440
2	1010,188	17	1212,893
3	1023,064	18	1231,753
4	1030,097	19	1247,567
5	1045,292	20	1261,987
6	1063,025	21	1280,505
7	1084,424	22	1297,853
8	1099,402	23	1307,765
9	1113,577	24	1314,401
10	1127,266	25	1322,430
11	1138,051	26	1329,212
12	1148,375	27	1338,605
13	1157,540	28	1347,587
14	1167,036	29	1354,413
15	1178,722	30	1362,575

- **Volume Turbinado Máximo** ($\overline{vturb_{g,d}}$): Considerou-se que as duas unidades geradoras do caso de teste 1 são idênticas, resultando no mesmo valor para o turbinamento máximo de ambas. Os valores diários correspondentes são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Caso de Teste 1: Dados de volume turbinado máximo da UG.

Dia	Volume turbinado máximo (m^3/s)	Dia	Volume turbinado máximo (m^3/s)
1	489	16	545
2	493	17	550
3	496	18	556
4	498	19	561
5	502	20	565
6	507	21	571
7	513	22	577
8	517	23	580
9	521	24	582
10	525	25	585
11	528	26	587
12	531	27	590
13	534	28	593
14	537	29	596
15	540	30	599

2. CASO DE TESTE 2

- **Vazão Afluente (va_{fl_d}):** A Tabela 14 apresenta os dados de vazão afluente do caso de teste 2.

Tabela 14 – Caso de Teste 2: Dados de vazão afluente da usina.

Dia	Vazão afluente (m^3/s)	Dia	Vazão afluente (m^3/s)
1	994,196	19	1247,567
2	1010,188	20	1261,987
3	1023,064	21	1280,505
4	1030,097	22	1297,852
5	1045,292	23	1307,764
6	1063,025	24	1314,401
7	1084,424	25	1322,430
8	1099,402	26	1329,211
9	1113,577	27	1338,605
10	1127,266	28	1347,587
11	1138,051	29	1354,412
12	1148,375	30	1362,575
13	1157,540	31	1374,248
14	1167,036	32	1385,942
15	1178,722	33	1408,353
16	1195,440	34	1407,633
17	1212,893	35	1417,150
18	1231,753	36	1427,850

- **Volume Turbinado Máximo** ($\overline{vturb}_{g,d}$): Considerou-se que as quatro unidades geradoras do caso de teste 2 são idênticas, resultando no mesmo valor para o turbinamento máximo de ambas. Os valores diários correspondentes são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 – Caso de Teste 2: Dados de volume turbinado máximo da UG.

Dia	Volume turbinado máximo (m^3/s)	Dia	Volume turbinado máximo (m^3/s)
1	489	19	561
2	493	20	565
3	496	21	571
4	498	22	577
5	502	23	580
6	507	24	582
7	513	25	585
8	517	26	587
9	521	27	590
10	525	28	593
11	528	29	596
12	531	30	599
13	534	31	603
14	537	32	607
15	540	33	612
16	545	34	612
17	550	35	613
18	556	36	614

3. CASO REAL

- **Vazão Afluente** ($vafld$): A Tabela 16 apresenta os dados de vazão afluente média dos dados históricos da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio.
- **Volume Turbinado Máximo** ($\overline{vturb}_{g,d}$): A Usina Hidrelétrica de Santo Antônio possui dois tipos de UGs, 4 pás e 5 pás, devido as suas características particulares os turbinamento máximo de cada tipo são diferentes. Os valores diários correspondentes são apresentados nas Tabelas 17 e 18.

Tabela 16 – Caso Real: Dados de vazão afluente da usina.

Dia	Vazão afluente (m ³ /s)								
1	17895,53	2	18183,39	3	18415,16	4	18541,75	5	18815,27
6	19134,45	7	19519,64	8	19789,25	9	20044,4	10	20290,8
11	20484,93	12	20670,75	13	20835,72	14	21006,66	15	21217,01
16	21517,93	17	21832,08	18	22171,57	19	22456,21	20	22715,77
21	23049,1	22	23361,35	23	23539,77	24	23659,23	25	23803,75
26	23925,81	27	24094,89	28	24256,57	29	24379,43	30	24526,36
31	24736,47	32	24946,96	33	25350,37	34	25337,4	35	25508,72
36	25701,32	37	25790,05	38	25990,92	39	26261,52	40	26502,38
41	26731,03	42	26970,31	43	27156,66	44	27295,67	45	27426,75
46	27624,72	47	27818,95	48	28066,13	49	28270,03	50	28482,91
51	28695,13	52	28982,1	53	29265,27	54	29510,23	55	29723,12
56	29975,89	57	30234,56	58	30480,11	59	30645,55	60	30776,05
61	30957,08	62	31103,42	63	31238,48	64	31368,52	65	31524,14
66	31630,83	67	31715,28	68	31829,09	69	31974,61	70	32064,73
71	32109,19	72	32083,73	73	32092,27	74	32178,71	75	32303,05
76	32408,77	77	32498,25	78	32519,13	79	32578,57	80	32685,41
81	32701,19	82	32724,56	83	32801,81	84	32869,58	85	32859,16
86	32857,31	87	32865,99	88	32757,34	89	32756,75	90	32768,35
91	32778,8	92	32780,09	93	32744,33	94	32707,59	95	32663,48
96	32591,13	97	32559,44	98	32482,65	99	32455,79	100	32266,86
101	32134,76	102	32006,72	103	31796,77	104	31539,76	105	31307,13
106	31120,74	107	30920,43	108	30750,49	109	30426,05	110	30183,54
111	30111,67	112	29873,26	113	29634,51	114	29430,46	115	29234,18
116	29004,08	117	28764,5	118	28487,66	119	28259,67	120	28015,37
121	27743,21	122	27496,91	123	27225,6	124	27026,56	125	26798,6
126	26523,51	127	26244,96	128	25927,6	129	25572,5	130	25181,85
131	24797,86	132	24432,13	133	24120,7	134	23809,36	135	23723,01
136	23214,23	137	22953,21	138	22934,41	139	22751,24	140	22496,73
141	22252,04	142	21989,41	143	21748,31	144	21555,93	145	21375,84
146	21151,8	147	20913,88	148	20652,52	149	20412,36	150	20241,83
151	20052,65	152	19797,11	153	19531,38	154	19252,7	155	19074,84
156	18880,89	157	18658,86	158	18396,13	159	18169,93	160	17936,05
161	17715,06	162	17465,46	163	17284,63	164	16962,8	165	16727,55
166	16524,41	167	16336,89	168	16123,6	169	15915,58	170	15710,08
171	15536,27	172	15368,89	173	15121,96	174	14870,05	175	14627,41
176	14403,37	177	14174,27	178	13939,48	179	13719,36	180	13512,49
181	13306,31	182	13010,92	183	12818,35	184	12640,42	185	12434,77
186	12256,25	187	12023,78	188	11868,48	189	11726,81	190	11534,85
191	11371,08	192	11144,46	193	10954,28	194	10806,95	195	10618,73
196	10252,54	197	10089,57	198	9991,21	199	9887,1	200	9863,01
201	9691,94	202	9482,48	203	9288,06	204	9058,22	205	8925,57
206	8810,05	207	8661,83	208	8473,5	209	8292,95	210	8113,66
211	7962,46	212	7817,1	213	7655,97	214	7476,68	215	7290,7
216	7138,21	217	6989,65	218	6916,84	219	6828,36	220	6697,72
221	6604,11	222	6519,27	223	6506,99	224	6373,39	225	6248,01
226	6124,92	227	6030,77	228	5916,55	229	5812,56	230	5709,61
231	5666,77	232	5619,5	233	5570,68	234	5487,39	235	5377,85
236	5289,19	237	5228,7	238	5166,69	239	5162,58	240	5134,67
241	5068,05	242	5005,48	243	4946,54	244	4901,6	245	4831,27
246	4794	247	4787,45	248	4741,19	249	4731,98	250	4663,38
251	4653,63	252	4619,57	253	4558,92	254	4495,4	255	4438,92
256	4389,85	257	4336,14	258	4271,9	259	4236,96	260	4223,73
261	4227,57	262	4293,18	263	4308,37	264	4281,65	265	4314,81
266	4380,4	267	4480,44	268	4527,08	269	4539,8	270	4504,86
271	4426,82	272	4417,49	273	4407,47	274	4445,33	275	4492,59
276	4592,7	277	4625,45	278	4668,3	279	4681,17	280	4694,68
281	4711,99	282	4746,97	283	4810,81	284	4931,71	285	5056,29
286	5153,64	287	5192,59	288	5225,12	289	5312,17	290	5367,17
291	5441,04	292	5480,87	293	5544,86	294	5654,98	295	5723,84
296	5817,84	297	5859,14	298	5996,56	299	6163,88	300	6335,42
301	6468,45	302	6531,44	303	6546,6	304	6452,69	305	6489,48
306	6647,49	307	6806,99	308	6962,81	309	7068,87	310	7198,76
311	7473,57	312	7687,93	313	7993,17	314	8194,89	315	8403,12
316	8533,14	317	8623,04	318	8685,29	319	8724,6	320	8836,52
321	9016,2	322	9181,74	323	9293,93	324	9465,07	325	9637,59
326	9752,36	327	9827,35	328	9909,76	329	10034,29	330	10187,91
331	10318,14	332	10449,19	333	10596,04	334	10734,81	335	10933,89
336	11158,56	337	11383,2	338	11614,82	339	11839,39	340	12139,48
341	12385,59	342	12496,39	343	12759,86	344	13017,9	345	13232,95
346	13357,43	347	13503,67	348	13701,35	349	13890,04	350	14208,71
351	14538,89	352	14810,47	353	15032,98	354	15230,34	355	15555,78
356	15868,89	357	16139,87	358	16252,62	359	16391,32	360	16476,14
361	16640,99	362	16906,1	363	17079,39	364	17460,67	365	17813,96

Tabela 17 – Caso Real: Dados de volume turbinado máximo da UG de 4 pás.

Dia	Vazão afluyente (m ³ /s)								
1	470	2	474	3	477	4	479	5	482
6	487	7	492	8	496	9	499	10	503
11	505	12	508	13	510	14	513	15	516
16	520	17	525	18	529	19	534	20	538
21	543	22	547	23	550	24	552	25	554
26	556	27	558	28	561	29	563	30	565
31	568	32	572	33	578	34	578	35	581
36	584	37	585	38	588	39	593	40	597
41	600	42	604	43	606	44	604	45	602
46	599	47	597	48	594	49	591	50	589
51	586	52	583	53	580	54	578	55	575
56	573	57	570	58	568	59	566	60	565
61	564	62	562	63	561	64	560	65	559
66	558	67	557	68	556	69	555	70	554
71	553	72	554	73	554	74	553	75	552
76	551	77	550	78	550	79	550	80	549
81	549	82	548	83	548	84	547	85	547
86	547	87	547	88	548	89	548	90	548
91	548	92	548	93	548	94	549	95	549
96	550	97	550	98	550	99	551	100	552
101	553	102	554	103	556	104	558	105	560
106	562	107	564	108	565	109	569	110	571
111	572	112	574	113	576	114	578	115	580
116	583	117	586	118	589	119	591	120	594
121	598	122	601	123	605	124	605	125	601
126	597	127	592	128	587	129	582	130	575
131	569	132	564	133	559	134	554	135	553
136	545	137	541	138	541	139	538	140	534
141	531	142	527	143	523	144	521	145	518
146	515	147	511	148	508	149	504	150	502
151	499	152	496	153	492	154	488	155	486
156	483	157	480	158	477	159	474	160	471
161	468	162	465	163	463	164	458	165	456
166	453	167	451	168	448	169	445	170	443
171	441	172	439	173	436	174	433	175	430
176	427	177	425	178	422	179	420	180	417
181	415	182	412	183	409	184	408	185	405
186	403	187	401	188	399	189	398	190	396
191	394	192	392	193	390	194	388	195	386
196	383	197	381	198	380	199	379	200	379
201	377	202	375	203	373	204	371	205	370
206	369	207	367	208	367	209	368	210	369
211	370	212	372	213	373	214	375	215	376
216	378	217	378	218	379	219	380	220	382
221	383	222	384	223	386	224	387	225	389
226	392	227	394	228	396	229	399	230	402
231	405	232	406	233	409	234	412	235	414
236	415	237	417	238	419	239	422	240	425
241	429	242	432	243	435	244	437	245	441
246	445	247	448	248	450	249	451	250	452
251	454	252	458	253	460	254	465	255	469
256	470	257	471	258	468	259	463	260	458
261	456	262	453	263	451	264	448	265	446
266	445	267	450	268	452	269	455	270	457
271	460	272	462	273	465	274	468	275	471
276	468	277	463	278	458	279	456	280	453
281	451	282	448	283	446	284	445	285	444
286	448	287	450	288	452	289	453	290	454
291	456	292	460	293	462	294	465	295	467
296	471	297	474	298	477	299	480	300	482
301	483	302	484	303	485	304	486	305	487
306	488	307	489	308	491	309	492	310	493
311	494	312	495	313	496	314	497	315	498
316	500	317	501	318	502	319	503	320	505
321	506	322	507	323	509	324	510	325	511
326	513	327	514	328	515	329	516	330	517
331	519	332	520	333	521	334	523	335	524
336	525	337	527	338	528	339	529	340	531
341	532	342	533	343	534	344	536	345	537
346	538	347	540	348	541	349	542	350	544
351	545	352	546	353	548	354	549	355	550
356	552	357	553	358	554	359	556	360	557
361	558	362	560	363	561	364	562	365	564

Tabela 18 – Caso Real: Dados de volume turbinado máximo da UG de 5 pás.

Dia	Vazão afluyente (m^3/s)								
1	464	2	467	3	470	4	472	5	479
6	484	7	487	8	491	9	494	10	497
11	499	12	501	13	504	14	507	15	511
16	515	17	520	18	524	19	528	20	532
21	537	22	539	23	541	24	543	25	545
26	548	27	550	28	552	29	554	30	557
31	561	32	567	33	567	34	569	35	572
36	574	37	577	38	582	39	586	40	590
41	594	42	597	43	599	44	602	45	605
46	609	47	612	48	613	49	614	50	615
51	616	52	618	53	619	54	620	55	621
56	622	57	623	58	624	59	624	60	625
61	625	62	625	63	625	64	625	65	625
66	625	67	625	68	625	69	625	70	626
71	626	72	626	73	626	74	626	75	627
76	627	77	627	78	627	79	627	80	628
81	628	82	628	83	628	84	628	85	628
86	628	87	628	88	628	89	628	90	628
91	628	92	628	93	628	94	628	95	628
96	628	97	628	98	628	99	628	100	628
101	626	102	625	103	625	104	625	105	625
106	625	107	624	108	624	109	623	110	622
111	622	112	621	113	620	114	618	115	617
116	616	117	615	118	614	119	613	120	612
121	608	122	603	123	598	124	595	125	591
126	586	127	581	128	576	129	570	130	564
131	558	132	553	133	548	134	543	135	542
136	535	137	531	138	531	139	528	140	524
141	521	142	517	143	514	144	511	145	509
146	506	147	502	148	499	149	496	150	493
151	491	152	488	153	484	154	480	155	478
156	476	157	473	158	470	159	467	160	464
161	462	162	459	163	457	164	453	165	450
166	448	167	446	168	444	169	441	170	439
171	437	172	436	173	433	174	431	175	428
176	426	177	424	178	421	179	419	180	417
181	415	182	412	183	410	184	408	185	406
186	405	187	402	188	401	189	399	190	398
191	396	192	394	193	392	194	390	195	389
196	385	197	384	198	383	199	382	200	382
201	380	202	379	203	377	204	376	205	0
206	0	207	0	208	0	209	0	210	0
211	0	212	0	213	0	214	0	215	0
216	0	217	0	218	0	219	0	220	0
221	0	222	0	223	0	224	0	225	0
226	0	227	0	228	0	229	0	230	0
231	0	232	0	233	0	234	0	235	0
236	0	237	0	238	0	239	0	240	0
241	0	242	0	243	0	244	0	245	0
246	0	247	0	248	0	249	0	250	0
251	0	252	0	253	0	254	0	255	0
256	0	257	0	258	0	259	0	260	0
261	0	262	0	263	0	264	0	265	0
266	0	267	0	268	0	269	0	270	0
271	0	272	0	273	0	274	0	275	0
276	0	277	0	278	0	279	0	280	0
281	0	282	0	283	0	284	0	285	0
286	0	287	0	288	0	289	0	290	0
291	0	292	0	293	0	294	0	295	0
296	0	297	0	298	0	299	0	300	0
301	0	302	0	303	0	304	0	305	0
306	0	307	0	308	0	309	0	310	0
311	0	312	0	313	0	314	0	315	0
316	0	317	0	318	0	319	0	320	375
321	376	322	377	323	378	324	379	325	380
326	381	327	382	328	383	329	385	330	386
331	387	332	388	333	390	334	392	335	394
336	396	337	398	338	401	339	404	340	406
341	407	342	410	343	412	344	416	345	417
346	419	347	421	348	424	349	427	350	430
351	432	352	438	353	432	354	434	355	438
356	441	357	444	358	445	359	447	360	447
361	449	362	452	363	454	364	459	365	463

APÊNDICE C – Especificações Computacionais

Esta seção tem o objetivo de apresentar os requisitos necessários para a execução da modelagem matemática proposta para otimização da agenda de manutenção através do ACO. Como já mencionado, a otimização foi desenvolvida na linguagem Python, uma linguagem livre de acesso, a qual é possível implementar desde o aprendizado de máquina até a criação de sites e *softwares*.

Um dos grandes benefícios dessa linguagem, que pelo fato de ser “*free*”, tendo uma vasta comunidade de usuários e bibliotecas em Python para diversas áreas da tecnologia. As bibliotecas utilizadas no desenvolvimento do algoritmo de otimização estão listadas abaixo:

a) **Copy:**

O módulo Copy faz parte da biblioteca nativa do Python. As sua atribuição no Python não copia objetos, mas sim criam ligações entre um destino e um objeto Foundation. (2023). Para coleções que são mutáveis ou contêm itens mutáveis, às vezes é necessária uma cópia para que seja possível alterar uma cópia sem alterar a outra. Este módulo fornece operações genéricas de cópia profunda e rasa explicados abaixo:

- `copy.copy(object)` - Retorna uma cópia rasa do objeto: uma cópia rasa constrói um novo objeto composto e então (na medida do possível) insere nele referências aos objetos encontrados no original.
- `copy.deepcopy(object)` - Retorna uma cópia profunda do objeto: uma cópia profunda constrói um novo objeto composto e então, recursivamente, insere nele cópias dos objetos encontrados no original.

b) **Datetime:**

O módulo Datetime também faz parte da biblioteca nativa do Python. Ele fornece as classes para manipulação de datas e horas. Ainda que a aritmética de data e hora seja suportada, o foco da implementação é na extração eficiente do atributo para formatação da saída e manipulação de datas e horas Foundation. (2023).

c) **Numpy:**

O Numpy é uma biblioteca que faz o processamento de matrizes e vetores (objetos do tipo “*array*”). Ela fornece um conjunto de *frameworks* para manipular e gerenciar essas informações de forma rápida e eficiente Oliphant et al. (2023). Essa biblioteca ainda permite a integração não somente com diversas bibliotecas Python, mas também com outras linguagens de programação como C e C++.

O seu objetivo é facilitar a execução de projetos que utilizam grande quantidade de informações, através da utilização de conceitos matemáticos modernos.

Portanto, é uma valiosa ferramenta na ciência de dados, auxiliando na organização de grandes fluxos de dados, sua manipulação e elaboração de estatísticas.

d) **Pandas:**

O Pandas pode ser considerado como uma das bibliotecas Python mais importantes para o universo do *Data Science*. Ele se destaca por ser formado com diversas funcionalidades e de fácil aplicação.

É uma plataforma rápida, demonstrativa e ajustável, que oferece estruturas de dados intuitivas. Ele permite ainda organizar, explorar, representar e manipular dados com facilidade.

O Pandas possui, por exemplo, alguns recursos especiais que permitem lidar com dados ou valores ausentes com uma medida adequada. Ele fornece uma coleção de ferramentas internas que permitem ler e gravar dados em diferentes serviços da *Web*, estrutura de dados e bancos de dados.

O Pandas pode suportar JSON, Excel, CSV, HDF5 e muitos outros formatos, ou seja, pode mesclar bancos de dados diferentes Team (2023b).

e) **Plotly:**

A biblioteca Plotly é uma biblioteca interativa de código aberto. É uma ferramenta muito útil para visualização de dados e compreensão dos dados de forma simples e fácil. Com essa biblioteca é possível traçar vários tipos de gráficos e diagramas, como gráficos de dispersão, gráficos de linha, gráficos de barras, gráficos de caixa, histogramas, gráficos de pizza, etc. Em suma, cria gráficos interativos e com qualidade.

f) **Matplotlib:**

O principal módulo do Matplotlib é o pyplot, que é amplamente utilizado para criar e personalizar gráficos em Python. O pyplot fornece uma interface de estilo de script semelhante ao MATLAB, permitindo que os usuários criem visualizações de dados de forma rápida e eficiente. Cada função do pyplot desempenha um papel específico na criação e modificação de figuras e gráficos Team (2023a).

g) **Pyomo:**

O Pyomo é um pacote de *software* de código aberto baseado em Python que oferece suporte a um conjunto diversificado de recursos de otimização para formular, resolver e analisar modelos de otimização Bynum et al. (2023).

Um recurso central do Pyomo é a modelagem de aplicativos de otimização estruturados. Pyomo pode ser usado para definir problemas simbólicos gerais,

criar instâncias de problemas específicos e resolver essas instâncias usando solucionadores comerciais e de código aberto. Os objetos de modelagem do Pyomo são incorporados em uma linguagem de programação de alto nível com recursos completos, fornecendo um rico conjunto de bibliotecas de suporte, que distingue o Pyomo de outras linguagens de modelagem algébrica, como AMPL, AIMMS e GAMS.

O Pyomo oferece suporte a uma ampla variedade de tipos de problemas, incluindo:

- Programação Linear;
- Programação Quadrática;
- Programação Não Linear;
- Programação Linear Inteira Mista;
- Programação Quadrática Inteira Mista;
- Programação Não Linear Inteira Mista;
- Programação Estocástica;
- Programação Disjuntiva Generalizada;
- Equações Algébricas Diferenciais;
- Programação de Dois Níveis;
- Programas Matemáticos com Restrições de Equilíbrio.

h) **Random:**

O Random é outro módulo que faz parte da Linguagem Python e é utilizado para gerar números pseudo-aleatórios. Também pode-se selecionar elementos de uma lista de forma aleatória ou exibir o seu resultado embaralhado Foundation. (2023).

Ele contém funções que geram resultados baseados em diferentes tipos de distribuições de probabilidades, como a gaussiana, a distribuição de Pareto, entre outras.

i) **Timeit:**

Este módulo da Linguagem Python fornece uma maneira simples de cronometrar pequenos trechos do código Foundation. (2023).

Além das bibliotecas utilizados, o *solver* definido para resolver a parte linear do problema foi o solver gratuito Cbc (**C** oin-**o**r **b** ranch e **c** ut). O Cbc é um solucionador de programação inteira mista de código aberto escrito em C ++. O Cbc é um projeto ativo de código aberto da Comunidade de Código Aberto de Pesquisa Operacional (COIN - OR) Forrest et al. (2018).

A vantagem do CBC é que ele pode ser usado como uma biblioteca que pode ser chamada ou como um executável autônomo. Na modelagem descrita neste relatório,

as equações da otimização são modeladas através do Pyomo e solucionadas através do CBC.