

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

**Marcos Tadeu Barros de Oliveira**

**Projeções de Disponibilidade de Usinas Hidroelétricas Através de Simulação  
de Monte Carlo**

Juiz de Fora  
2022

Marcos Tadeu Barros de Oliveira

**Projeções de Disponibilidade de Usinas Hidroelétricas Através de Simulação  
de Monte Carlo**

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

Orientador: Prof. Dr. André Luís Marques Marcato

Juiz de Fora

2022

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

Oliveira, Marcos T.B..

Projeções de Disponibilidade de Usinas Hidroelétricas Através de Simulação de Monte Carlo / Marcos Tadeu Barros de Oliveira. – 2022.

73 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, 2022.

1. Análise de Risco. 2. Fator de Disponibilidade. 3. Regulação de Hidrelétricas. 4. Simulação de Monte Carlo. I. Marques Marcato, André Luís, orient. II. Título.

**Marcos Tadeu Barros de Oliveira**

**Projeções de Disponibilidade de Usinas Hidroelétricas Através de Simulação de Monte Carlo**

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

Aprovada em 18 de fevereiro de 2022.

**BANCA EXAMINADORA**

**Prof. Dr. André Luis Marques Marcato** - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Prof. Dr. Ivo Chaves da Silva Junior**

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Prof. Dr. Reinaldo Castro Souza**

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

Juiz de Fora, 31/01/2022.



Documento assinado eletronicamente por **Ivo Chaves da Silva Junior, Professor(a)**, em 18/02/2022, às 16:09, 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



21/03/2022, às 15:13, 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 07/04/2022, às 15:24, 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](http://www2.ufjf.br/SEI)) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **0662112** e o código CRC **F741E6C6**.

---

Dedico este trabalho ao meus pais, pois é graças ao seu esforço que hoje posso concluir esse trabalho

## AGRADECIMENTOS

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

Aos meus pais, Edimar e Irenilda, por sempre terem feito o melhor pra promoverem meu desenvolvimento e crescimento. Por sempre acreditarem na minha capacidade, me incentivando e apoiando em todos os momentos.

À minha namorada Elisa, por me acompanhar e ajudar durante todos esses anos de graduação e mestrado, sendo amiga para aconselhar, incentivar e ajudar em todos os momentos.

Aos meus irmãos Alan e Lucas pelo apoio e ajuda durante os anos.

Ao meu professor André Marcato pela orientação e por todas oportunidades fornecidas durante a graduação e na pós-graduação e por acreditar na minha capacidade.

Aos companheiros de projeto, Elisa, Lucas e Patrícia, por toda a parceria e colaboração durante os 2 anos de trabalho.

Ao coordenador do projeto, Giovani Junqueira, por sempre estar disponível para ajudar, compartilhar e fornecer dados que fomentaram o trabalho desenvolvido nessa dissertação.

Ao CNPq, Fapepe e a Universidade Federal de Juiz de Fora pelo apoio financeiro para a realização deste trabalho.

"Em algum lugar, algo incrível está esperando para ser descoberto.",  
Carl Sagan

## RESUMO

O Brasil possui atualmente uma matriz elétrica formada de aproximadamente 83% de energia renovável e dessa fonte, cerca de 63% é composta de Usinas Hidrelétricas (UHEs). Dessa forma, as usinas brasileiras possuem diversas questões regulatórias sobre seus contratos, operação e manutenção. Um destaque está relacionado ao Fator de Disponibilidade (FID), o qual é responsável por avaliar o desempenho de disponibilidade das usinas e de suas unidades geradoras (UGs). O FID representa uma meta de disponibilidade a ser atendida pelos agentes de geração, sendo que um mau desempenho do indicador pode gerar penalizações financeiras. O FID é influenciado principalmente por paradas forçadas que ocorrem nas unidades geradoras. Tais paradas possuem um comportamento aleatório e influenciam diretamente a operação e disponibilidade da usina hidrelétrica. Dessa forma, esse trabalho apresenta uma Simulação de Monte Carlo (SMC) para obter projeções de disponibilidade de Usinas Hidrelétricas. O objetivo principal da simulação é gerar cenários de disponibilidade forçada, auxiliando o agenda na análise de risco e tomada de decisão em relação à UHE. A metodologia proposta consiste em duas etapas. Primeiramente o calendário de manutenção é otimizado, definindo os dias de parada programada para cada usina. Em seguida, os cenários de parada forçada sorteados durante a SMC e as paradas programadas são inseridos em um modelo de otimização da operação e manutenção da usina. Portanto, através da SMC serão projetados cenários de disponibilidade da UHE e a partir disso, a análise de risco para o estudo de caso é realizada. O histórico utilizado para os sorteios é a base de dados oficial do Operador Nacional do Sistema, a qual possui dados de eventos forçados e programados. A modelagem proposta foi aplicada usando dados reais da UHE Santo Antônio, a qual é uma das maiores hidrelétricas do Brasil.

Palavras-chave: Análise de Risco. Fator de Disponibilidade. Regulação de Hidrelétricas. Simulação de Monte Carlo.

## ABSTRACT

Brazil currently has an electrical matrix made up of approximately 83% of renewable energy and of this source, about 63% is composed of Hydroelectric Power Plants (HPPs). Thus, Brazilian plants have several regulatory issues regarding their contracts, operation and maintenance. A highlight is related to the Availability Factor (AFA), which is responsible for evaluating the availability performance of the plants and their generating units (GUs). The AFA represents an availability target to be met by the generation agents, and a poor performance of the indicator can generate financial penalties. The AFA is mainly influenced by forced stops that occur in generating units. Such stops have a random behavior and directly influence the operation and availability of the hydroelectric plant. Thus, this work presents a Monte Carlo Simulation (MCS) to obtain availability projections of Hydroelectric Power Plants. The main objective of the simulation is to generate forced availability scenarios, helping the agenda in the risk analysis and decision making in relation to the HPP. The proposed methodology consists of two steps. Firstly, the maintenance calendar is optimized, defining the scheduled shutdown days for each plant. Then, the forced shutdown scenarios drawn during the SMC and the scheduled shutdowns are inserted into a model for optimizing the plant's operation and maintenance. Therefore, through the MCS, scenarios of availability of the HPP will be designed and from that, the risk analysis for the case study is carried out. The history used for the draws is the official National System Operator database, which has data on forced and scheduled events. The proposed modeling was applied using real data from UHE Santo Antônio, which is one of the largest hydroelectric plants in Brazil.

Keywords: Risk Analysis. Availability Factor. Hydroelectric Plants Regulation. Monte Carlo Simulation.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Processos Envolvidos na Aplicação do FID. . . . .	15
Figura 2 – Fator de Disponibilidade da UHSN. . . . .	20
Figura 3 – Multa Aplicada à SAE em 2018. . . . .	20
Figura 4 – Instituições do Setor Elétrico Brasileiro. . . . .	24
Figura 5 – Fluxograma de Regras de Penalização para Usinas do Norte do Brasil. . . . .	26
Figura 6 – Exemplo de Impacto do FID. . . . .	29
Figura 7 – Exemplo da Base de Dados do SAMUG. . . . .	30
Figura 8 – Classificação das Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras. . . . .	33
Figura 9 – Fluxograma para Otimização das Manutenções. . . . .	41
Figura 10 – Simulação de Monte Carlo Genérica. . . . .	43
Figura 11 – Fluxograma da Simulação de Monte Carlo Proposta. . . . .	44
Figura 12 – Distribuição Normal. . . . .	46
Figura 13 – Processo para Sorteio das Variáveis Aleatórias. . . . .	47
Figura 14 – Exemplo para montagem da matriz MP. . . . .	49
Figura 15 – Exemplo para montagem da matriz PF. . . . .	49
Figura 16 – Vazão Média Diária. . . . .	51
Figura 17 – Turbinamento Máximo Diário. . . . .	52
Figura 18 – Número de Dias em Manutenção por UG. . . . .	53
Figura 19 – Número de Paradas de Manutenção por UG. . . . .	53
Figura 20 – Média de Parada Forçada Mensal da UHSN. . . . .	55
Figura 21 – Dias de Evento da U4-01. . . . .	56
Figura 22 – Dias de Evento da U5-26. . . . .	56
Figura 23 – Calendário de Manutenção Otimizado. . . . .	59
Figura 24 – Resultado da Simulação de Monte Carlo - Simulação I. . . . .	61
Figura 25 – Histograma Destacando as Possíveis Situações de Operação. . . . .	62
Figura 26 – Resultado para os Meses de Alta Vazão. . . . .	63
Figura 27 – Resultado da Simulação de Monte Carlo - Simulação II. . . . .	65
Figura 28 – Histograma Destacando as Possíveis Situações de Operação - Simulação II. . . . .	66
Figura 29 – HDF Médio Mensal das Simulações. . . . .	66
Figura 30 – Comparação do HDF das Simulações. . . . .	67

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação das origens de mudança de <b>estado operativo</b> . . . . .	34
Tabela 2 – Classificação das origens de mudança de estado segundo <b>condição operativa</b> . . . . .	35
Tabela 3 – Classificação da <b>origem</b> do evento que causou indisponibilidade das UG, de Responsabilidade do Empreendimento. . . . .	35
Tabela 4 – Classificação da <b>origem</b> do evento que causou indisponibilidade das UG, que <b>não</b> é de Responsabilidade do Empreendimento. . . . .	36
Tabela 5 – Informações das Manutenções. . . . .	52
Tabela 6 – Horas de Manutenção por Agrupamento de Causa. . . . .	54
Tabela 7 – Resumo Causa por Agrupamento. . . . .	55
Tabela 8 – Otimização da Agenda - Tempo Computacional. . . . .	59
Tabela 9 – Probabilidade de Ocorrência por Intervalo de HDF - Simulação I. . . .	60
Tabela 10 – Probabilidade de Ocorrência por Intervalo de HDF - Simulação II. . . .	64
Tabela 11 – Comparação Entre as Simulações. . . . .	64

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
FID	Fator de Disponibilidade
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MRA	Mecanismo de Redução da Energia Assegurada
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
SAE	Santo Antônio Energia
SAMUG	Sistema de Apuração das Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras e Interligações Internacionais
SIN	Sistema Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema
TEO	Tarifa de Energia de Operação
UHSN	Usina Hidrelétrica de Santo Antônio

## LISTA DE SÍMBOLOS

### Fator de Disponibilidade

$P$	Potência instalada da unidade geradora $i$ ;
$HDP$	Número de horas de desligamento programado da unidade $i$ no mês $j$ ;
$HEDP$	Número de horas de equivalentes de desligamento programado da unidade $i$ no mês $j$ ;
$HP$	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 $j$ ;
$HS$	Número de horas em serviço da unidade $i$ no mês $j$ ;
$HRD$	Número de horas de reserva desligada da unidade $i$ no mês $j$ ;
$HDCE$	Número de horas desligada por condições externas da unidade $i$ no mês $j$ .
$TEIFa$	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada
$TEIP$	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada
$IDv$	Índice de Disponibilidade Verificado;
$ID$	Índice de Disponibilidade de Referência;
$IP$	Indisponibilidade Programada;
$TEIF$	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada.
$GFa$	Garantia Física apurada;
$GF$	Garantia Física vigente.
$P_{MAX_{ug}}$	Potência Máxima para a unidade geradora $ug$ ;
$HDISP_d$	Horas disponível no dia para operação.

### Otimização

$D$	Número de dias;
$R$	Número da atual rodada de manutenção;
$vvert_d$	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 $g$ no dia $d$ ( $m^3/s$ );
$vapen_d$	Vazão afluyente passível de ser penalizada para o dia $d$ ( $m^3/s$ );
$x_{g,d}$	Modo operativo da unidade $g$ no dia $d$ ;
$y_{m,g,d}$	Dia de início da manutenção $m$ da unidade $g$ no dia $d$ ;
$M_{m,g}$	Duração da manutenção $m$ da unidade $g$ ;

$G^*$  Número de unidades geradoras com condições de operar de acordo com a altura de queda.

### **Simulação de Monte Carlo**

$\mu_{g,m}$  Média das horas paradas da unidade  $g$  no mês  $m$ ;  
 $\sigma_{g,m}$  Desvio padrão das horas paradas da unidade  $g$  no mês  $m$ .  
 $MP_{g,d}$  Matriz indicando manutenção programada na unidade  $g$  no dia  $d$ ;  
 $PF_{g,d}$  Matriz indicando parada forçada na unidade  $g$  no dia  $d$ ;  
 $vvert\_pen_d$  Vazão Vertida característica de penalização no dia  $d$  ( $m^3/s$ ) e identificada como HDF;  
 $HDF_d^*$  Horas classificadas com Horas de Desligamento Forçado no dia  $d$ ;

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>15</b>
1.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .	16
1.1.1	<b>Regulação de Usinas Hidrelétricas no Brasil . . . . .</b>	<b>16</b>
1.1.2	<b>Análise de Risco e Disponibilidade em Sistemas de Geração . . . . .</b>	<b>18</b>
1.2	MOTIVAÇÃO . . . . .	19
1.3	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA PESQUISA . . . . .	20
1.4	PUBLICAÇÕES . . . . .	21
1.5	ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO . . . . .	22
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO REGULATÓRIA . . . . .</b>	<b>23</b>
2.1	O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO . . . . .	23
2.2	MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE) . . . . .	25
2.3	O FATOR DE DISPONIBILIDADE - FID . . . . .	26
2.3.1	<b>Processo para Penalização . . . . .</b>	<b>26</b>
2.3.2	<b>Cálculo dos Indicadores . . . . .</b>	<b>27</b>
2.3.3	<b>Cálculo e Impacto do FID . . . . .</b>	<b>28</b>
2.4	SISTEMA DE APURAÇÃO DAS MUDANÇAS DE ESTADOS OPERATIVOS DE UNIDADES GERADORAS E INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS	30
2.4.1	<b>Processo de Classificação das Mudanças de Estados Operativos de UGs . . . . .</b>	<b>32</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA . . . . .</b>	<b>37</b>
3.1	OTIMIZAÇÃO DA AGENDA DE MANUTENÇÃO . . . . .	37
3.1.1	<b>Modelagem Matemática . . . . .</b>	<b>37</b>
3.2	SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO . . . . .	43
3.2.1	<b>Obtenção do Histórico de Paradas Forçadas . . . . .</b>	<b>44</b>
3.2.2	<b>Sorteio das Variáveis Aleatórias . . . . .</b>	<b>45</b>
3.2.3	<b>Otimização da Operação . . . . .</b>	<b>47</b>
3.2.4	<b>Cálculo do HDF . . . . .</b>	<b>49</b>
<b>4</b>	<b>ESTUDO DE CASO . . . . .</b>	<b>51</b>
4.1	DADOS OPERACIONAIS . . . . .	51
4.2	DADOS DE MANUTENÇÃO . . . . .	52
4.3	DADOS DE EVENTOS FORÇADOS . . . . .	54
4.4	DADOS DE ENTRADA PARA A SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO	55
<b>5</b>	<b>RESULTADOS . . . . .</b>	<b>58</b>
5.1	OTIMIZAÇÃO DA AGENDA . . . . .	58
5.2	SIMULAÇÃO I . . . . .	59
5.3	SIMULAÇÃO II . . . . .	62
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	<b>68</b>

7	TRABALHOS FUTUROS . . . . .	70
	REFERÊNCIAS . . . . .	71

## 1 INTRODUÇÃO

O Brasil possui atualmente uma matriz elétrica formada de aproximadamente 83% de energia renovável e dessa fonte, cerca de 63% é composta de Usinas Hidrelétricas (UHEs) (EPE, 2021). Em vista disso, o Operador Nacional do Sistema (ONS) é responsável pela coordenação do Sistema Interligado Nacional (SIN), o qual é composto pelas empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização. O objetivo do ONS é garantir a transmissão de energia entre os subsistemas brasileiros (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e grande parte da região Norte), de forma segura e com os menores custos possíveis (ONS, 2021).

As usinas conectadas ao SIN e despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o qual é um mecanismo financeiro criado com o objetivo de compartilhar o risco hidrológico entre os geradores hidrelétricos (ANEEL, 2003). Este risco, está associado a quantidade de energia que as usinas realmente irão gerar, podendo não gerar o suficiente para atender o montante contratado, nesse caso, deverão comprar energia de outros agentes geradores com superavit de energia.

Neste cenário, de forma a avaliar o desempenho das usinas, 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 de disponibilidade de geração, onde seu cálculo leva em consideração paradas forçadas e programadas (ANEEL, 2003). A principal aplicação do FID é para reduzir matematicamente a capacidade de geração da usina, sendo assim, o agente será impactado financeiramente, pois a usina em questão necessitará comprar uma maior quantidade de energia de outros agentes geradores para atender seus requisitos contratuais. A Figura 1 elucida os pontos abordados até aqui.

Figura 1 – Processos Envolvidos na Aplicação do FID.



Fonte – Elaborado pelo autor.

## 1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 1.1.1 Regulação de Usinas Hidrelétricas no Brasil

Devido a toda a questão regulatória, estudos relacionados ao MRE e ao FID são de grande importância para as geradoras, sendo possível encontrar diversos trabalhos na literatura abordando suas consequências para os agentes participantes no mercado de energia brasileiro. Portanto, é mostrado na sequência, trabalhos que abordam os mecanismos regulatórios presentes na operação e comercialização de energia das usinas hidrelétricas.

No artigo apresentado em Melo et al. (2016), os autores fazem uma análise do Mecanismo de Realocação de Energia, que compartilha o risco do despacho centralizado entre os geradores participantes e dos Encargos de Serviços do Sistema, que evitam a alteração do preço *spot* em tempo real. Dessa forma, são discutidos os impactos desses mecanismos na crise do setor elétrico iniciada em 2014. Segundo os autores, o MRE não foi capaz de evitar os riscos hidrológicos para os geradores nas situações em que a energia gerada foi menor que a garantia física das usinas. Com isso, os autores trazem uma informação importante, que devido a este cenário, o poder concedente elabora uma medida de repactuação do risco hidrológico através da Resolução Normativa da ANEEL Nº 684/2015, a qual é um mecanismo que promove o pagamento de um prêmio de risco, funcionando como uma espécie de seguro em troca de benefícios de proteção.

Em Fernandes et al. (2016), os autores analisam a crise do setor elétrico brasileiro e é proposto uma solução para esse problema. Foi apresentada uma metodologia para reformulação dos contratos de venda no mercado de energia, onde parte da produção de energia hidrelétrica, atualmente negociada em contratos por quantidade, seria negociada como disponibilidade, ou seja, a energia disponível seria despachada apenas se o preço *spot* fosse menor que o custo do combustível das usinas térmicas. Os resultados apresentados no trabalho sugerem que a reformulação contratual proposta pode ser benéfica para os geradores e consumidores, através da redução do risco hidrológico e operacional dos geradores hidrelétricos.

No documento publicado pela FGV Energia em da Cunha (2015), é discutido como as recentes alterações no perfil da geração brasileira, como as dificuldades para construção de novos reservatórios, o aumento da participação térmica na oferta de energia, o crescimento da geração eólica e o surgimento da Energia de Reserva vêm influenciando o MRE em um período recente. Segundo o autor do texto, na atual conjuntura do sistema elétrico brasileiro, o MRE não é capaz de mitigar o risco hidrológico, sendo assim, necessitando de uma reformulação no seu funcionamento, principalmente pelos prejuízos já acumulados e por projeções de déficits futuros.

O trabalho apresentado em Brito (2016) segue a linha desenvolvida em Melo et al. (2016) e Fernandes et al. (2016). Os autores abordam aspectos do MRE e do FID visando avaliar a capacidade do mecanismo de mitigar o risco hidrológico. Os trabalhos abordam a tensão que as geradoras passaram nos anos de 2014 à 2016, provocada pela crise hídrica e de outros fatores não hidrológicos, que afetou, de forma considerável o fator de ajuste, conhecido como *Generation Scaling Factor* (GSF) presente no MRE. O autor mostra que devido as discussões ocorridas frente a diminuição no número do GSF ter sido provocada por fatores não hidrológicos e que acarretou em prejuízos financeiros as geradoras no mercado de curto prazo, foi criada a Resolução Normativa da ANEEL N° 684/2015, que trata-se da repactuação do risco hidrológico das usinas com os consumidores

Já, em Brandão (2018), o autor discute e propõe melhorias para o aspecto regulatório envolvendo o compartilhamento do risco hidrológico. Esta tese estuda as consequências do risco hidrológico para geradores hidrelétricos no Brasil e propõe quatro modelos para mitigar esse risco. É desenvolvido um modelo considerando o redesenho dos contratos de energia hidrelétrica para que os geradores possam vender parte de sua energia por disponibilidade. Os resultados indicam que ao flexibilizar as regras de contratação, o risco hidrológico é mitigado. Além disso, no longo prazo, as tarifas de energia podem diminuir em leilões de energia futuros devido à redução do risco para geradores hidrelétricos nesses modelos.

Há na literatura também, trabalhos desenvolvidos diretamente relacionados com a Usina Hidrelétrica de Santo Antônio. Primeiramente, em de Sousa Oliveira et al. (2020), os autores aplicam o método de Análise Hierárquica do Processo (AHP) para obter uma classificação de desempenho das Unidades Geradoras (UGs) observando indicadores regulatórios e operacionais que impactam o FID. Já em de Sousa Oliveira et al. (2021), os autores propõem uma agenda ótima de manutenção, observando aspectos operacionais e regulatórios para as usinas conectadas ao SIN. A metodologia proposta aborda em detalhes os aspectos relacionados ao FID, de forma a inseri-los na otimização desenvolvida. Por fim, em SOUZA (2019), o autor traz um estudo de caso desenvolvido na UHE Santo Antônio. O principal objetivo do trabalho é analisar a questão da demanda judicial promovida pela SAE, a qual está insatisfeita com a apuração do seu índice de indisponibilidade. O autor divide sua pesquisa em três partes, a qual se trata especificamente do desfecho dessa questão judicial ao qual envolve o FID da SAE. Primeiramente ele aborda a motivação da SAE para entrar com o pedido judicial e na sequência, o desfecho desse processo.

Por fim, na dissertação de mestrado Freitas Filho et al. (2014), é proposto pelo autor a identificação dos riscos inerentes a uma empresa de geração de energia elétrica de grande porte, avaliando seus indicadores de desempenho, por exemplo o FID, e identificando falhas mais comuns que afetam as características de disponibilidade e as respectivas causas. Em síntese, o autor traz como estratégia para reduzir os déficits da unidade geradora, a gestão de ativos e dentro dessa estratégia encontra-se como meta, reduzir a exposição

do MRA. Dessa forma, o autor apresenta uma abordagem observando o FID, indicando novos processos internos direcionados aos indicadores confiabilidade e suportabilidade e manutenibilidade que estão diretamente ligados no desempenho do FID

### 1.1.2 Análise de Risco e Disponibilidade em Sistemas de Geração

A operação de usinas hidrelétricas está ligada a diversos fatores com comportamento aleatório, como vazão afluyente e paradas forçadas. Neste caso, há um risco associado às decisões operativas da usina, com diversos fatores aleatórios podendo impactar diretamente a operação, e consequentemente os indicadores da usina (Mun, 2006).

Uma análise de risco pode ser realizada através de uma Simulação de Monte Carlo (SMC), a qual é uma técnica estatística que se baseia em coletar uma amostra aleatória sobre um universo de resultados possíveis e utilizando esta amostra para coletar estimativas de prováveis comportamentos. Em resumo, esse método possibilita realizar simulações abordando a aleatoriedade presente em variáveis e parâmetros do problema, fornecendo como resultado diversos estados e comportamentos para o sistema em estudo (Mooney, 1997). Dessa forma, a Simulação de Monte Carlo é uma ferramenta amplamente aplicada para estudos de disponibilidade e confiabilidade, onde diversos trabalhos aplicam a SMC para avaliar e projetar disponibilidade de sistemas de geração.

Primeiramente, em Xiaoyun et al. (2019), é apresentado uma metodologia para projeção da disponibilidade de hidrelétricas no curto prazo, onde uma SMC é aplicada para modelar a incerteza da vazão afluyente e do preço horário de energia. Já em Duarte et al. (2020), os autores apresentam um modelo baseado em Cadeia de Markov e Simulação de Monte Carlo para agendamento da manutenção de turbinas eólicas, minimizando o risco de perda de carga da rede elétrica de Cuba.

Em Okorie et al. (2019), os autores apresentam uma SMC para avaliar a disponibilidade da usina hidrelétrica de Shiroro através do histórico de diversos índices de confiabilidade, como taxa de falha e duração de paradas forçadas. Através do modelo proposto, os autores verificaram as piores unidades geradoras e através de melhorias direcionadas para essas UGs, observaram uma melhoria na disponibilidade da usina.

Em Serrano-Gomez and Munoz-Hernandez (2019), os autores apresentam uma metodologia combinando AHP, lógica Fuzzy e Monte Carlo para avaliar o risco da construção de usinas renováveis de grande escala, onde o modelo avalia custo, tempo e detalhes construtivos do projeto. Por fim, em Syed and Lawryshyn (2020), é apresentado um modelo análise de risco de uma instalação de armazenamento subterrâneo de gás, que consiste na modelagem de um sistema de coleta, sistema de compressão e sistema de transmissão com uma simulação de Monte Carlo de possíveis eventos de interrupção.

## 1.2 MOTIVAÇÃO

A principal motivação do trabalho foi um projeto de pesquisa em parceria com a Santo Antônio Energia (SAE), a qual é responsável pela contratação, operação e manutenção da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio (UHSN), objeto de concessão pelo Consórcio Madeira Energia S.A. (MESA). A UHSN está situada no Rio Madeira em Porto Velho, Rondônia. A UHSN iniciou suas operações em 30 de março de 2012 por meio da concessionária Santo Antônio Energia, que é um grupo formado por empresas públicas e privadas que são líderes na implantação e operação de hidrelétricas, são elas: Furnas Centrais Elétricas S.A. (43,06%), Caixa FIP Amazônia Energia (19,63%), Odebrecht Energia do Brasil S.A. (18,25%), SAAG Investimentos S.A. (10,53%) e Cemig Geração e Transmissão S.A. (8,53%) (SAE, 2020).

Atualmente, a Usina de Santo Antônio possui turbinas do tipo Bulbo com potência instalada de 3.568 MW e 2.424,20 MWmed de energia assegurada. A usina já está conectada ao SIN (linha de 500 kV de Cuiabá) e também abastece o sistema Acre-Rondônia (atende por 40% do consumo total dos dois estados). Além disso opera com 50 turbinas Bulbo de dois tipos, de 24 unidades de 4 pás e 26 de 5 pás (SAE, 2020).

Outro detalhe importante, é que trata-se de uma usina fio d'água com um reservatório reduzido e pequena queda d'água, sendo sua principal característica o aproveitamento da alta vazão do Rio Madeira no período de cheia, entre fevereiro e abril. Além disso, por contrato, sua geração de energia deve dispor de pelo menos 70% de energia ao Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e os outros 30% seriam destinados ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) (ANEEL, 2007).

No Edital do Leilão nº 005/2007, referente a contratação da UHE de Santo Antônio, o agente firmou contrato com os valores de referência para ocorrências de paradas forçadas e programadas iguais a 0,5 e 0,0%, respectivamente. 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 (GF) da usina através do FID e levando à um impacto financeiro.

A Figura 2 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.

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

Figura 2 – Fator de Disponibilidade da UHSN.

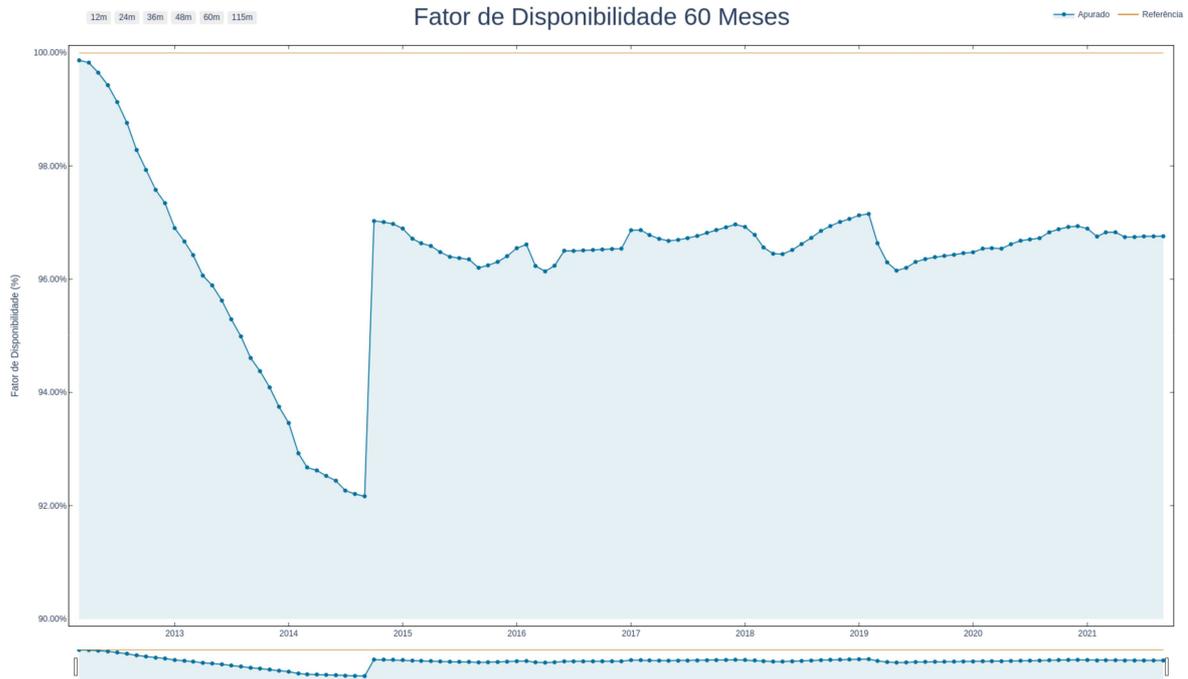
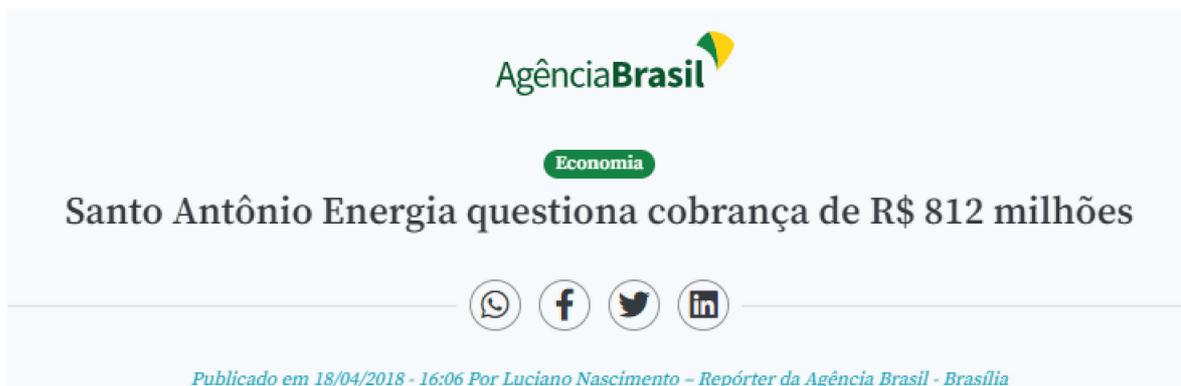


Figura 3 – Multa Aplicada à SAE em 2018.



Fonte – Nascimento (2018)

### 1.3 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA PESQUISA

Para a operação das usinas hidrelétricas, a ocorrência de eventos que causam paradas forçadas são de grande impacto, afetando a disponibilidade das UGs e consequentemente, levando à impactos no FID (Agrawal, 2018). Entretanto, o número e dias de ocorrência desses eventos são incertos e possuem influência direta na operação de hidrelétricas, e consequentemente, nos indicadores que impactam no FID, levando ao agente a impactos financeiros significativos. Baseado nisso, este trabalho propõe uma Simulação de Monte Carlo para projetar a disponibilidade de usinas hidrelétricas, onde a cada rodada serão sorteados para cada mês e para cada UG o número de horas de parada forçada e também o dia de ocorrência dessas paradas. Os dados históricos são utilizados para construir as

curvas de probabilidade e realizar o sorteio. Estes dados históricos são provenientes da base de dados do Sistema de Apuração das Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras e Interligações Internacionais (SAMUG), o qual é apurado pelo ONS e será melhor detalhado no capítulo seguinte.

Primeiramente, a metodologia proposta define de forma ótima o calendário de manutenção definido para o ano de estudo. As UG's em manutenção e seus respectivos dias de parada programada serão usados durante a SMC, como uma limitação operativa nos dias definidos. Em seguida, os cenários de parada forçada sorteados durante a SMC e as paradas programadas são inseridos em um modelo de otimização da operação e manutenção de UGs da usina. Portanto, através da SMC serão projetados cenários de disponibilidade da UHE e a partir disso, a análise de risco para o estudo de caso é realizada. O horizonte de simulação é anual, com discretização diária e o modelo será aplicado utilizando dados reais da Usina Hidrelétrica Santo Antônio, a qual é fortemente impactada pelo FID. Todos os modelos desenvolvidos e aplicados possuem forte aspecto regulatório e serão apresentados com detalhes na sequência do trabalho.

Portanto, após as discussões previamente apresentadas, os principais destaques e contribuições desse trabalho são:

- Simulação de Monte Carlo para obter projeções da disponibilidade de usinas hidrelétricas utilizando dados reais;
- Modelagem proposta observando aspectos operacionais e regulatórios envolvendo a disponibilidade de hidrelétricas;
- Modelo de otimização da operação considerando paradas forçadas aleatórias;
- Análise de risco através das projeções das horas de disponibilidade, auxiliando o agente na avaliação das possíveis penalizações financeiras.

#### 1.4 PUBLICAÇÕES

A primeira publicação relacionada a dissertação de mestrado foi no LII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, sendo apresentado de forma remota em 2021. O título do trabalho e os respectivos autores é mostrado abaixo:

- **Oliveira, Marcos T.B.d.**, Patrícia d.S.O. Silva, Elisa Oliveira, André L.M. Marcato, e Giovani S. Junqueira. 2021. "Projeções de Disponibilidade de Usinas Hidroelétricas Através de Simulação de Monte Carlo", LIII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2021.

Como evolução à pesquisa desenvolvida na dissertação, o artigo também foi aceito e publicado na revista internacional MDPI Energies (Fator de Impacto igual a 3.004). Os detalhes da publicação são mostrados no item abaixo:

- **Oliveira, Marcos T.B.d.**, Patrícia d.S.O. Silva, Elisa Oliveira, André L.M. Marcato, and Giovani S. Junqueira. 2021. "Availability Projections of Hydroelectric Power Plants Through Monte Carlo Simulation", Energies 14, no. 24: 8398. <https://doi.org/10.3390/en14248398>

## 1.5 ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

Esta dissertação está organizada em sete capítulos. No primeiro tópico, já abordado, encontra-se a introdução ao problema, através da contextualização do tema. Encontra-se também, uma revisão bibliográfica sobre os aspectos regulatórios, a descrição da usina utilizada no estudo de caso e além disso, os objetivos e justificativas do trabalho.

No segundo capítulo, aborda-se os tópicos relacionados ao embasamento teórico, destacando as definições dos conceitos relacionados ao problema abordado. Nele é possível entender como funciona de forma geral, o Sistema Elétrico Brasileiro. Além disso, compreende-se também, as regras operativas que envolvem o Fator de Disponibilidade. Ainda nesta seção, é apresentado em detalhes a apuração de eventos no sistema SAMUG, analisando os parâmetros e a seleção dos eventos de interesse.

No terceiro capítulo, encontra-se a primeira parte da metodologia proposta, onde é abordado os aspectos relacionados à otimização da agenda de manutenção, sendo discutido em detalhes a modelagem matemática proposta. Na sequência, no quarto capítulo é apresentado a Simulação de Monte Carlo proposta. É mostrado em detalhes os sorteios aleatórios, a otimização da operação no âmbito da SMC e análise de risco proposta através do indicador de parada forçada.

No quarto capítulo, é apresentado detalhes do estudo de caso, deste trabalho. Serão mostrados dados de manutenção, operacionais, e os parâmetros utilizados para a Simulação de Monte Carlo proposta.

Os resultados do trabalho são apresentados no quinto capítulo. O resultado da otimização será discutido, bem como dois casos para a SMC, discutindo o impacto para a SAE. As considerações finais da pesquisa e sugestões de continuação do estudo são apresentadas no capítulo sete. Por último são listadas as referências bibliográficas.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO REGULATÓRIA

### 2.1 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

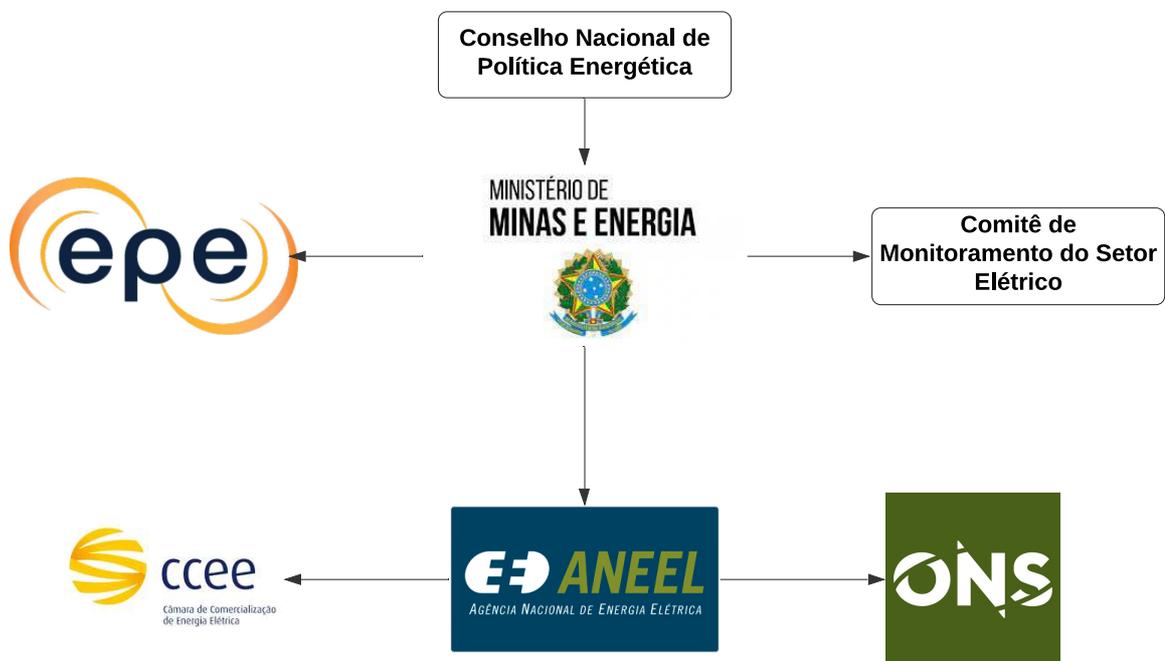
O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) possibilita o intercâmbio de energia na maior parte do território nacional, cerca de 98%, com exceção de algumas regiões isoladas na região Norte do país (ANEEL, 2022). Em vista disso o Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado por redes de transmissão, permitindo a transferência de energia entre os subsistemas, sendo eles: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte.

No decorrer dos anos o SEB passou por diversas mudanças, porém o modelo atual segue ilustrado na Figura 4, a qual está representada a hierarquia das principais instituições que dão corpo ao setor e abaixo suas respectivas funções (CCEE, 2010).

- **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):** é um órgão que tem a função de prestar apoio ao governo com propostas que auxiliam nas políticas energéticas do país e, também principalmente assegurando o suprimento de energia nas áreas mais remotas (MME, 2022).
- **Ministério de Minas e Energia (MME):** é o órgão do Governo Federal, responsável pelo conselho do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), cuja finalidade é realizar o planejamento e gestão das políticas públicas, além de monitorar a segurança do suprimento de energia e ter políticas que previnem a diferença entre a energia gerada com a demanda (MME, 2022).
- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** é uma organização a serviço do MME que tem o papel de assistir no desenvolvimento de estudos e pesquisas do setor elétrico, como por exemplo, o planejamento dos recursos energéticos e de expansão (EPE, 2022).
- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE):** é um órgão que foi criado sob o comando do MME e tem a finalidade de acompanhar e verificar a continuidade do fornecimento de energia no país e a segurança do suprimento eletro-energético (MME, 2022).
- **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL):** é uma autarquia que tem o papel de regularizar e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição comercialização de energia elétrica, além de estabelecer tarifas e atividades que promovem as outorgas e concessões de empreendimentos de energia elétrica (ANEEL, 2022).

- **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS):** organização sem fins lucrativos que tem como papel operar, supervisionar e controlar a geração de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), ela é regulamentada e fiscalizada pela ANEEL (ONS, 2021).
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE):** empresa que administra a viabilização e bem como o nome já diz, a comercialização de energia, realizando leilões de energia elétrica, por delegação da ANEEL, além de amparar a evolução do mercado energético brasileiro (CCEE, 2022).

Figura 4 – Instituições do Setor Elétrico Brasileiro.



Fonte – Elaboração Própria

A geração e transmissão de energia elétrica brasileira tem a característica de ser um sistema hidro-termo-eólico, onde ocorre a predominância de usinas hidrelétricas, de grande porte e de responsabilidade de muitos proprietários. Devido a isso o SIN tem o papel de coordenação e controle dos subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte (ONS, 2021). Para o planejamento de sua operação é necessário a realização de simulações complexas coordenadas pela ONS, que por sua vez é regulado e fiscalizado pela ANEEL (ANA, 2022).

## 2.2 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE)

O MRE é um mecanismo financeiro que foi criado com o objetivo de compartilhar o risco hidrológico entre geradores hidrelétricos. Ele está associado à otimização do sistema hidrotérmico e as usinas participantes do MRE são aquelas em que o despacho é realizado centralizadamente pelo ONS (CCEE, 2012).

Na assinatura de contratos de energia, as geradoras e seus agentes estarão assumindo o risco de quantidade que realmente irão gerar, podendo não gerar a energia suficiente para atender o montante contratado, por exemplo, devido a uma condição hidrológica desfavorável e portanto, deverá comprar energia na CCEE, a um Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) que poderá ser elevado. Os principais objetivos do MRE são:

- Balancear a produção energética do país e garantir que todas as regiões tenham a energia necessária, especialmente em períodos de seca. Considerando que o Brasil tem uma grande extensão territorial, alguns locais são mais abundantes em recursos hídricos, enquanto outros são mais carentes;
- Obter um melhor uso da água no país, já que a otimização pode ocorrer em usinas que estão em um mesmo rio. Como o aproveitamento não é o mesmo ao longo de sua extensão, o MRE torna possível um ganho do aproveitamento por meio do despacho centralizado feito pelo ONS.

Portando, de maneira resumida, no MRE, aquelas unidades que geraram acima de suas asseguradas, no processo de contabilização da CCEE, irão repassar esta diferença para o sistema ao custo mínimo definido para a água (Tarifa de Energia de Otimização). Da mesma maneira, a usina que recebe essa energia estará pagando ao sistema estes mesmos custos. Portanto, o MRE visa promover a transferência de energia, apenas para efeito de contabilização, entre as usinas participantes do MRE, afim de minimizar as perdas em períodos de hidrologia ruins.

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 energia no MRE é valorada pela TEO (Tarifa de Energia de Otimização), o qual assume valores mais atrativos que o PLD (Brandão, 2018). Entretanto, a possibilidade de comprar energia pela TEO é concedida para as usinas que cumprem seus requisitos de disponibilidade, descritos pelo MRA e FID.

## 2.3 O FATOR DE DISPONIBILIDADE - FID

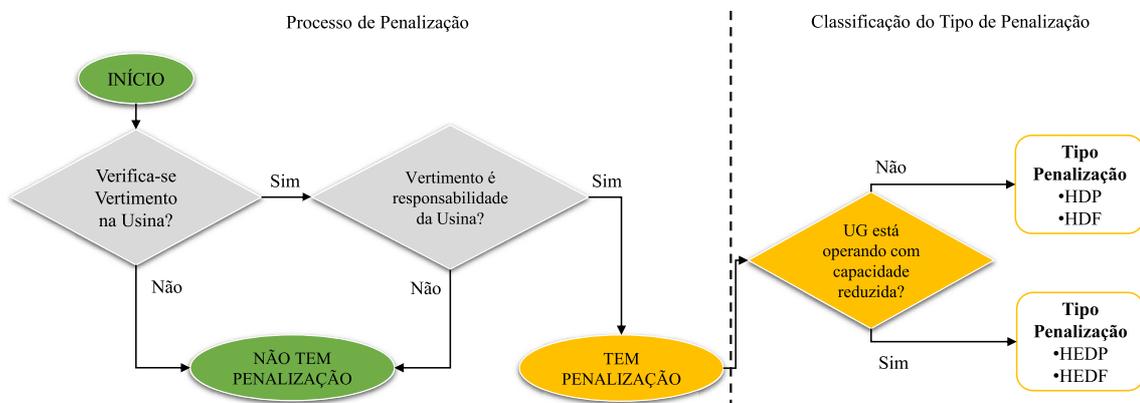
De forma a avaliar o desempenho das hidrelétricas, foi criado o FID, o qual encontra-se inicialmente descrito na Resolução Normativa da ANEEL nº 688/2003 e sofreu uma revisão em 2014, que passou a vigorar a partir de outubro de 2014 conforme descrito na Resolução Normativa da ANEEL nº 614/2014. Através dessas resoluções, são estabelecidas regras para o cálculo da taxa de indisponibilidade de usinas hidrelétricas, que dependem do número de horas de desligamento relacionadas as manutenções programadas e forçadas.

### 2.3.1 Processo para Penalização

Como mencionado, o FID avalia as interrupções ocorridas em detrimento da realização de manutenções, porém, elas são contabilizadas somente quando o ONS verifica vertimento na usina e este ocorre por responsabilidade dela (ANEEL, 2011).

As regras regulatórias estão representadas na Figura 5 que apresenta um fluxograma do efeito da penalização por indisponibilidades. Como pode ser visto, havendo vertimento, porém não sendo ocasionado por responsabilidade da usina, não haverá penalização. Caso ocorra vertimento e este seja ocasionado por critério operativo da usina, ela será penalizada.

Figura 5 – Fluxograma de Regras de Penalização para Usinas do Norte do Brasil.



Fonte – Elaboração Própria

Com relação ao processo de classificação do número de horas penalizadas, ele pode ocorrer de duas formas, como apresentado à direita na Figura 5. Caso a UG esteja completamente inoperante, será registrado o número de horas desligadas neste período, podendo ser horas de manutenção programada ou forçada, computadas pelos índices Horas de Desligamento Programado (HDP) e Horas de Desligamento Forçado (HDF). Porém, caso a UG esteja operando, mas com sua capacidade reduzida, as horas são contabilizadas nos indicadores Horas Equivalentes de Desligamento Programado (HEDP) e Horas Equivalentes de Desligamento Forçado (HEDF).

Dessa forma, fica claro que a estratégia é buscar sempre que possível alocar as manutenções de forma programada evitando o vertimento de água ocasionado por motivos internos na usina, reduzindo as penalizações e conseqüentemente reduzindo o impacto do FID.

### 2.3.2 Cálculo dos Indicadores

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, sendo  $i$  o índice da unidade geradora em operação comercial,  $n$  o número de unidades geradoras em operação comercial e  $j$  o índice do mês apurado. Os valores são mensurados mensalmente para os 60 meses anteriores ao mês apurado (inclusive).

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

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

Onde:

- $P$  Potência instalada da unidade geradora  $i$ ;
- $HDP$  Número de horas de desligamento programado da unidade  $i$  no mês  $j$ ;
- $HEDP$  Número de horas de equivalentes de desligamento programado da unidade  $i$  no mês  $j$ ;
- $HP$  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  $j$ ;
- $HS$  Número de horas em serviço da unidade  $i$  no mês  $j$ ;
- $HRD$  Número de horas de reserva desligada da unidade  $i$  no mês  $j$ ;

*HDCE* Número de horas desligada por condições externas da unidade  $i$  no mês  $j$ .

Analisando as equações é possível notar quais são os índices passíveis de melhorias por parte da usina para que as taxas sejam menores. Na Equação 2.1, que indica o cálculo da TEIP, os índices envolvidos no numerador são associados as horas de manutenção programadas ou preventivas das UGs e, portanto, podem ser modificadas com o devido planejamento. Em contrapartida, na Equação 2.2, relacionada a TEIFa, os índices do numerador, HDF e HEDF, que indicam as manutenções forçadas, conhecidas como manutenções corretivas, não são flexíveis a alterações, porém, com o uso de ferramentas que auxiliam na gestão da manutenção, realizando manutenções preventivas, poderão diminuir a probabilidade de parada.

### 2.3.3 Cálculo e 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:

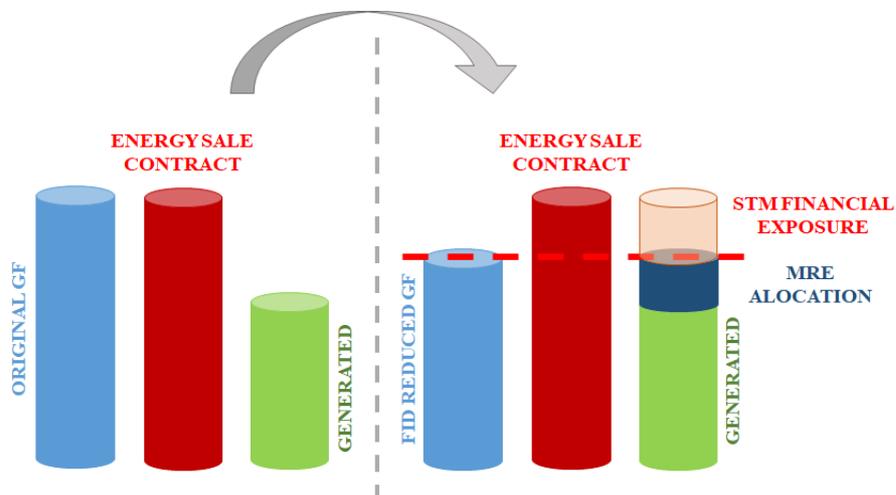
*GFa* Garantia Física apurada;

*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. O FID é utilizado para reduzir matematicamente, ou seja, apenas para fins de penalidade de lastro para venda de energia, a GF das usinas para o compartilhamento do risco hidrológico no MRE.

Assim, com a redução o agente será impactado financeiramente, já que a usina necessitará comprar uma maior quantidade de energia de outros geradores para atender seus requisitos contratuais. A Figura 6 exemplifica o impacto do FID para uma usina hidrelétrica genérica.

Figura 6 – Exemplo de Impacto do FID.



Fonte – Elaboração Própria

Conforme apresentado na Figura 6, a usina hidrelétrica teve sua GF reduzida pelo FID, devido a altas horas de interrupção. Após a redução, o MRE atua realocando energia de outras usinas que geraram acima de sua GF. Entretanto, como houve redução da GF, o agente não conseguirá atender seus contratos de venda de energia e terá que adquirir esse deficit de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP). Essa aquisição de energia no MCP é valorada pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), o qual pode assumir valores elevados em comparação à TEO (Brandão, 2018). Dessa forma, estudos relacionados ao FID são de grande importância para as usinas hidrelétricas do Brasil, já que um desempenho ruim das disponibilidades pode ocasionar grandes impactos financeiros, como discutido anteriormente.

## 2.4 SISTEMA DE APURAÇÃO DAS MUDANÇAS DE ESTADOS OPERATIVOS DE UNIDADES GERADORAS E INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS

O Sistema de Apuração das Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras e Interligações Internacionais (SAMUG) é uma base de dados técnica do ONS, a qual tem o objetivo de armazenar as mudanças de estados operativos de conjuntos geradores e de usinas despachadas pelo ONS. As mudanças de estados operativos são apuradas diariamente pelos Centros de Operação do ONS, com a participação dos agentes e fornecem informações para obtenção das taxas TEIP e TEIFa.

O SAMUG é uma base de dados de extrema relevância para os agentes responsáveis por usinas hidrelétricas, pois nela são registrados todos os eventos de para forçada ou programada que ocorrem durante o dia. Portanto, esta seção tem a finalidade de explorar com mais detalhes o processo operacional de cadastro de eventos no SAMUG, pois através de seus registros históricos, serão montadas as curvas de probabilidade para realizar os sorteios da Simulação de Monte Carlo proposta neste trabalho.

Todas as informações foram interpretadas com referência no Submódulo 10.22 dos Procedimentos de Rede do ONS Brasil (2019), que tem o objetivo de operacionalizar os procedimentos para apuração dessas mudanças de estados operativos e condições operativas das unidades geradoras. Foi consultado também o Despacho N° 3.630, de 19 de dezembro de 2019 ANEEL (2019).

A Figura 7 apresenta um exemplo do SAMUG, com todas as colunas existentes na base de dados.

Figura 7 – Exemplo da Base de Dados do SAMUG.

Equipamento	Estado Operativo	Data Inicio Verificada	Hora Inicio Verificada	Condição Operativa	Origem	Disponibilidade (MW)	Nº ONS	Validação Agente	Tempo	Tempo corrigido
ROUHSN_13P8_UG01	LIG	01/01/2022	00:00	RFO	GAC	65,72	SIMULACAO FID 7651	NOV	720	40,01
ROUHSN_13P8_UG01	LIG	01/01/2022	12:00	NOR		69,59	SIMULACAO FID 25901	NOV	720	-
ROUHSN_13P8_UG02	LIG	01/01/2022	00:00	RFO	GAC	65,72	SIMULACAO FID 7652	NOV	720	40,01
ROUHSN_13P8_UG02	LIG	01/01/2022	12:00	NOR		69,59	SIMULACAO FID 25902	NOV	720	-
ROUHSN_13P8_UG03	LIG	01/01/2022	00:00	RFO	GAC	65,72	SIMULACAO FID 7653	NOV	720	40,01
ROUHSN_13P8_UG03	LIG	01/01/2022	12:00	NOR		69,59	SIMULACAO FID 25903	NOV	720	-
ROUHSN_13P8_UG04	LIG	01/01/2022	00:00	RFO	GAC	65,72	SIMULACAO FID 7654	NOV	720	40,01
ROUHSN_13P8_UG04	LIG	01/01/2022	12:00	NOR		69,59	SIMULACAO FID 25904	NOV	720	-
ROUHSN_13P8_UG01	LIG	01/03/2022	00:00	RFO	GAC	67,03	SIMULACAO FID 10601	NOV	720	26,51
ROUHSN_13P8_UG01	LIG	01/03/2022	12:00	RPR	GAC	49,88	SIMULACAO FID 28851	NOV	720	203,89
ROUHSN_13P8_UG02	LIG	01/03/2022	00:00	RFO	GAC	67,03	SIMULACAO FID 10602	NOV	720	26,51
ROUHSN_13P8_UG02	LIG	01/03/2022	12:00	RPR	GAC	49,88	SIMULACAO FID 28852	NOV	720	203,89
ROUHSN_13P8_UG03	LIG	01/03/2022	00:00	RFO	GAC	67,03	SIMULACAO FID 10603	NOV	720	26,51
ROUHSN_13P8_UG03	LIG	01/03/2022	12:00	RPR	GAC	49,88	SIMULACAO FID 28853	NOV	720	203,89
ROUHSN_13P8_UG04	LIG	01/03/2022	00:00	RFO	GAC	67,03	SIMULACAO FID 10604	NOV	720	26,51
ROUHSN_13P8_UG04	LIG	01/03/2022	12:00	RPR	GAC	49,88	SIMULACAO FID 28854	NOV	720	203,89

Cada coluna na base de dados do SAMUG é de extrema importância, sendo necessário um entendimento dos detalhes dos eventos. Na sequência é apresentado em detalhes o significado de cada campo no SAMUG:

- **Equipamento:** contém o nome da respectiva unidade geradora, considerando que cada turbina deve ter registrado o seu estado operativo para todas as horas de todos os dias do ano, ou seja, em funcionamento, desligada ou com algum tipo de restrição.
- **Estado Operativo:** o estado operativo é “LIG” para todos os eventos. Como mencionado na 1ª premissa, os eventos são classificados como restrição, isso quer dizer que as UGs estão operando de forma parcial ou então normalmente, por isso o estado operativo de ligado para todos os eventos.
- **Data Início Verificada:** como citado, terá dois eventos por dia de cada turbina, em vista disso, a data de início será do respectivo dia do horizonte de simulação.
- **Hora Início Verificada:** para os eventos classificados como HEDF, sua hora de início será “00:00” e para os eventos de classificados como HEDP, terá “12:00” como hora de início. No dia que em que não houver HEDF e/ou HEDP, considera-se as mesma horas de início, lembrando que são registrados dois eventos por dia.
- **Condição Operativa:** em caso de disponibilidade calculada ser igual a disponibilidade máxima da UG, a condição operativa será “NOR”, caso contrário será “RPR” para as horas classificadas como HEDP e “RFO” para as horas classificadas como HEDF.
- **Origem:** para a origem também deve-se verificar o valor da disponibilidade calculada. Para ambos os casos de horas mensuradas como HEDF ou HEDP, em caso da disponibilidade ser igual a disponibilidade máxima da turbina, a origem ficará com o campo “(vazio)”, caso contrário, receberá a classificação de “GAC”.
- **Disponibilidade (MW):** o valor da disponibilidade que indicará o tempo penalizado como HEDF e HEDP. O seu cálculo está representado nas Equações 2.7 e 2.8.

– Disponibilidade das horas classificadas com HEDF:

$$Disponibilidade_{ug,d} = \left(1 - \frac{HEDF_d}{HDISP_d}\right) \cdot PMAX_{ug} \quad (2.7)$$

– Disponibilidade das horas classificadas com HEDP:

$$Disponibilidade_{ug,d} = \left(1 - \frac{HEDP_d}{HDISP_d}\right) \cdot PMAX_{ug} \quad (2.8)$$

Onde:

$ug$  Índice da unidade geradora;

$d$  Índice do dia;

$PMAX_{ug}$	Potência Máxima para cada unidade geradora;
$HDISP_d$	Horas disponível no dia para operação.

- **Nº ONS:** o número do ONS é uma chave primária do banco de dados do SAMUG, ou seja, é o número pelo qual o ONS identifica o evento dos agentes.
- **Validação Agente:** a validação do agente é um campo que mostra em que fase da validação do evento está. Se está aguardando validação do Agente, se foi retificado e informado, etc. Foi adotado o termo “NOV” para todos os eventos, identificando ser um evento de simulação, ou seja, um evento “novo”.
- **Tempo:** é o tempo registrado do evento. Como mencionado, cada evento recebe o mesmo tempo, o valor de “720”.
- **Tempo corrigido:** é o tempo considerado para penalização. Este valor é diferente da coluna “Tempo” para os casos com restrições operativas. O sistema já calcula automaticamente este tempo, no entanto ele é calculado aqui para cruzar as informações, ou seja, conferência de resultados.

#### 2.4.1 Processo de Classificação das Mudanças de Estados Operativos de UGs

As diretrizes gerais do processo informam que os eventos de mudanças de estados operativos são registrados pelo ONS considerando as informações de **‘Equipamento/Instalação’**, **‘Data/Hora de Início Verificada’**, **‘Estado Operativo’**, **‘Condição Operativa’**, **‘Origem’**, **‘Disponibilidade’** e **‘Comentário’**. Nesta seção será descrito o fluxo das informações que necessitam de classificação.

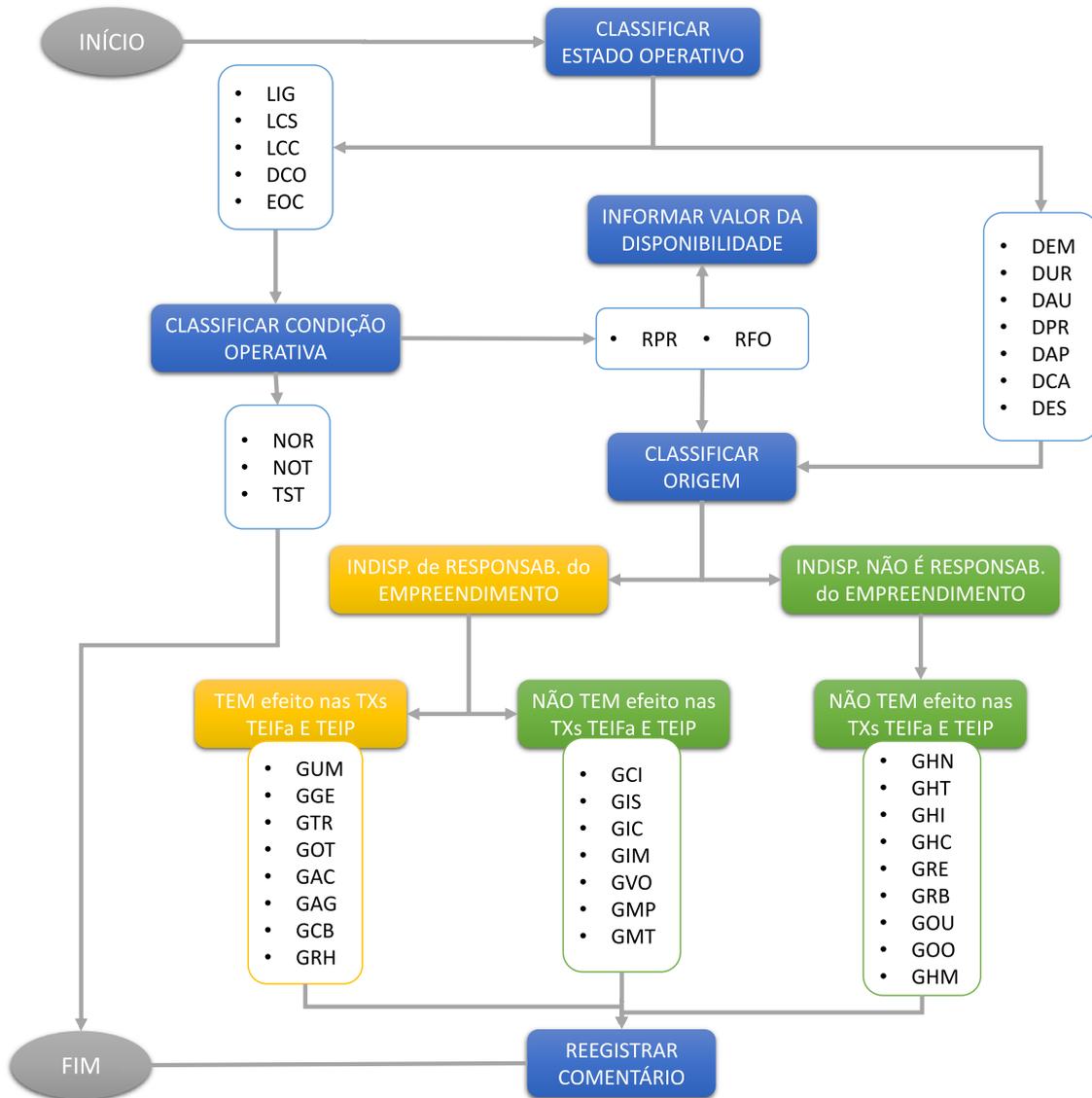
Para melhor entendimento do processo de classificação de mudança de estados operativos, foi desenvolvido um fluxograma adaptado do Anexo I do submódulo em questão (Brasil, 2019), o qual pode ser visualizado na Figura 8.

O processo de classificação se inicia quando é feita a triagem dos dados e informações, classificando o **‘Estado Operativo’**, **‘Condição Operativa’**, **‘Origem’**, **‘Disponibilidade’** e **‘Comentário’**.

O primeiro passo é identificar e realizar a classificação do **estado operativo** das UGs, que se divide em dois grupos, o primeiro onde os estados operativos indicam que as UGs estão disponíveis, podendo estar ligadas ou paradas por conveniência operativa. Já o segundo o grupo representa um estado de UGs indisponíveis para o sistema, como pode ser observado na Figura 8. O significado de cada sigla está apresentado na Tabela 1.

Entre os tipos de desligamento, dois deles já apresentam algumas premissas, com relação ao **DAP** (*desligamento programado, manutenção em aproveitamento*), ele já é parametrizado como uma indisponibilidade que não é de responsabilidade do empreendi-

Figura 8 – Classificação das Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras.



Fonte – Elaboração Própria

mento e já o **DCA** (*desligado por necessidade do agente*) como de responsabilidade do empreendimento de geração, detalhes que serão abordados mais a frente.

Quando as unidades geradoras forem classificadas em algum estado operativo do Grupo 1, deverá ser classificada a sua **condição operativa**. Novamente, é encontrado dois cenários (Grupo 1.1 e Grupo 1.2), o primeiro é aquele em que a condição de operar é normal, está aguardando para comprovar disponibilidade ou iniciou a comprovação solicitada pelo ONS e o outro ambiente ocorre quando a condição de operação possui alguma restrição, podendo ser por motivo de uma causa programada ou forçada. As siglas e o significado de cada uma delas estão apresentados na Tabela 2.

Caso a condição operativa seja classificada como **RPR** (*restrição programada*) ou **RFO** (*restrição forçada*), deve ser obrigatoriamente indicada a disponibilidade da

Tabela 1 – Classificação das origens de mudança de **estado operativo**.

<b>Grupo 1</b>	
<b>Classificador</b>	<b>Significado</b>
<b>LIG</b>	Ligado como gerador.
<b>LCS</b>	Ligado como compensador síncrono, por solicitação do ONS, para controle de tensão.
<b>LCC</b>	Ligado como compensador síncrono, por solicitação do agente.
<b>DCO</b>	Desligado por conveniência operativa do ONS, por insuficiência de queda útil ou afluência.
<b>EOC</b>	Entrada em operação comercial, devendo identificar o instante a partir do qual a ANEEL libera a UG para a operação comercial, seja ela nova ou tenha sido objeto de modificações que alteraram as suas características.
<b>Grupo 2</b>	
<b>Classificador</b>	<b>Significado</b>
<b>DEM</b>	Desligado em emergência, manualmente para evitar risco de vida e/ou danos a equipamento, quando não há tempo hábil para comunicação e providências pelo ONS.
<b>DUR</b>	Desligado em urgência, após tratativas prévias e autorização dos centros de operação do ONS.
<b>DAU</b>	Desligado automaticamente por atuação de sistema de proteção ou de controle.
<b>DPR</b>	Desligado para manutenção programada ou durante período de intervenções para testes.
<b>DAP</b>	Desligamento em aproveitamento para intervenção programada, em aproveitamento a outras intervenções.
<b>DCA</b>	Desligado por necessidade do agente, quando de necessidade exclusiva do agente ou quando de indisponibilidade programada por restrição.
<b>DES</b>	Desativado. O estado operativo DES deve identificar o instante a partir do qual uma unidade geradora passa a ser considerada desativada.

unidade geradora, porém se a condição for **NOR** (*em operação normal*), é adotada automaticamente como disponibilidade a potência efetiva da UG.

O próximo passo é classificar a **origem** do evento que causou o desligamento ou a restrição para usinas e unidades geradoras. Neste momento, a indisponibilidade encontrada pode ser de responsabilidade do empreendimento, vide Tabela 3, ou não, vide Tabela 4. Caso o evento não seja de responsabilidade do empreendimento, os valores de indisponibilidade não influenciam no cálculo das taxas TEIFa e TEIP. Porém, caso tenha sido atribuída ao empreendimento, ainda existe dois panoramas, o primeiro é aquele em que o evento registrado impacta nos valores de TEIFa e TEIP e o segundo é aquele que não impacta.

É importante ressaltar, que na apuração da TEIP e da TEIFa, o ONS poderá

Tabela 2 – Classificação das origens de mudança de estado segundo **condição operativa**.

<b>Grupo 1.1</b>	
<b>Classificador</b>	<b>Significado</b>
<b>NOR</b>	A UG podendo estar ligada ou desligada, está em condições normais de produção de energia.
<b>NOT</b>	A UG podendo está ligada para atendimento à comprovação de disponibilidade.
<b>TST</b>	A UG podendo está aguardando a realização da comprovação de disponibilidade.
<b>Grupo 1.2</b>	
<b>Classificador</b>	<b>Significado</b>
<b>RPR</b>	A UG podendo estar ligada ou desligada, está sob restrição que afeta sua disponibilidade em função de uma causa <b>programada</b> .
<b>RFO</b>	A UG podendo estar ligada ou desligada, está sob restrição que afeta sua disponibilidade em função de uma causa <b>forçada</b> .

Tabela 3 – Classificação da **origem** do evento que causou indisponibilidade das UG, de Responsabilidade do Empreendimento.

<b>TEM efeito nas taxas TEIFa e TEIP</b>	
<b>Classificador</b>	<b>Significado</b>
<b>GUM</b>	Componentes associados ao processo de produção de energia mecânica.
<b>GGE</b>	Gerador e equipamentos associados à produção de potência elétrica.
<b>GTR</b>	Transformador elevador de tensão e equipamentos associados
<b>GOT</b>	Equipamentos ou sistemas eletromecânicos associados aos serviços auxiliares.
<b>GAC</b>	Restrição elétrica imposta por ativos de conexão.
<b>GAG</b>	Necessidade do Agente.
<b>GCB</b>	Restrições em unidades geradoras termelétricas.
<b>GRH</b>	Restrição de geração parcial decorrente de perda de carga hidráulica associado a uma restrição de geração por queda líquida.
<b>NÃO tem efeito nas taxas TEIFa e TEIP</b>	
<b>Classificador</b>	<b>Significado</b>
<b>GCI</b>	Restrições em unidades geradoras termelétricas.
<b>GIS</b>	Instalação de sistemas ou equipamentos por determinação do ONS, CCEE ou ANEEL e teste de autor-restabelecimento.
<b>GIC</b>	Ocorrências ou intervenções programadas e forçadas relativas ao início de operação comercial.
<b>GIM</b>	Melhorias que tragam ganhos operativos para o SIN .
<b>GVO</b>	Classificação que só será utilizada quando determinada pela ANEEL.
<b>GMP</b>	Combate ao mexilhão dourado e/ou plantas aquáticas (caráter preventivo).
<b>GMT</b>	Limpeza para remoção do mexilhão dourado e/ou plantas aquáticas (sem eliminação do problema).

Tabela 4 – Classificação da **origem** do evento que causou indisponibilidade das UG, que **não** é de Responsabilidade do Empreendimento.

<b>NÃO tem efeito nas taxas TEIFa e TEIP</b>	
<b>Classificador</b>	<b>Significado</b>
<b>GHN</b>	Restrição devido à navegação
<b>GHT</b>	Restrição devido ao turismo
<b>GHI</b>	Restrição devido à irrigação ou outras captações externas ao agente
<b>GHC</b>	Restrição devido ao controle de cheia e a inundações
<b>GRE</b>	Restrição de potência por redução de queda útil
<b>GRB</b>	Restrição elétrica imposta pela rede básica
<b>GOU</b>	Restrição elétrica imposta por outros sistemas de transmissão, distribuição ou outros agentes externos
<b>GOO</b>	Classificação aguardando conclusão de análise pelo ONS
<b>GHM</b>	Restrição devido ao meio ambiente

desconsiderar a indisponibilidade decorrente dos motivos apresentados na forma do Anexo I da Resolução Normativa nº 614/2014, definida pela ANEEL ANEEL (2014), desde que justificados adequadamente, já o Anexo III apresenta ocorrências em que a comprovação da disponibilidade não é necessária.

O cálculo desses parâmetros é de responsabilidade do ONS. Os resultados, obtidos por usina são armazenados no sistema SAMUG e posteriormente encaminhados à CCEE e para os agentes. Os agentes poderão então contestar os registro dentro dos prazos estipulados.

Neste momento, fica claro e visual, a identificação dos eventos que impactam no FID e os que não impactam, sendo caracterizados como expurgo. A partir disso, é possível selecionar os eventos históricos que indicam parada forçada, impactando ou não na taxa TEIFa. A seleção dos eventos que irão compor o histórico será apresentada em detalhes na Seção 3.2.

### 3 METODOLOGIA PROPOSTA

#### 3.1 OTIMIZAÇÃO DA AGENDA DE MANUTENÇÃO

O desempenho do FID da usina e das unidades geradoras está fortemente relacionado à redução das interrupções ocorridas por responsabilidade da usina. Geralmente, essas interrupções são ocasionadas devido à manutenções que devem ser realizadas nas Unidades Geradoras ao longo do ano, de forma a terem seu funcionamento de forma satisfatória. Vale ressaltar, que essas interrupções são contabilizadas apenas quando há impacto ao sistema, ou seja, quando o desligamento da UG para manutenção leva à uma geração abaixo do demandado pelo sistema, conseqüentemente, levando a penalizações de HDP.

Para mitigar essas penalizações é ideal que as manutenções preventivas sejam programadas ao longo do ano de forma otimizada, minimizando as penalizações por HDP. Dessa forma, a otimização define o melhor dia se iniciar cada manutenção das unidades geradoras, levando em conta restrições operacionais e as respectivas durações de parada pré-estabelecidas. A situação operativa (Ligado ou desligado) e o dia de início da manutenção são variáveis binárias e o vertimento diário é uma variável real, portanto, o problema proposto categoriza-se em um Problema Linear Inteiro Misto (PLIM).

##### 3.1.1 Modelagem Matemática

O objetivo é otimizar o planejamento da operação e o início da manutenção de cada UG, representada pelo subíndice  $g$ . Além disso, cada UG possui diversas manutenções com durações diferentes e representadas pelo subíndice  $m$ , sendo cada uma delas otimizadas de forma separada em um processo iterativo descrito com mais detalhes na sequência

A agenda de manutenção e operação otimizada é feita em base diária, onde cada dia é representado pelo sub-índice  $d$ . A modelagem completa para otimização é descrita nas Equações (3.1)–(3.5).

$$\min HDP = \sum_{d=1}^D hdp_d \quad (3.1)$$

Sujeito a:

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

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

$$\sum_{d=1}^{D-M_{m,g}+1} y_{m,g,d} = 1 \quad \forall g \in G \quad (3.4)$$

$$(y_{m,g,d} = 0) \vee \left( \sum_{s=0}^{M_g-1} x_{g,d+s} = 0 \right) \quad \forall g \in G, \\ d = 1, 2, 3, \dots, D - M_{m,g} + 1 \quad (3.5)$$

$$\sum_{d=y_{m-r,g,d}-M_{m,g}}^{y_{m-r,g,d}+M_{m-r,g}} y_{m,g,d} = 0 \quad \forall r = 1, 2, \dots, m-1, m \geq 2 \quad (3.6)$$

$$hdp_p = \frac{vvert_d}{\left( \sum_{g=1}^{G^*} \overline{vturb}_{g,d} \right) / G^*} \cdot 24 \quad \forall d \in D \quad (3.7)$$

$$x_{g,d}, y_{g,d} \in [0, 1] \cap \mathbb{Z} \quad (3.8)$$

$$vturb_d, vvert_d \geq 0 \quad (3.9)$$

Onde:

- $G$  Número de unidades geradoras;
- $D$  Número de dias;
- $R$  Número da atual rodada de manutenção;
- $vvert_d$  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  $g$  no dia  $d$  ( $m^3/s$ );
- $vapen_d$  Vazão afluyente passível de ser penalizada para o dia  $d$  ( $m^3/s$ );
- $x_{g,d}$  Modo operativo da unidade  $g$  no dia  $d$ ;
- $y_{m,g,d}$  Dia de início da manutenção  $m$  da unidade  $g$  no dia  $d$ ;
- $M_{m,g}$  Duração da manutenção  $m$  da unidade  $g$ ;
- $G^*$  Número de unidades geradoras com condições de operar de acordo com a altura de queda.

Neste problema, a função objetivo, representada por (3.1), busca minimizar o somatório de HDP ao longo do ano, de forma a minimizar as perdas financeiras da usina. Esse processo engloba buscar utilizar o máximo possível de água defluente no rio através do turbinamento (geração de energia) das turbinas disponíveis. O planejamento da manutenção ocorre em intervalos de tempo diários de cada unidade geradora. Esta função objetivo está sujeita as seguintes restrições:

- **Restrição de Vazão Turbinada:** Apresentada em (3.3), cada unidade geradora, quando disponível (estado indicado pela variável  $x_{g,d} = 1$ ) irá sempre turbinar o seu potencial máximo, resultando a vazão total de turbinamento diário de toda a usina, conforme (3.2). A vazão defluente, que é a vazão turbinada somada a vazão vertida, deve ser sempre igual a vazão afluente que pode ser penalizada.
- **Restrição de Períodos de Manutenção:** O número de manutenções realizadas de cada turbina deve ser igual ao número de manutenções planejadas desta turbina, representado em (3.4).
- **Restrição de Duração da Manutenção e Continuidade:** Todas as unidades geradoras devem ser desligadas durante o período de tempo correspondente a duração de sua manutenção ( $M_{m,g}$ ). Além disso, quando a manutenção é iniciada, ela deve ocorrer continuamente até que sua duração seja atendida. Estas duas premissas serão atendidas em uma única restrição, expressa em (3.5).
- **Equação para o Cálculo do HDP diário:** Indicada por (3.7), as horas de indisponibilidade programada são obtidas através da razão do vertimento pela capacidade média da usina no respectivo dia. Multiplica-se por 24 para obter o respectivo valor em horas.
- **Restrições de Canalização:** Por fim, as restrições de canalização limitam as variáveis do problema. Para as variáveis binárias,  $x_{g,d}$  e  $y_{g,d}$ , está indicado em (3.8) e para o volume vertido  $s_d$ , em (3.9).

Restrições Disjuntivas são encontradas em problemas de agendamento, sendo recomendadas quando o problema possui regiões disjuntas e viáveis (Baptiste, 1996). No problema apresentado, a restrição disjuntiva pode ser substituída por um conjunto de desigualdades lineares usando o auxílio do Big-M, sendo representada em (3.10) (Trespacios and Grossmann, 2015).

O Big-M está representado pelo 'M' presente no lado direito dessa restrição, a qual neste caso é igual à duração de cada período de manutenção  $M_g$ , da respectiva unidade

$g$ . Portanto atende a restrição de duração da manutenção e de continuidade ao mesmo tempo.

$$\sum_{s=0}^{M_{m,g}-1} x_{g,d+s} \leq M_{m,g} \cdot (1 - y_{g,d}) \quad \forall g \in G,$$

$$d = 1, 2, 3, \dots, D - M_g + 1 \quad (3.10)$$

Além disso, algumas variáveis e parâmetros possuem detalhes adicionais. Primeiramente, o Turbinamento máximo ( $\overline{vturb}_{g,d}$ ) é um parâmetro de extrema importância para a otimização da operação, sendo calculado através da vazão no dia e de dados construtivos de cada unidade geradora, como polinômio cota-volume e curva colina. O processo para obtenção desse parâmetro é equacionado com detalhes em de Sousa Oliveira et al. (2021).

Já a vazão passível de penalização, utilizada em 3.3 é calculada através da vazão afluyente diária e da capacidade da usina. Em certos períodos do ano, a vazão afluyente é superior ao valor que a usina consegue turbinar, nesse caso, haverá vertimento sem ser de responsabilidade da usina, não penalizando-a, conforme o fluxograma apresentado anteriormente em 5. Portanto, através do Algoritmo 1, pode-se calcular a vazão passível de ser penalizada.

---

**Algorithm 1:** Algoritmo para Cálculo da Vazão Passível de Penalização.

---

**Data:**  $vazao, \overline{vturb}_{g,d}$   
**Result:**  $vapen$

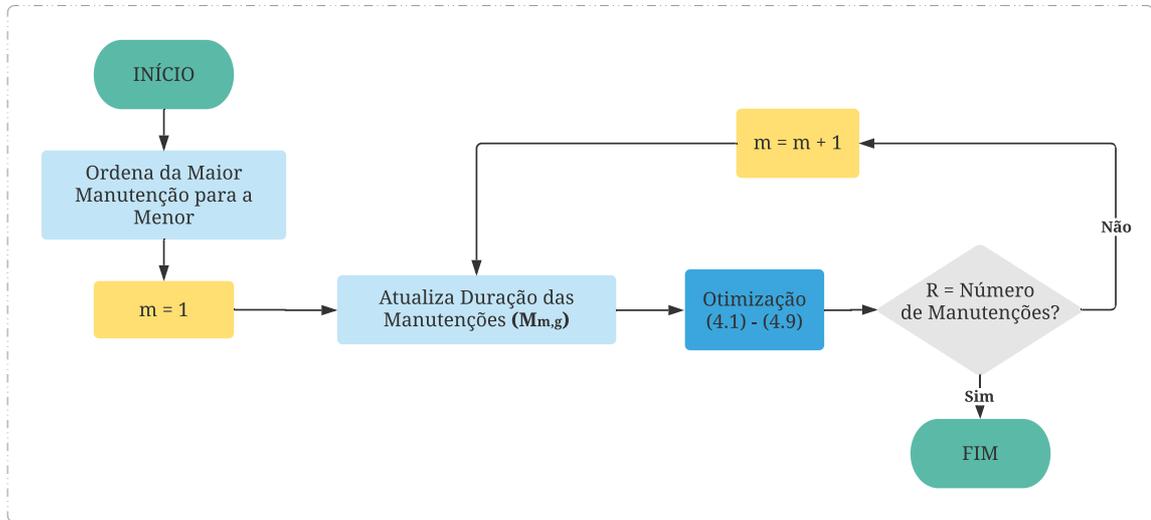
- 1 inicialização;
- 2  $dia \leftarrow 1$
- 3 **while**  $dia \leq 365$  **do**
- 4      $capacidade_{dia} \leftarrow \sum_{g=1}^{NUG} \overline{vturb}_{g,dia}$ ;
- 5     **if**  $vazao_{dia} \geq capacidade_{dia}$  **then**
- 6          $vapen_{dia} \leftarrow capacidade_{dia}$
- 7     **else**
- 8          $vapen_{dia} \leftarrow vazao_{dia}$ ;
- 9     **end**
- 10     $dia = dia + 1$
- 11 **end**

---

De forma a otimizar e alocar todas as manutenções, é realizado um processo iterativo conforme apresentado na Figura 9.

Primeiramente, ordena-se as manutenções da maior para a menor. Em seguida, é a realizado a primeira rodada de otimização, alocando a maior manutenção de cada UG. Na sequência, os índices  $m$  e  $R$  são atualizados e a segunda rodada de otimização é

Figura 9 – Fluxograma para Otimização das Manutenções.



Fonte – Elaboração Própria

executada. Neste caso, a restrição apresentada na Equação 3.6 é considerada, limitando os dias possíveis para alocar o início da segunda maior manutenção de cada UG. O processo segue até que o número máximo de manutenções necessárias seja atendido.

Após todas as rodadas concluídas, as manutenções foram alocadas e a operação da usina no horizonte definido foram otimizadas. Entretanto, a modelagem considera que uma vez ligada, a unidade geradora irá turbinar seu valor máximo ( $\overline{vturb}_{g,d}$ ). Tal consideração apresenta duas vantagens para obtenção na solução do problema:

- **Redução das dimensões do problema:** O volume turbinado diário não é considerado variável da otimização. Reduz  $G \cdot D$  variáveis;
- **Redução da complexidade:** Caso o volume turbinado fosse uma variável, o problema se tornaria do tipo Não Linear Inteiro Misto (NLIM), o que complicaria o algoritmo para encontrar a solução

Devido a consideração, de forma a respeitar a restrição apresentada em 3.3, pode ocorrer vertimento desnecessário, já que ligar mais uma UG irá violar a restrição, pois ela obrigatoriamente gera o seu máximo disponível. Dessa forma, o Algoritmo 2 aplicado posteriormente à otimização foi desenvolvido para contornar esse vertimento desnecessário. Em resumo, para cada dia, o algoritmo avalia se houve vertimento desnecessário, ou seja, quando há uma turbina disponível (desligada e sem manutenção agendada). Portanto, a unidade geradora é considerada ligada ( $x_{g,d} = 1$ ) e o vertimento é nulo ( $vvert_d = 0$ ).

---

**Algorithm 2:** Algoritmo da Pós-Otimização.
 

---

```

Data:  $x_{g,d}, vvert_d$ 
Result:  $x_{g,d}, vvert_d$ 
1 inicialização;
2  $dia \leftarrow 1$ 
3 while  $dia \leq 365$  do
4   if  $vvert_d > 0$  e  $\sum_{g=1}^G x_{g,d} = G$  then
5     if Há turbina disponível para operar then
6       Seleciona turbina  $g$  disponível
7        $x_{g,d} \leftarrow 1$ 
8        $vvert_d \leftarrow 0$ 
9     else
10      Vertimento no dia  $d$  será penalizado
11    end
12  else
13    Vertimento no dia  $d$  será penalizado
14  end
15 end

```

---

A otimização apresentada nessa seção, é inspirada na modelagem apresentada na dissertação de Sousa Oliveira (2021). Entretanto, o modelo aqui apresentado possui três diferenças e melhorias:

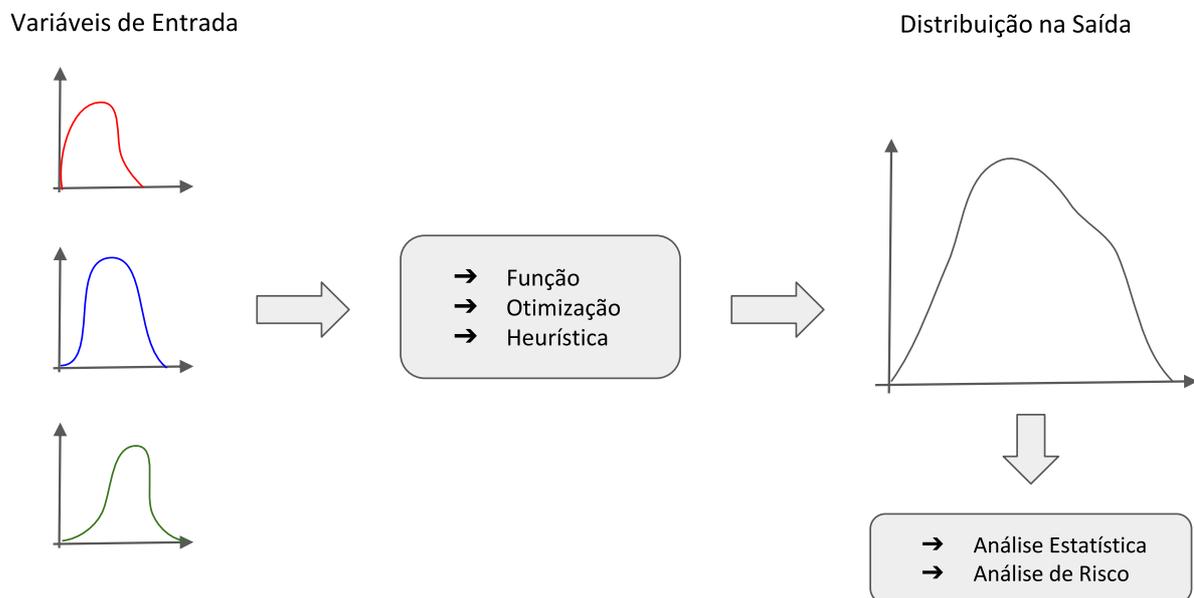
- Otimização das manutenções de forma separada através do processo iterativo apresentado na Figura 9;
- Função objetivo é minimizar o HDP causado pelo vertimento em decorrência da manutenção programada (Equação 3.1);
- A restrição de vazão turbinada considera a vazão passível de penalização (Equação 3.3).

Esta seção apresentou a modelagem para otimização da agenda de manutenção das unidades geradoras de uma usina hidrelétrica. O calendário de paradas programadas definido será inserido na Simulação de Monte Carlo, a qual será apresentada em detalhes na seção seguinte.

### 3.2 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

A Simulação de Monte Carlo é uma técnica estatística que realiza uma série de cálculos de probabilidade para a obtenção de projeções de eventos futuros. Assim, são feitas diversas simulações visando cobrir boa parte das possibilidades de ocorrência dos eventos (Mooney, 1997). A simulação de Monte Carlo possui grande contribuição para análise de risco ao construir modelos de resultados possíveis, calculando os resultados continuamente, a cada vez usando um conjunto diferente de valores aleatórios das funções de probabilidade. Dessa forma, a simulação de Monte Carlo produz distribuições de valores de resultados possíveis conforme a Figura 10 (Murtha, 1997).

Figura 10 – Simulação de Monte Carlo Genérica.



Fonte – Elaboração Própria

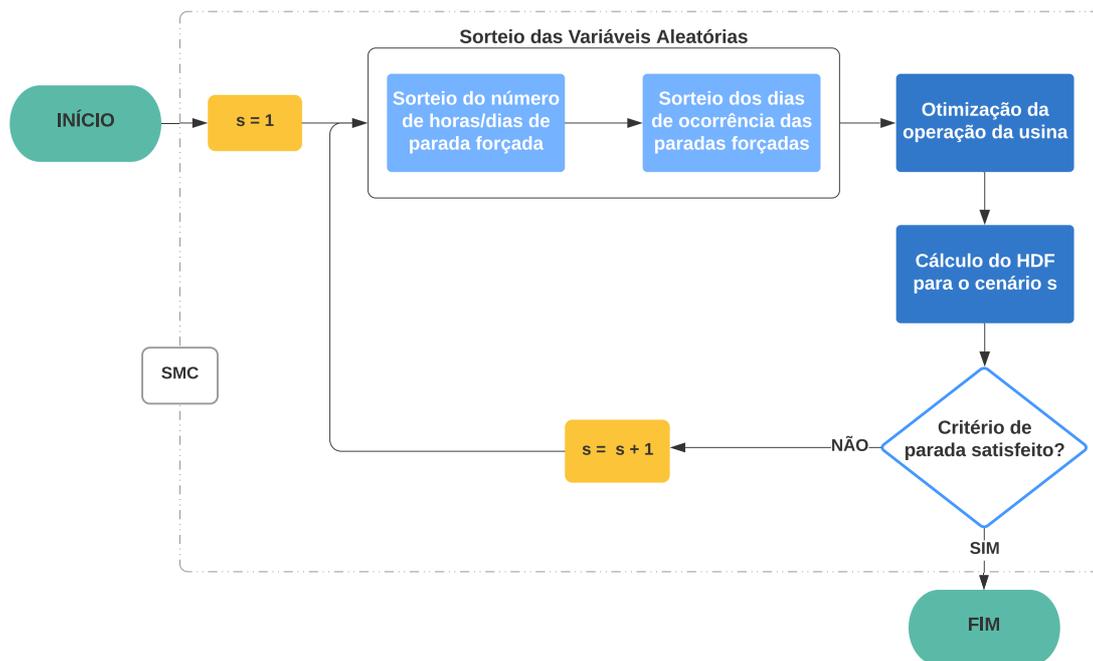
Neste trabalho, serão realizados sorteios aleatórios relacionados às paradas forçadas para cada UG em cada mês. As paradas forçadas são aleatórias e difíceis de prever, além disso possuem grande relevância no contexto das usinas hidrelétricas, com grande impacto na operação das unidades geradoras, bem como influenciando financeiramente os agentes.

Vale ressaltar que cada unidade geradora possui suas particularidades ao longo do ano, sendo necessário construir as curvas de probabilidade e realizar sorteios mensais de forma a representar melhor a realidade da usina hidrelétrica. Os parâmetros sorteados em cada rodada da SMC para cada UG em cada mês são:

- Número de Dias de Eventos Forçados;
- Dias de Ocorrência dos Eventos Forçados.

Após o sorteio, as paradas forçadas serão inseridas em um modelo de otimização, o qual irá calcular a operação da usina, levando em conta aspectos construtivos, restrições forçadas e programadas. Em seguida, é calculado o indicador HDF para o respectivo cenário da SMC, o qual será utilizado na sequência para a análise de risco. O processo da SMC é executado até que o critério de parada estabelecido seja atendido. A Figura 11 apresenta o fluxograma geral da Simulação de Monte Carlo proposta nesse trabalho.

Figura 11 – Fluxograma da Simulação de Monte Carlo Proposta.



Fonte – Elaboração Própria

As seções seguintes possuem o objetivo de apresentar em detalhes os passos apresentados no Fluxograma da Figura 11.

### 3.2.1 Obtenção do Histórico de Paradas Forçadas

Para construir o histórico de parada forçada, foi utilizado a base de dados do SAMUG, a qual foi apresentada e discutida em detalhes na Seção 2.4. O objetivo da Simulação de Monte Carlo proposta, é realizar sorteio de paradas forçadas, e inseri-las no modelo de otimização. Dessa forma, é necessário realizar um filtro no banco de dados do SAMUG para obter os eventos de interesse. Vale ressaltar a importância dessa análise, pois todos as usinas e suas respectivas unidades geradoras, possuem eventos registrados no SAMUG.

Para identificar estes eventos, existem dois cenários possíveis, o primeiro compreende-se no desligamento completo de um equipamento, sendo classificado como **Desligamento Forçado** e o segundo consiste no funcionamento do equipamento, porém com algum tipo de restrição, sendo classificado como **Restrição Forçada**. Os tempos registrados nesses eventos e que impactam no FID são classificados como HDF e HEDF respectivamente.

No entanto, o objetivo é selecionar todos eventos relacionados às paradas forçadas, que compreendem aquelas interrupções ocasionadas devido ao planejamento interno da usina e aquelas ocasionadas por acontecimentos externos da usina, ou seja, que fogem do controle do agente. Para isso, a seleção é feita para ambos os casos:

- **Desligamento Forçado:** seleciona-se os eventos onde o Estado Operativo registrado é considerado DAU ou DEM. Ressaltando que todas as Origens entram no filtro, uma vez que o objetivo é abranger eventos que impactam e não impactam no FID.
- **Restrição Forçada:** seleciona-se os eventos onde a Condição Operativa registrada é considerada RFO. Neste cenário, todas as Origens também entram no filtro pelo mesmo motivo do caso anterior. Além disso, as opções encontradas de Estado Operativo são LIG ou DCO. Nesses casos a unidade geradora opera com alguma restrição (caso LIG) ou tem condições de operar, porém por questões físicas com relação a queda útil do reservatório, impedem o seu funcionamento (caso DCO).

Vale destacar novamente que foi realizado um filtro nos eventos histórico do SAMUG de forma a obter apenas os que causam parada forçada, não necessariamente indicando um impacto no FID. O objetivo é inserir todos os tipos de eventos forçados na otimização aplicada a cada rodada da SMC, sendo ela responsável por indicar quais eventos foram ou não considerados como HDF (impacto direto no TEIFa e FID) de forma a fornecer uma análise de risco pautada pelos aspectos operacionais e regulatórios.

Com o histórico de eventos selecionado, é possível obter as curvas de probabilidade para cada unidade geradora, destacando as horas totais de parada forçada e os dias que essas paradas ocorreram em cada mês. Tal separação mensal é de extrema relevância, pois diversas regiões do Brasil, possuem uma sazonalidade marcante nas suas vazões afluentes.

Dessa forma, definindo a modelagem para as curvas de probabilidades, os sorteios aleatórios durante a Simulação de Monte Carlo podem ser executados. Na sequência, será mostrado a metodologia proposta para sorteio e inserção dos parâmetros aleatórios no modelo de otimização da operação das unidades geradoras.

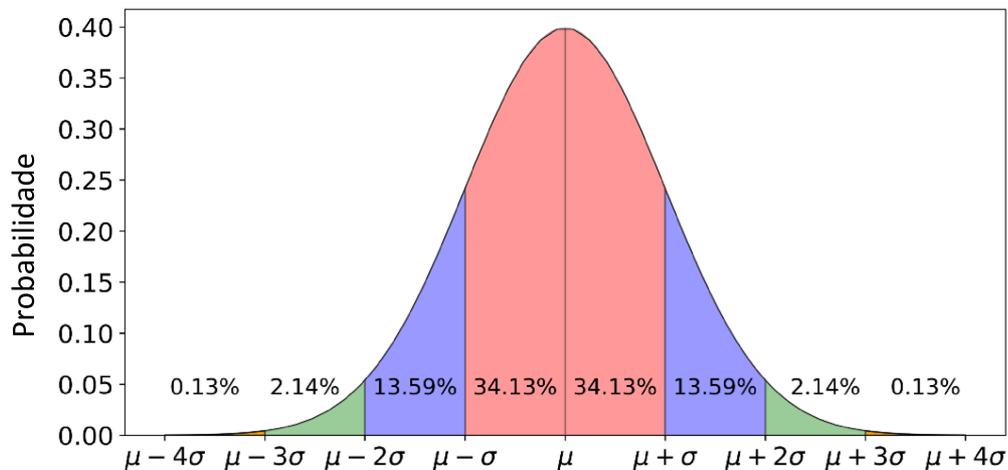
### 3.2.2 Sorteio das Variáveis Aleatórias

Nesta etapa, será descrito a forma como as variáveis aleatórias foram tratadas e sorteadas durante a Simulação de Monte Carlo.

#### → Número de Horas de Parada Forçada:

Uma das técnicas mais comuns para modelar comportamentos aleatórios é através da Distribuição Normal (Singh et al., 2009). A distribuição normal é uma distribuição de probabilidade absolutamente contínua parametrizada pela sua esperança matemática (número real  $\mu$ ) e desvio padrão (número real positivo  $\sigma$ ). A a Figura 12.

Figura 12 – Distribuição Normal.



Neste caso, para cada unidade geradora em cada mês, obtêm-se uma Distribuição Normal ( $N_{g,m}(h)$ ) conforme a Equação 3.11 através do histórico de horas (h) paradas por restrição forçada, onde  $\mu_{g,m}$  e  $\sigma_{g,m}$  representam a média e desvio padrão da horas paradas da unidade  $g$  no mês  $m$ .

$$N_{g,m}(h) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_{g,m}^2}} \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{h - \mu_{g,m}}{\sigma_{g,m}} \right)^2 \right] \quad \forall g, m \quad (3.11)$$

Onde:

$\mu_{g,m}$  Média das horas paradas da unidade  $g$  no mês  $m$ ;

$\sigma_{g,m}$  Desvio padrão das horas paradas da unidade  $g$  no mês  $m$ .

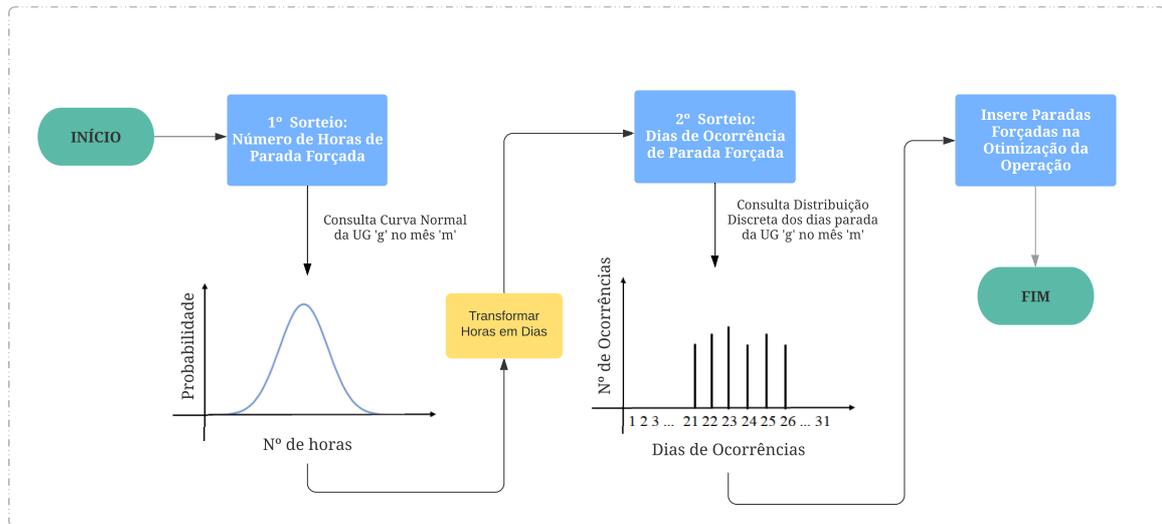
Com as distribuições definidas, são sorteados os números de horas e obtêm-se o número equivalente de dias parados para cada UG no mês  $m$ .

#### → Dias de Ocorrência de Parada Forçada:

Com o número de dias parados definido para a rodada da SMC, são sorteados os dias no mês que as paradas irão ocorrer. Os dias de ocorrência são modelados através de uma distribuição discreta, a qual é uma distribuição de probabilidade que representa a ocorrência de resultados discretos e contáveis individualmente.

Neste trabalho, através da base de dados do SAMUG, obtêm-se para cada unidade geradora 12 distribuições discretas, uma para cada mês do ano, sendo criadas através da contagem de eventos que ocorrem em cada dia do mês, ou seja, os dias com mais ocorrências forçadas, possuem maior chance de serem sorteados. A Figura 13 apresenta o processo completo para sorteio das variáveis aleatórias, sendo importante destacar que o processo é feito para todas as UGs observando os dados dos meses separadamente.

Figura 13 – Processo para Sorteio das Variáveis Aleatórias.



Fonte – Elaboração Própria

Primeiramente, para cada unidade  $g$  no mês  $m$  sorteia-se o número de horas paradas ( $N_h$ ) através da Distribuição Normal  $N_{g,m}$ . Em seguida, é calculado o valor total sorteado em dias ( $N_d$ ). Posteriormente, através da curva discreta representando a ocorrência diária de parada forçada, são sorteados os dias que as paradas irão ocorrer. Por fim, essas paradas são inseridas no modelo de otimização. Na sequência, será mostrado como esses dias de parada forçada são trabalhados para serem inseridos na modelagem para otimização da operação da usina.

### 3.2.3 Otimização da Operação

Conforme dito anteriormente, as paradas forçadas serão sorteadas na SMC e inseridas em uma modelagem para otimização da operação das unidades geradoras. A operação ótima das UGs considera as paradas forçadas sorteadas na SMC e o calendário de manutenção definido pela otimização em 3.1-3.9. Em seguida, serão calculados os índices de disponibilidade da usina regulamentados pela ANEEL (ANEEL, 2014).

Dessa forma, foi implementado uma alteração no modelo anterior, realizando a inclusão desses parâmetros aleatórios. Agora, não é necessário otimizar a agenda de manutenção, e sim a operação da usina em face as paradas forçadas e programadas. O impacto da aleatoriedade dessa variável é avaliado através da SMC. Além disso, nesse trabalho, o calendário de manutenção é previamente definido, dessa forma a otimização irá calcular a operação e vertimento da usina.

Novamente, o objetivo está associado ao vertimento. Neste caso, é minimizar a soma do vertimento diário no horizonte de estudo (Equação 3.12), através da otimização do estado operacional de cada UG, considerando o cenário de manutenções forçadas gerado durante a SMC e o calendário de manutenção definido para o horizonte de estudo. Dessa forma, o problema envolve variáveis binárias e reais categorizando-se novamente em um Problema Linear Inteiro

Misto (PLIM). A metodologia proposta para a otimização no âmbito da SMC é formulada pelas Equações 3.12–3.18.

$$\min \text{Vertimento Total} = \sum_d^D = vvert_d \quad (3.12)$$

Sujeito a:

$$vturb_d = \sum_{g=1}^G x_{g,d} \cdot \overline{vturb}_{g,d} \quad \forall d \in D \quad (3.13)$$

$$vturb_d + vvert_d = vapen_d \quad \forall d \in D \quad (3.14)$$

$$x_{g,d} + MP_{g,d} = 1 \quad \forall d \in D, MP_{g,d} = 1 \quad (3.15)$$

$$x_{g,d} + PF_{g,d} = 1 \quad \forall d \in D, PM_{g,d} = 1 \quad (3.16)$$

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

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

Onde:

$MP_{g,d}$  Matriz indicando manutenção programada na unidade  $g$  no dia  $d$ ;

$PF_{g,d}$  Matriz indicando parada forçada na unidade  $g$  no dia  $d$ ;

A otimização no âmbito da Simulação de Monte Carlo recebe o calendário de manutenção previamente otimizado, o qual impacta diretamente a operação das unidades geradoras. Para isso, através da matriz  $PM$  é possível limitar matematicamente a operação devido às paradas programadas. A Figura 14 apresenta um exemplo de montagem da matriz  $PM$ .

O funcionamento e objetivo de  $PF$  é análogo ao da matriz  $MP$ . Neste caso, os dias de parada forçada são sorteados durante a SMC e inseridos na matriz  $PF$ . A Figura 15 apresenta o esquema de montagem da respectiva matriz.

As Equações 3.15 e 3.16 possuem funcionamentos similares. Em  $MP$  e  $PF$  cada linha representa uma unidade geradora e cada coluna um dia, sendo que cada posição é preenchida com 1 se houver parada naquele dia para a UG. Como apresentado na Equação 3.15, se  $MP_{g,d} = 1$ , a sua soma com  $x_{g,d}$  deverá ser 1, nesse caso  $x_{g,d}$  é obrigatoriamente 0, desligando a respectiva UG por restrição programada. O mesmo comportamento ocorre para  $PF$  em 3.16, entretanto a causa da parada será por restrição forçada.

Novamente, após a otimização, o Algoritmo 2 para realizar a correção caso ocorram vertimento desnecessário. A motivação para redução da dimensão e complexidade do problema é destacada durante a Simulação de Monte Carlo, pois assim, é possível realizar milhares de simulações distintas em um espaço de tempo viável.

Figura 14 – Exemplo para montagem da matriz MP.

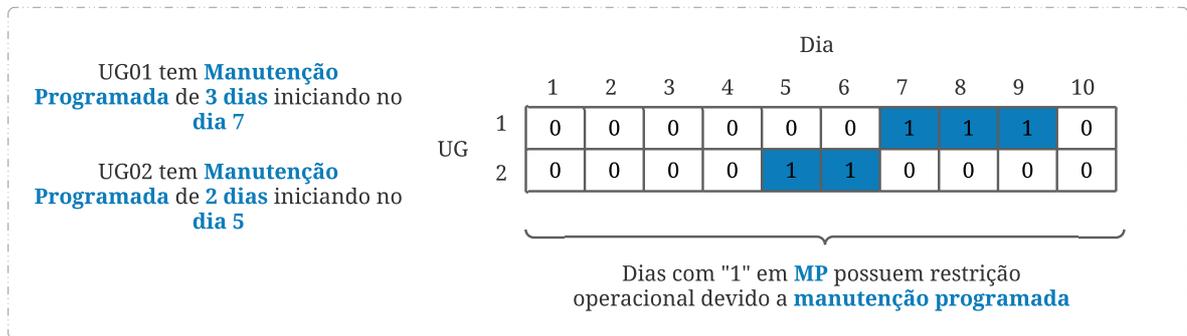
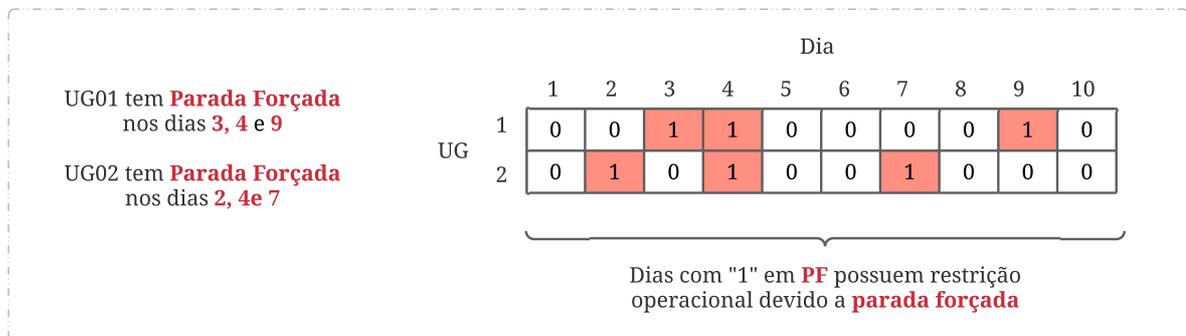


Figura 15 – Exemplo para montagem da matriz PF.



### 3.2.4 Cálculo do HDF

Para compreender os resultados e realizar análises do impacto da parada forçada na usina, serão calculados os índices de disponibilidade referentes ao HDF da mesma forma que é calculado no FID e descrito na Equação (3.19). O valor desse indicador é encontrado para cada cenário simulado conforme visto na Figura 11.

$$HDF_d^* = \frac{vvert\_pen_d}{\left( \sum_g^{G^*} \overline{vturb}_{g,d} \right) / G^*} \cdot 24 \quad \forall d \in D \quad (3.19)$$

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;

$\overline{vturb}_{g,d}$  Turbinamento Máximo da unidade  $g$  no dia  $d$  ( $m^3/s$ );

$vvert\_pen_d$	Vazão Vertida característica de penalização no dia $d$ ( $m^3/s$ ) e identificada como HDF;
$HDF_d^*$	Horas classificadas com Horas de Desligamento Forçado no dia $d$ ;

Como mencionado, o FID avalia as interrupções ocorridas em detrimento da realização de manutenções, porém, elas são contabilizadas somente quando o ONS verifica vertimento na usina e este ocorre por responsabilidade dela (ANEEL, 2011). Em vista disso, o numerador da Equação 3.19 identifica apenas o vertimento passível de penalização. Este valor é dividido pela vazão média da vazão turbinada máxima em cada dia  $d$ . Esta razão, encontra então o número médio de UGs indisponíveis durante aquele dia por interrupção forçada. Multiplicando esse valor por 24, tem-se o número de horas de interrupções forçadas que irão impactar no FID.

Neste capítulo, foi apresentada toda a metodologia proposta no trabalho. Primeiramente, foi abordado a otimização da agenda de manutenção, apresentando todo o equacionamento referente ao problema. Em seguida, foi apresentado os detalhes da Simulação de Monte Carlo proposta, detalhando a obtenção do histórico de eventos forçados, o sorteio das paradas aleatórios, a inserção das paradas na otimização e o cálculo da projeção de HDF, a qual é utilizada para a análise de risco nos resultados. Em seguida, será detalhado o estudo de caso aplicado no trabalho, mostrando os principais dados utilizados para as simulações.

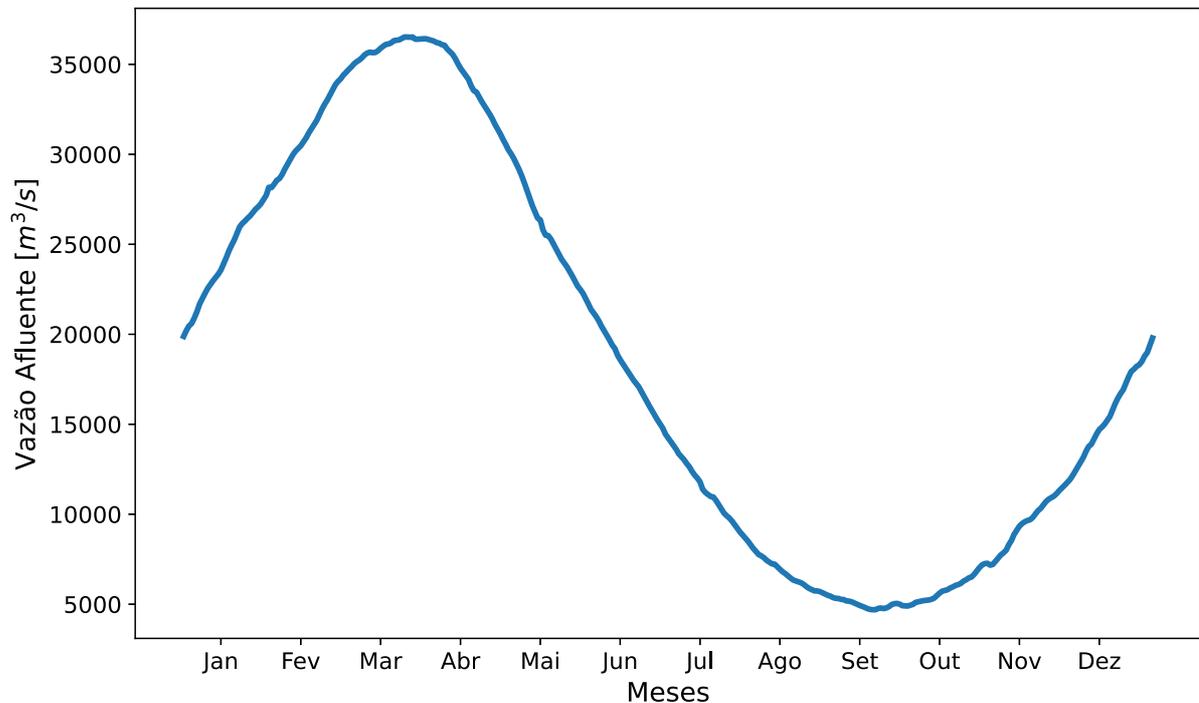
## 4 ESTUDO DE CASO

### 4.1 DADOS OPERACIONAIS

A usina escolhida para abordar o estudo de caso, é a Usina Hidrelétrica Santo Antônio (UHSN), construída no Rio Madeira em Porto Velho, Rondônia. A UHSN é uma usina fio d'água e possui 50 UGs (24 de 4 pás e 26 de 5 pás) do tipo Bulbo, potência instalada de 3.568 MW e 2.424,20 MWmed de energia assegurada (SAE, 2021).

A vazão afluyente da UHSN é um dado relevante a ser analisado para o funcionamento das UG's, visto que, as afluências possuem sazonalidade marcante devido ao Rio Madeira, onde a usina está localizada. A Figura 16 apresenta a vazão afluyente média diária da usina ao longo do ano.

Figura 16 – Vazão Média Diária.

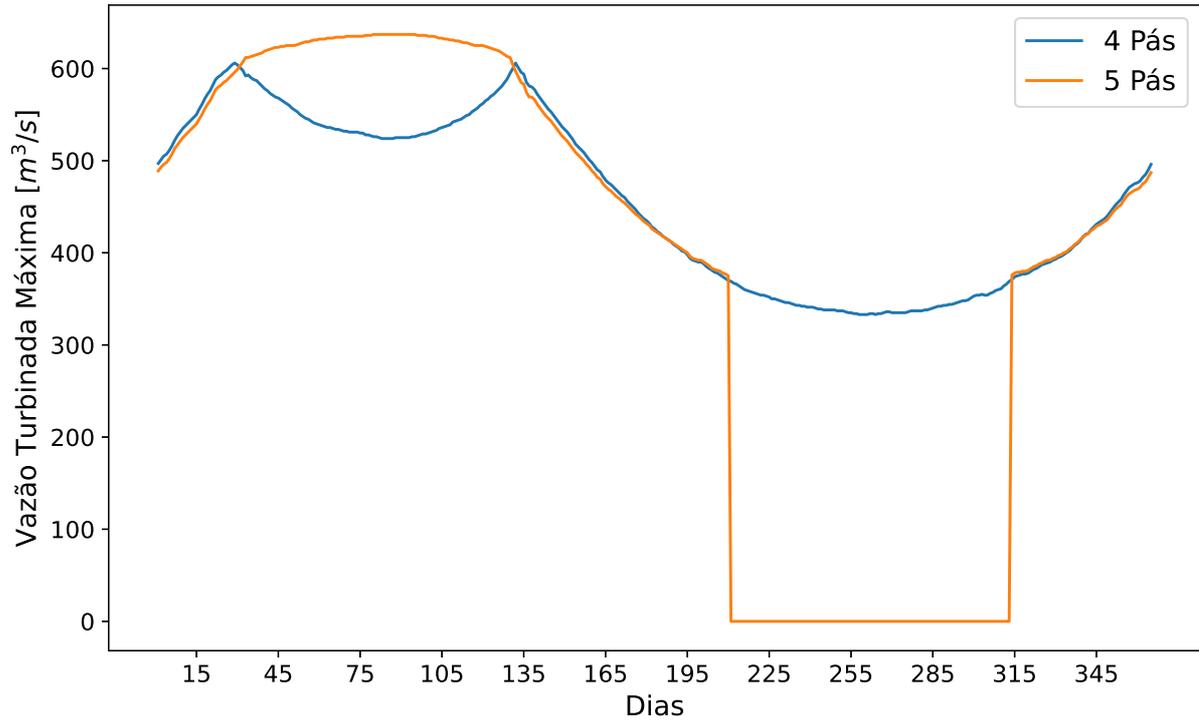


Devido as características diferentes entre os dois grupos de unidades geradoras, as turbinas de 4 e 5 pás possuem a vazão diária turbinada máxima diferente ao longo do ano. Dessa forma, a Figura 17 apresenta as curvas de turbinamento máximo para cada grupo.

É importante ressaltar que há um longo período do ano, na baixa vazão, onde diversas turbinas não conseguem operar. Isso ocorre principalmente pela altura de queda insuficiente para uma operação segura, dessa forma, a capacidade nesse período para as turbinas de 4 pás é nula.

O valor do turbinamento máximo é um parâmetro de extrema relevância para as unidades geradoras de uma usina hidrelétrica, influenciando diretamente a otimização da operação e o cálculo do HDP, conforme apresentado nas Equações 3.1 - 3.9 e 3.12 - 3.18. Vale destacar

Figura 17 – Turbinamento Máximo Diário.



novamente que a metodologia detalhada para o cálculo da vazão turbinada máxima é apresentada em de Sousa Oliveira et al. (2021).

#### 4.2 DADOS DE MANUTENÇÃO

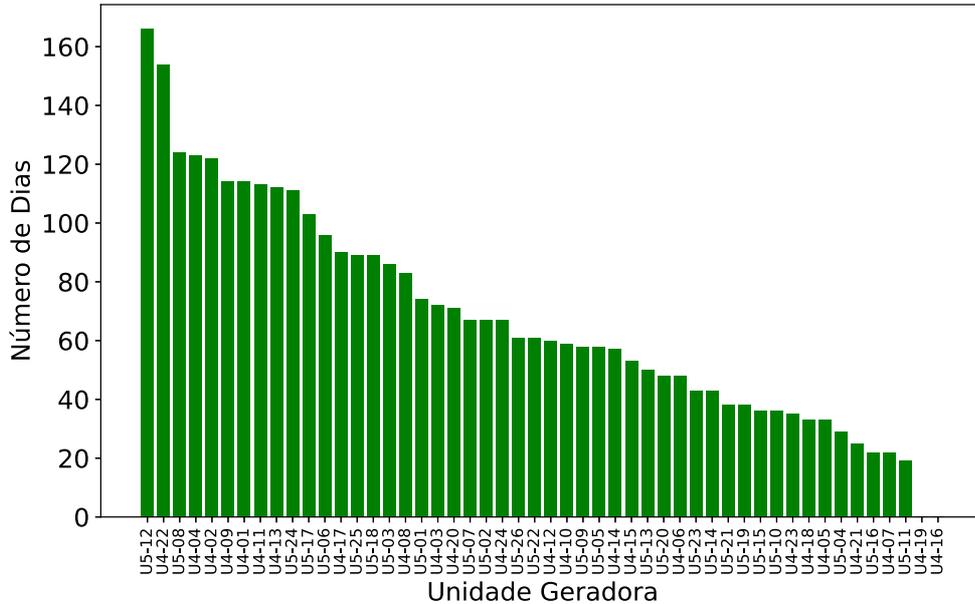
O planejamento de manutenção programada desenvolvido para o ano de 2021 pela equipe de manutenção encontra-se na Tabela 5, onde a duração total de manutenção (DM) está em dias e ao lado está o número de manutenções necessárias (NM) da respectiva UG para atender o planejado.

Tabela 5 – Informações das Manutenções.

UG	DM	NM									
U4-01	114	4	U4-13	112	4	U5-01	74	1	U5-14	43	2
U4-02	122	4	U4-14	57	2	U5-02	67	3	U5-15	36	2
U4-03	72	3	U4-15	53	2	U5-03	86	3	U5-16	22	1
U4-04	123	3	U4-16	0	0	U5-04	29	1	U5-17	103	4
U4-05	33	3	U4-17	90	2	U5-05	58	2	U5-18	89	3
U4-06	48	3	U4-18	33	1	U5-06	96	4	U5-19	38	3
U4-07	22	3	U4-19	0	0	U5-07	67	3	U5-20	48	3
U4-08	83	2	U4-20	71	3	U5-08	124	4	U5-21	38	2
U4-09	114	4	U4-21	25	2	U5-09	58	4	U5-22	61	3
U4-10	59	3	U4-22	154	8	U5-10	36	3	U5-23	43	3
U4-11	113	4	U4-23	35	2	U5-11	19	2	U5-24	111	3
U4-12	60	2	U4-24	67	4	U5-12	166	4	U5-25	89	4
						U5-13	50	2	U5-26	61	3

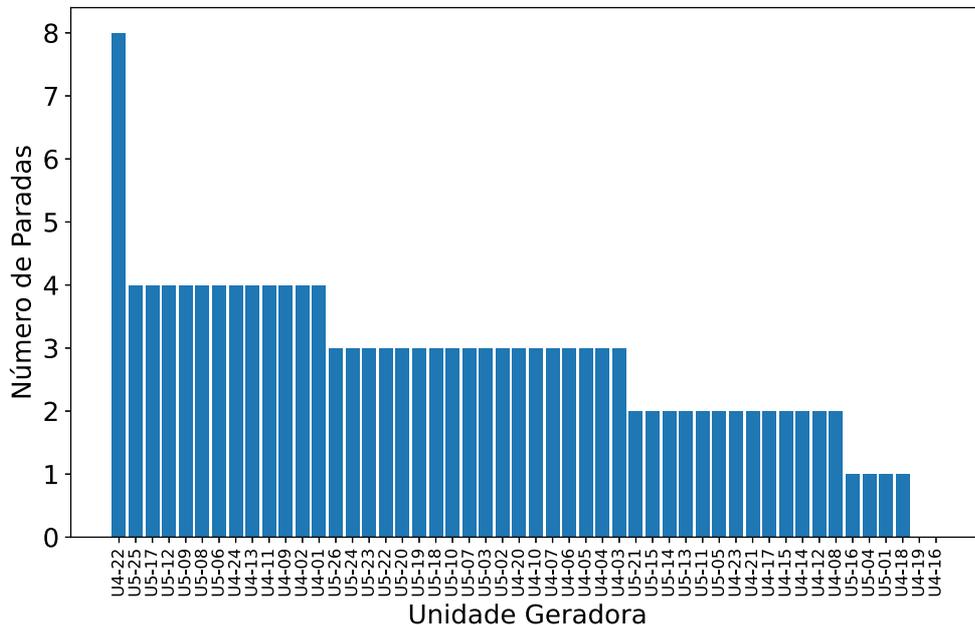
Algumas unidades geradoras se destacam no planejamento da manutenção. Conforme a Figura 18, a U5-12 deve ficar obrigatoriamente 166 dias paradas, sendo a UG que mais ficará inativa ao longo do ano. Apesar disso, devido ao tipo das manutenções planejadas, a U5-12 não é a UG que possui um maior número de interrupções, conforme a Figura 19

Figura 18 – Número de Dias em Manutenção por UG.



Outro destaque na Figura 19 é a U4-22 com 8 paradas ao longo do ano, sendo a unidade destaque nesse quesito. Além disso, as unidades U6-16, U5-04, U5-01 e U4-18 e U4-03 param apenas uma vez no ano de forma programada. Destaca-se também que as U4-16 e U4-19 não param para manutenção durante o período planejado.

Figura 19 – Número de Paradas de Manutenção por UG.



### 4.3 DADOS DE EVENTOS FORÇADOS

Na UHSN, são diversos eventos que contribuem para os indicadores do FID. Na Tabela 6 é listado cada agrupamento de causa e seus respectivos tempos de HDP, HDF, HEDP e HEDF em ordem decrescente para facilitar a identificação das causas mais significativas.

Tabela 6 – Horas de Manutenção por Agrupamento de Causa.

<b>Causa (Agrupamento)</b>	<b>HDP</b>	<b>HDF</b>	<b>HEDP</b>	<b>HEDF</b>	<b>TOTAL</b>
Perda de Carga na Grade	-	-	2,23	28.685,11	28.687,34
Sistema de Vedação do Eixo	10.423,80	678,27	-	77,22	11.179,29
Bielismo do Rotor Kaplan	3.521,18	3.097,00	-	-	6.618,18
Desrosqueamento do Tubo de Comando do Kaplan	3,00	2.762,80	-	-	2.765,80
Limpeza das Grades	2.162,05	82,12	2,62	-	2.246,78
Manutenção Preventiva	1.875,47	-	-	-	1.875,47
Anel de Regulação	169,85	-	-	1.612,26	1.782,11
Comporta Vagão	830,45	35,13	-	-	865,58
Outros	352,48	58,95	37,10	381,50	830,04
TRUG	422,68	63,35	-	-	486,03
Regulador de Velocidade	52,02	165,03	-	220,72	437,77
Cabeçote Kaplan	390,77	-	-	-	390,77
Log Boom	28,92	276,62	42,98	-	348,51
Trincas do Aro Câmara	251,15	-	-	-	251,15
Sistema de Lubrificação dos Mancais	14,88	176,85	-	-	191,73
GIS	1,13	153,72	-	-	154,85
Turbina - Roda Dentada	145,70	-	-	-	145,70
Gerador - Falta a terra	15,67	39,67	-	-	55,33
Serviço Auxiliar	7,00	30,52	-	-	37,52
Mancais	14,00	21,58	-	-	35,58
Regulador de Tensão	10,28	21,27	-	-	31,55
Gerador	12,42	-	-	-	12,42
Sistema de Supervisão e Controle	-	6,07	-	-	6,07
CDG	2,60	-	-	-	2,60
Sistema de Resfriamento	-	0,58	-	-	0,58
Turbina - Pêndulo de Sobrevelocidade	0,55	-	-	-	0,55
				<b>Total</b>	<b>59.439,30</b>

Todos os dados apresentados nessa seção, foram obtidos com auxílio do Sistema Web desenvolvido pela StudioApp, também no âmbito do projeto de P&D com a Santo Antônio Energia (Santo Antônio Energia, 2022) (StudioApp, 2022) . No sistema, é possível obter as paradas forçadas e seus respectivos históricos, os quais foram cruciais para execução da metodologia proposta nesse trabalho.

Já na Tabela 7 pode ser visto as causas que representam aproximadamente 93% de todos os registros de HDP, HDF, HEDP e HEDF.

Tabela 7 – Resumo Causa por Agrupamento.

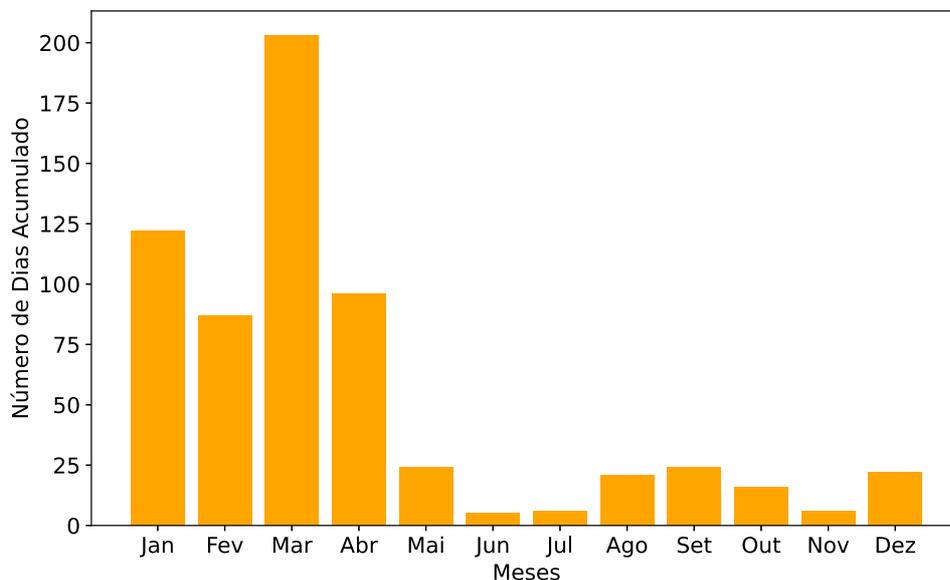
Causa (Agrupamento)	% HDP	% HDF	% HEDP	% HEDF	%
Perda de Carga na Grade	0%	0%	0%	48%	93%
Sistema de Vedação do Eixo	18%	1%	0%	0%	
Bielismo do Rotor Kaplan	6%	5%	0%	0%	
Desrosqueamento do Tubo de Comando do Kaplan	0%	5%	0%	0%	
Limpeza das Grades	4%	0%	0%	0%	
Manutenção Preventiva	3%	0%	0%	0%	
Anel de Regulação	0%	0%	0%	3%	
Outras	4%	2%	0%	1%	

Essa seleção direcionada de eventos ocorridos na usina é extremamente relevante, pois é possível destacar os tipos de eventos que mais contribuem para o HDF e HEDF. Dessa forma, o agente possui um direcionamento de onde deve atuar para atenuar as penalizações relacionadas ao FID e melhorando os resultados abordados na análise de risco proposta neste trabalho.

#### 4.4 DADOS DE ENTRADA PARA A SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

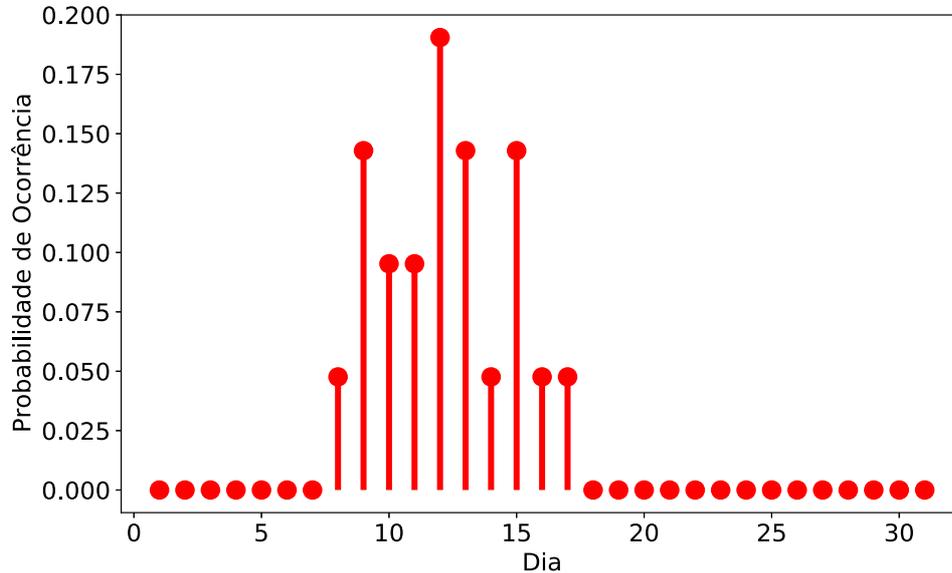
Os valores relacionados a disponibilidade avaliados no cálculo do FID são registrados na base de dados do ONS através do aplicativo SAMUG (Sistema de Apuração das Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras e Interligações Internacionais). Com esta base foi possível identificar o histórico de eventos forçados que ocorreram na hidrelétrica, encontrando a média de horas de interrupções de cada UG em cada mês do ano e o período de ocorrência registrado.

Figura 20 – Média de Parada Forçada Mensal da UHSN.



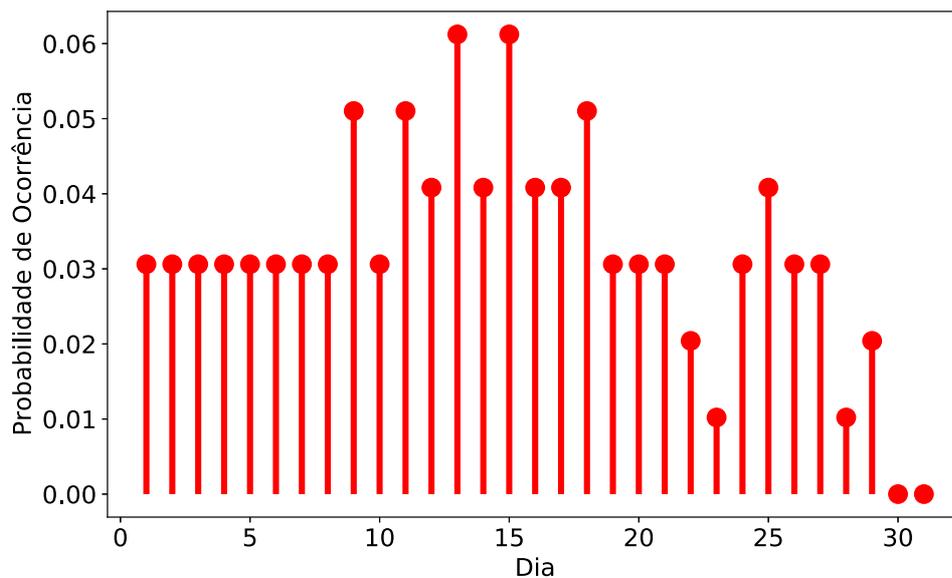
As Figuras 21 e 22 mostram a distribuição de probabilidade histórica para UGs no mês de Janeiro.

Figura 21 – Dias de Evento da U4-01.



Pode-se observar uma forte tendência das paradas ocorrerem durante a segunda semana no mês para a U4-01, o que reforça a necessidade de realizar sorteios direcionados aos dias com maior probabilidade de ocorrência de eventos. Já para a U5-26 no mês de janeiro, os dias de ocorrência são mais distribuídos, mas com uma maior probabilidade na segunda semana do mês.

Figura 22 – Dias de Evento da U5-26.



As distribuições de probabilidade são elaboradas observando os dados históricos disponíveis na usina. Sendo assim, cada unidade geradora terá distribuições em cada mês do ano, de forma a manter a sazonalidade durante o ano, já que nos períodos de alta vazão há maiores registros de paradas forçadas.

Todos os dados apresentados nesse capítulo são referentes a Usina Hidrelétrica de Santo Antônio e são subsídio para realizar as simulações propostas nesse trabalho. Vale ressaltar que toda a modelagem proposta segue os aspectos regulatórios referentes à disponibilidade de usinas hidrelétricas despachadas pelo ONS, portanto, todas as equações e otimizações podem ser aplicadas para outros agentes do mercado de energia.

## 5 RESULTADOS

O presente capítulo apresenta os resultados das simulações propostas neste trabalho. Primeiramente será mostrado o resultado da otimização apresentada no Capítulo 3.1, apresentando o calendário de manutenção ótimo otimizado. Em seguida, será apresentado o resultado de duas Simulações de Monte Carlo:

- **Simulação I:** A SMC utiliza o histórico de eventos forçados de 2017 a 2021 com o mesmo peso para todos os anos para obtenção das curvas de probabilidade;
- **Simulação II:** A segunda simulação tem um peso maior para o ano de 2020 e 2021, pois o objetivo é verificar qual impacto que as melhorias executadas pelo agente tiveram na análise de risco proposta por este trabalho.

Serão discutidos os resultados em cada simulação e será apresentado comparações para verificar e quantificar as melhoras nos indicadores devido as melhorias executadas pelo agente recentemente. Serão destacados o HDF anual, os meses mais críticos e os intervalos de ocorrência das horas paradas anuais, observando se terá penalização ou não para a usina hidrelétrica estudada.

Todas as simulações apresentadas nesse trabalho foram realizadas utilizando a linguagem Python, com a IDE PyCharm, no computador com as seguintes configurações: Processador Intel® Core™ i5-7200U com 2.50GHz e 16 GB de RAM, Linux versão 5.11.0.

No Python, as equações das otimizações propostas são modeladas através da biblioteca Pyomo, o qual fornece a ferramenta para a modelagem do problema. O Pyomo pode ser usado para definir problemas simbólicos gerais, criar instâncias de problemas específicos e resolver essas instâncias usando *solvers* comerciais e de código aberto (Bynum et al., 2021)(Hart et al., 2011). O *solver* utilizado neste trabalho é o Gurobi, através de sua versão acadêmica, sendo um dos *solvers* de programação matemática mais rápidos, poderosos e eficientes, disponível para solução de problemas de otimização de diversas categorias (Gurobi Optimization, LLC, 2021).

### 5.1 OTIMIZAÇÃO DA AGENDA

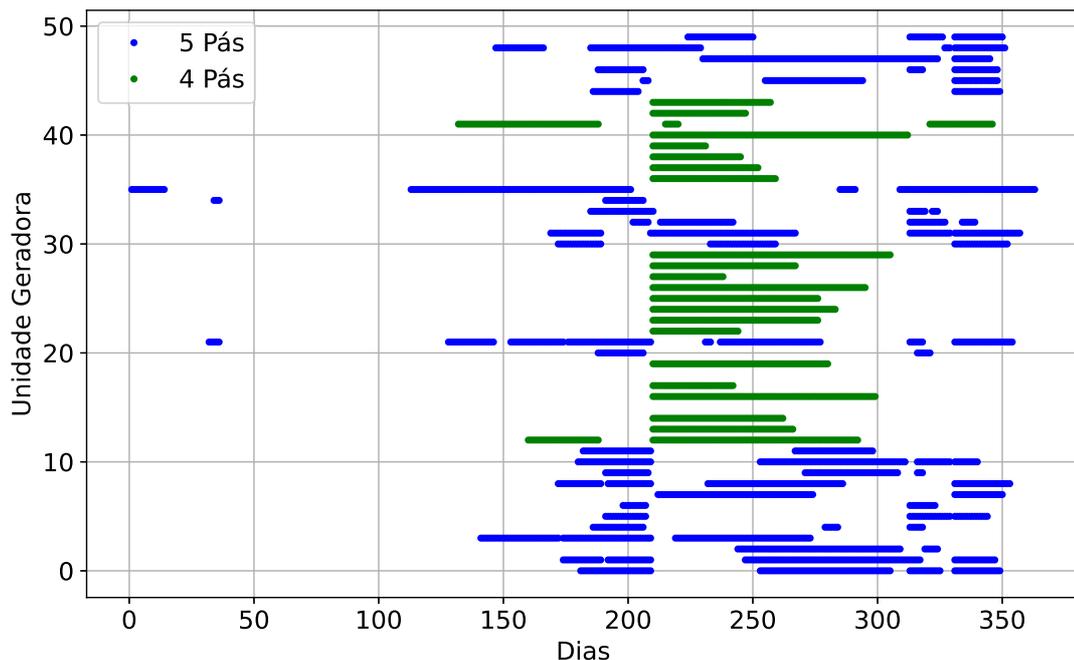
Primeiramente, foi realizada a otimização apresentada nas Equações (3.1) - (3.9), respeitando as durações de manutenção desejadas para o horizonte de simulação. A solução foi encontrada em 73,37s (1min e 13s), conforme apresentado na Tabela 8. Vale destacar o excelente tempo computacional para solucionar um problema de grande dimensão. A cada rodada, o tempo computacional para obter a solução da otimização reduz, isso ocorre pois como as manutenções não podem ocorrer simultaneamente, são menos possibilidades de iniciar a manutenção quando outra manutenção de maior duração já foi otimizada. Além disso, somente algumas turbinas possuem 8 manutenções diferentes para o ano de estudo (Tabela 5), portanto, nas últimas rodadas, o número de turbinas com manutenção a ser otimizada é reduzido, diminuindo o número de variáveis e restrições disjuntivas, afetando diretamente o tempo computacional.

Tabela 8 – Otimização da Agenda - Tempo Computacional.

Rodada	Tempo Computacional(s)
1	24,81
2	17,64
3	9,94
4	4,89
5	4,08
6	4,03
7	3,93
8	3,99
Total	73,37

O calendário de manutenção otimizado conforme é apresentado na Figura 23. Todas as manutenções previamente definidas foram alocadas, respeitando a restrição de continuidade. Vale ressaltar que o modelo tende a alocar manutenção no período de baixa vazão, que ocorre principalmente a partir de julho.

Figura 23 – Calendário de Manutenção Otimizado.



Portanto, após a otimização, com todos inícios de manutenção definidos, a matriz PM é criada conforme apresentado no exemplo da Figura 14. Em seguida, a Simulação de Monte Carlo proposta pode ser executada levando em consideração o calendário de manutenção otimizado.

## 5.2 SIMULAÇÃO I

Conforme apresentado nas seções anteriores, a Simulação de Monte Carlo proposta foi aplicada utilizando dados reais da UHE Santo Antônio Energia. As curvas de probabilidade dos eventos forçados são construídas com dados históricos do SAMUG e o calendário de manutenção é definido por equipes da usina, em bases diárias no horizonte anual.

Foram executadas 10.000 rodadas da SMC com objetivo de obter diversos cenários de parada forçada, com objetivo de observar o comportamento das indisponibilidades no ano de estudo. Primeiramente, as Figuras 24a e 24b apresentam curvas relacionadas ao somatório de HDF durante todo o ano.

Na Figura 24a é apresentado o histograma e curva de probabilidade para os cenários de HDF anual obtido. Pode-se observar casos com 7 mil horas e casos indesejáveis para a usina, os quais podem chegar a mais de de 11 mil horas de horas indisponíveis, o que podem gerar penalizações financeiras severas para o agente. Entretanto, boa parte dos casos ocorre entre 8 mil e 9 mil horas no ano, com média igual a 8600 horas de parada forçada.

Além disso, no edital do Leilão nº 005/2007, referente a contratação da UHE Santo Antônio Energia, permite a ela uma tolerância de 0,50% de HDF em relação ao número de horas totais de operação no ano, neste caso, são 438 mil horas ( $50 \text{ UGs} \cdot 24 \text{ horas} \cdot 365 \text{ dias}$ ) de operação. Portanto, é interessante observar faixas de ocorrência de HDF, fornecendo a probabilidade de cada situação ocorrer. A Tabela 9 apresenta essa análise baseada na SMC proposta.

Tabela 9 – Probabilidade de Ocorrência por Intervalo de HDF - Simulação I.

Percentual (%)	Nº de Horas	Probabilidade (%)	Situação
0 - 0,5	0 - 2190	0	Ótimo
0,5 - 1,25	2190 - 5475	0	Bom
1,25 - 2,0	5475 - 8760	58,88	Regular
2,0 - 2,75	8760 - 12045	41,12	Ruim
$\geq 2,75$	$\geq 12045$	0	Crítico

Através da Tabela 9, observa-se 67% dos cenários da SMC resultam em uma situação regular de operação da usina. Vale ressaltar também que uma parcela considerável (32%) leva a uma situação ruim, servindo de alerta para a usina, já que pode implicar em futuras situações críticas. A Figura 25 complementa a análise, destacando no histograma as situações discutidas na Tabela 9.

Além disso, é importante ressaltar, que de acordo com a SMC proposta neste trabalho, nenhum cenário atende as condições definidas em contrato ( $\text{HDF} \leq 2.190,00$  horas), portanto com a simulação pode-se afirmar previamente que a usina estará sujeita a penalizações durante o ano de estudo.

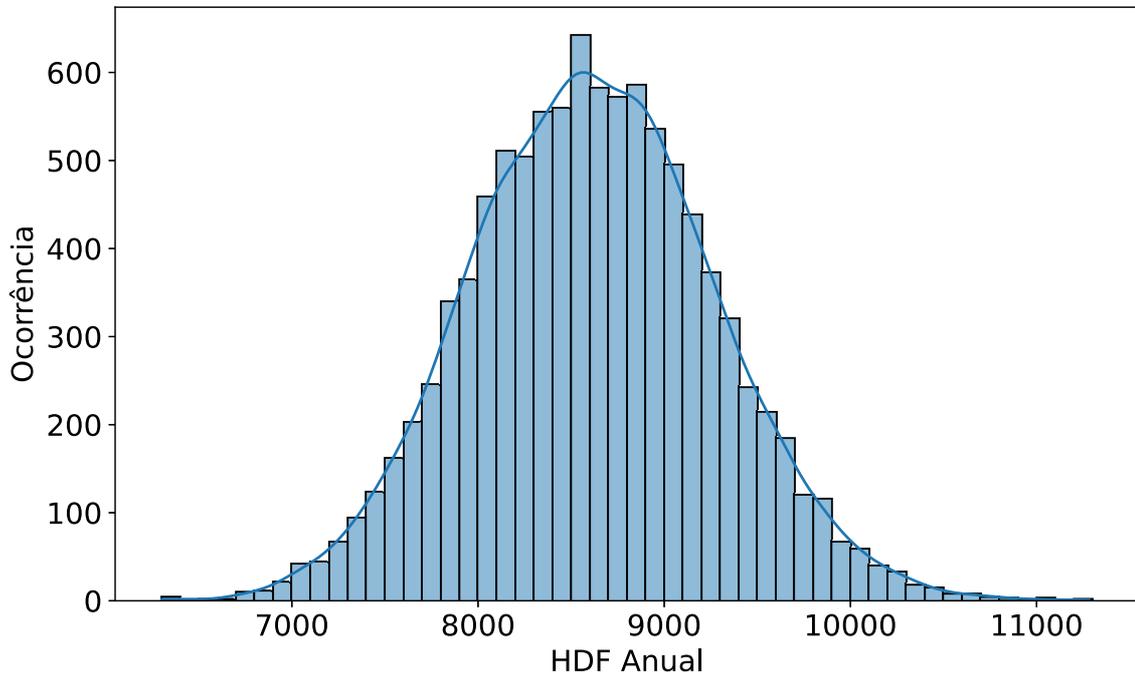
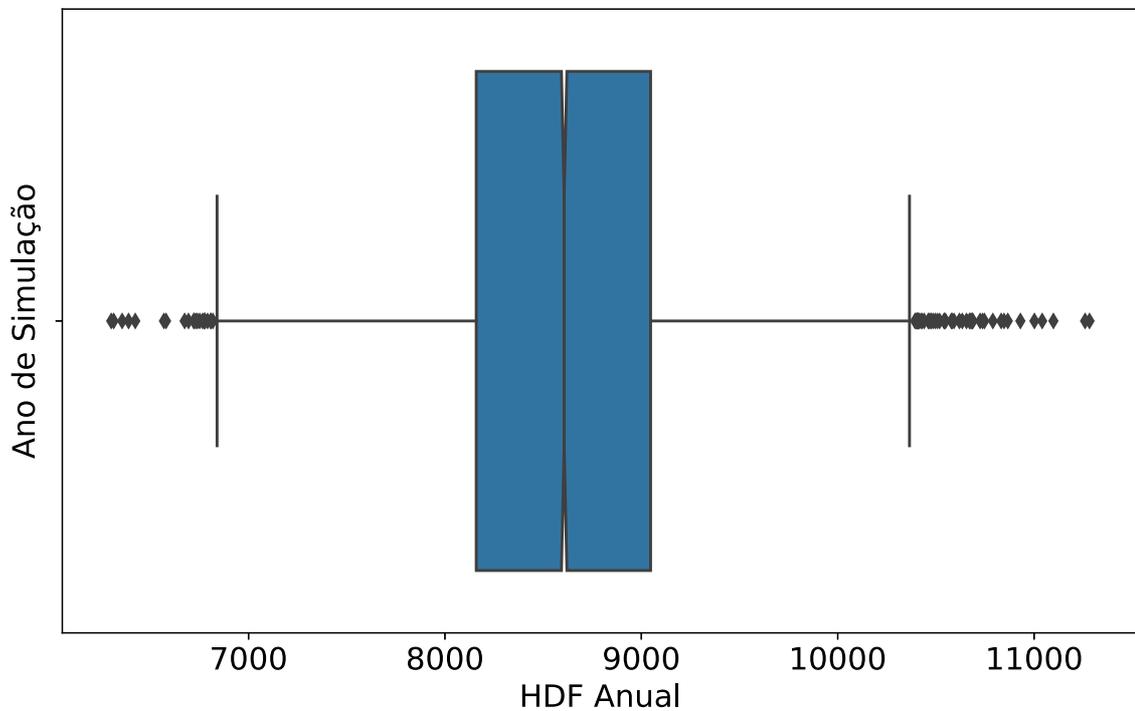
Por fim, também é interessante analisar os meses de alta vazão, os quais ocorrem em Fevereiro, Março e Abril na UHE Santo Antônio. As Figuras 26a e 26b analisam o comportamento do HDF desses meses.

Pela Figura 26a observa-se curvas bem definidas para os 3 meses, com destaque para Março, com grande possibilidade de HDF em torno de 4 mil horas, o que em muitos casos pode representar até 40,00% do total no ano. Essa análise mensal pode auxiliar no direcionamento de esforços e investimentos para mitigar os efeitos do HDF.

O agente responsável pela usina pode tomar algumas atitudes para mitigar os efeitos

Figura 24 – Resultado da Simulação de Monte Carlo - Simulação I.

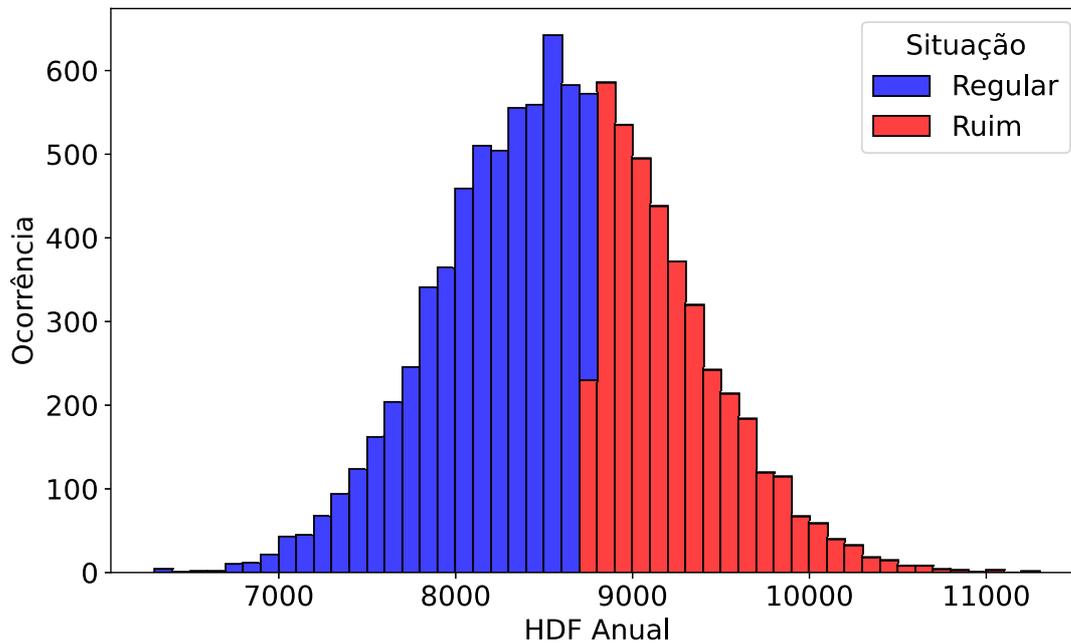
(a) Histograma do HDF Anual.

(b) *Boxplot* do HDF Anual.

regulatórios das indisponibilidades, a título de exemplificação:

- Identificar as piores unidades geradoras e suas particularidades, possibilitando tomar atitudes direcionadas para obter um melhor desempenho da UG;

Figura 25 – Histograma Destacando as Possíveis Situações de Operação.



- Identificar as principais causas de paradas de forma generalizada e tomar medidas corretivas para mitigar ou evitar a ocorrência;

A análise apresentada neste trabalho através da SMC fornece cenários de HDF auxiliando o agente da UHE a projetar futuros impactos financeiros do FID. Além disso, a metodologia proposta apresenta a probabilidade de ocorrência de HDF em intervalos definidos para o ano de estudo, observando aspectos operacionais e regulatórios.

### 5.3 SIMULAÇÃO II

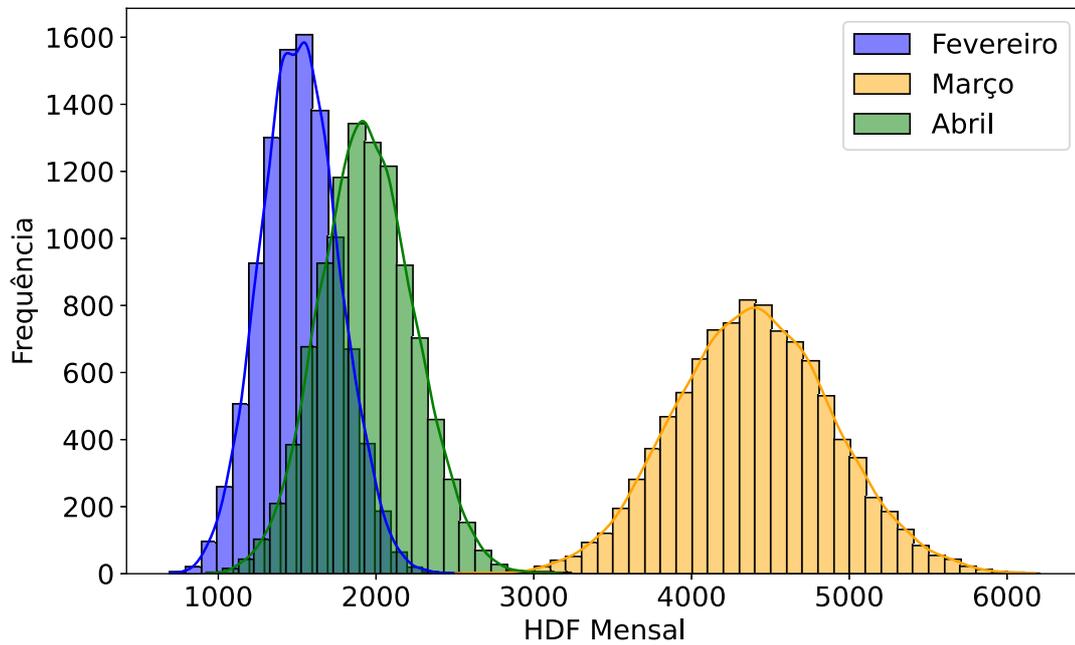
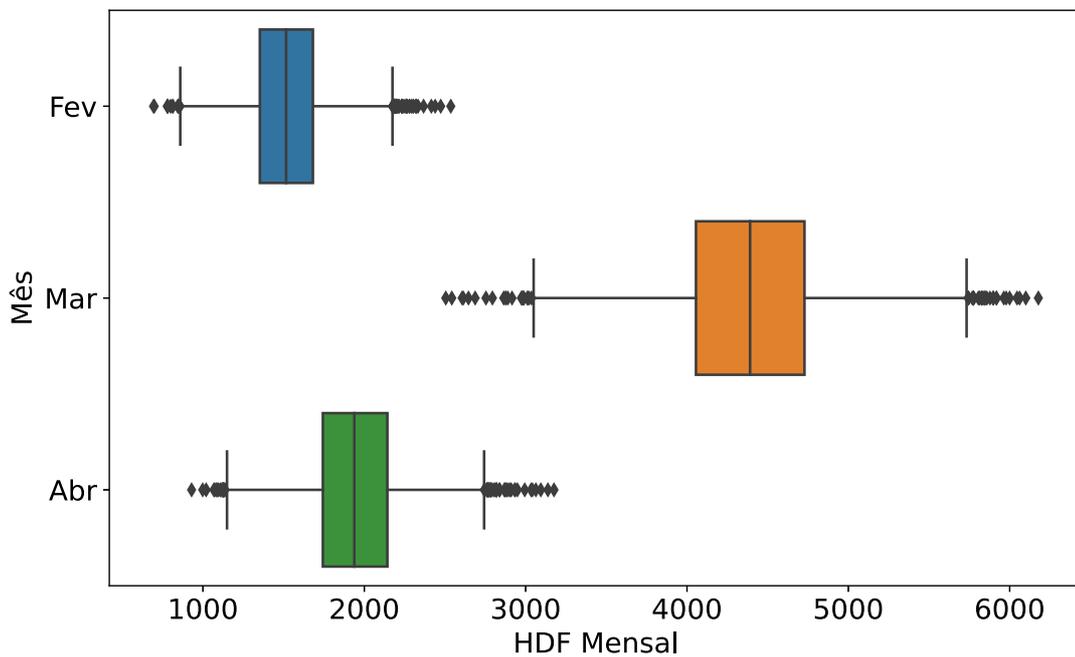
O estado atual da usina é diferente dos anos anteriores, pois, ao longo dos anos, a usina vem adotando medidas corretivas para minimizar o número de horas de paradas forçadas nas unidades geradoras. Portanto, para quantificar essas melhorias no SMC proposto, a média para o ano de 2020 e 2021 tem um peso maior, dessa forma, os anos mais recentes possuem um impacto mais significativo sem negar a influência do passado nas projeções de disponibilidade da usina. Ressalta-se que o resultado encontrado em 5.1 é válido para as Simulações I e II, pois o calendário de manutenção é otimizado antes da Simulação de Monte Carlo e não é impactado por sorteios aleatórios e seus respectivos pesos.

A segunda simulação permitiu ao agente simular um cenário otimista, visto que o modelo considerou uma maior probabilidade de ocorrência no ano de 2020 (cenário com menor histórico de desligamento forçado). Como resultado, a influência dos cenários pessimistas foi minimizada e a segunda simulação demonstrou a flexibilidade do modelo de adaptar múltiplas entradas, fornecendo diversas informações ao agente.

Portanto, na segunda simulação, a média ( $\mu_{g,m}$ ) e o desvio padrão ( $\sigma_{g,m}$ ) são calculados

Figura 26 – Resultado para os Meses de Alta Vazão.

(a) Histograma do HDF.

(b) *Boxplot* do HDF.

com um peso maior para os valores de 2020. O peso escolhido foi de 50%, sendo o restante igualmente distribuído entre os anos de 2017 a 2019. O principal objetivo da Simulação II é verificar a melhoria do indicador HDF, validando as ações realizadas pela usina para obter um melhor desempenho.

O valor de 50 % escolhido foi previamente discutido pelos pesquisadores e engenheiros da SAE, visto que o objetivo deste peso é representar o mais próximo possível a realidade das interrupções no ano seguinte (2021), visto que melhorias foram implementadas ao longo dos anos

e esses efeitos foram percebidos no ano de 2020.

Novamente, foram executadas 10.000 rodadas da SMC com objetivo de construir curvas para observar o comportamento das indisponibilidades forçadas no ano de estudo. Primeiramente, as Figuras 27a e 27b apresentam curvas relacionadas ao somatório de HDF durante todo o ano.

A melhor maneira de comparar as simulações é olhar para as probabilidades de ocorrência de HFS. A Figura 28 apresenta o resultado do SMC para a Simulação II, destacando os intervalos de ocorrência para cada situação.

Pode-se observar na Figura 28 uma clara melhora no desempenho da usina, onde 66% dos cenários resultam em uma situação boa (2190 a 5475 horas) e 34% em uma situação regular (5475 a 8760 horas). Lembrando que na Simulação I, os cenários resultam apenas em uma situação normal ou ruim. A Tabela 10 apresenta as faixas de ocorrência de HDF para a Simulação II e a Tabela 11 apresenta a comparação entre as duas simulações.

Tabela 10 – Probabilidade de Ocorrência por Intervalo de HDF - Simulação II.

Percentual (%)	N <sup>o</sup> de Horas	Probabilidade (%)	Situação
0 - 0.5	0 - 2190	0	Ótimo
0.5 - 1.25	2190 - 5475	66.00	Bom
1.25 - 2.0	5475 - 8760	34.00	Regular
2.0 - 2.75	8760 - 12045	0	Ruim
≥ 2.75	≥ 12045	0	Crítico

Tabela 11 – Comparação Entre as Simulações.

Situação	Simulação I	Simulação II
Bom	0	66,00
Regular	58,88	34,00
Ruim	41,12	0

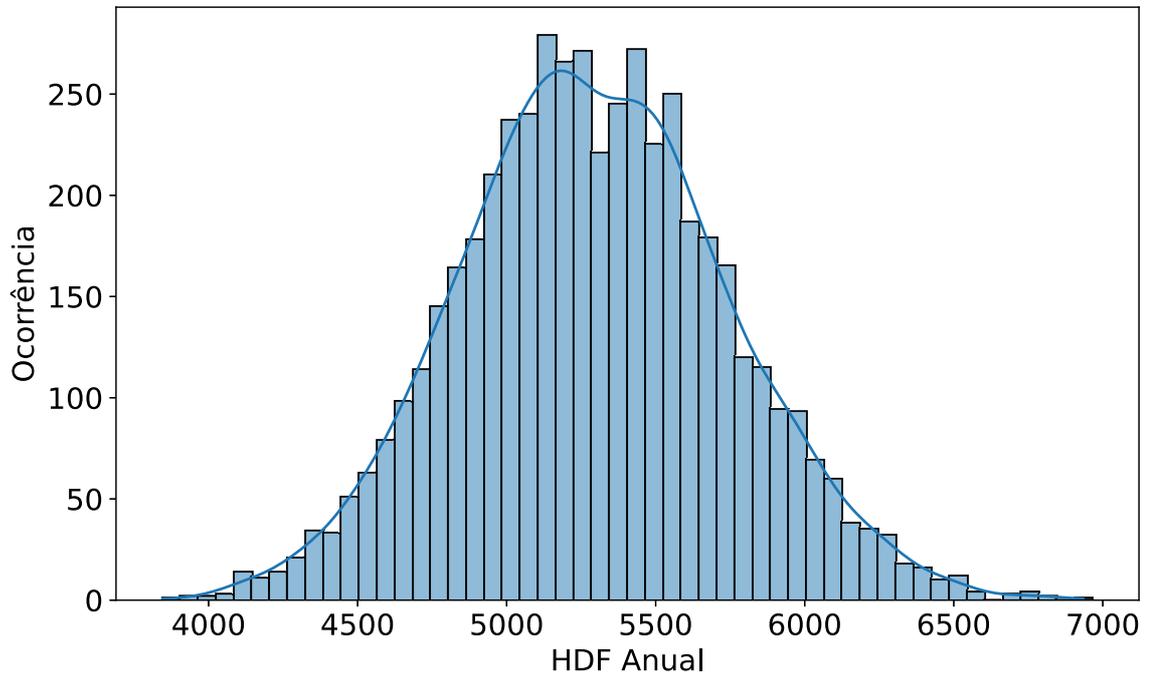
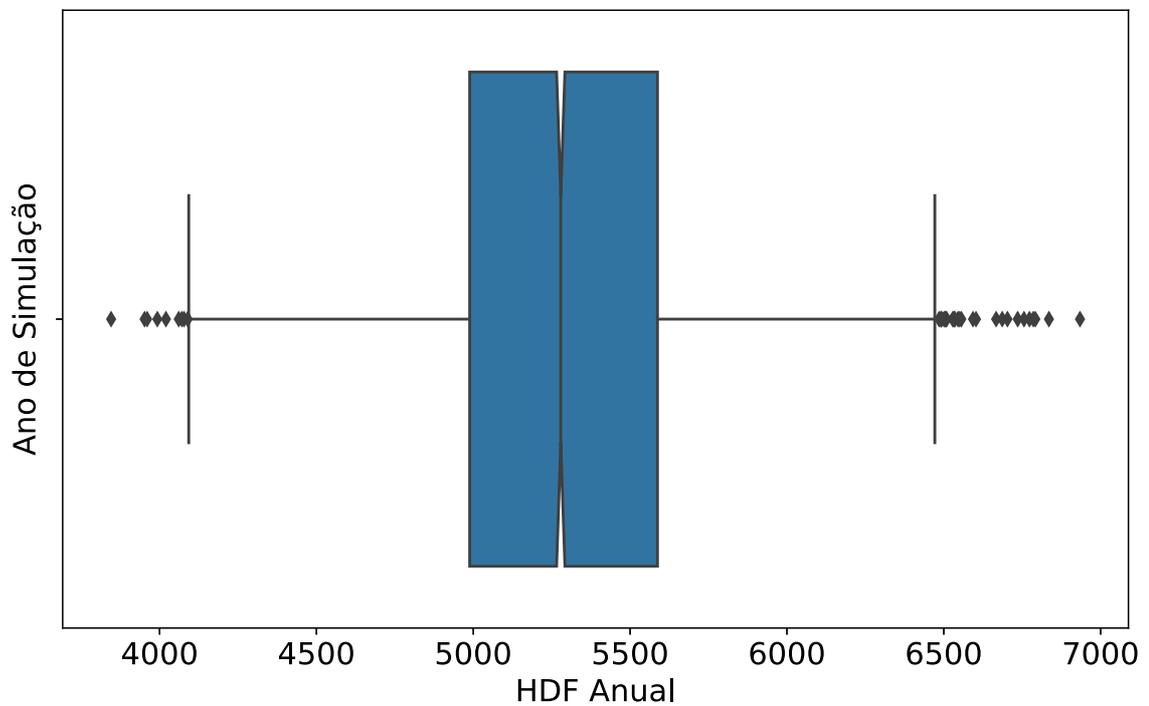
A Figura 29 apresenta uma comparação gráfica entre a média mensal do HDF entre a Simulação I e II. Novamente, o destaque ocorre para os meses de alta vazão, onde ocorrem as maiores reduções. Na Figura 30a apresenta a redução total média em horas para cada mês.

Entretanto, para complementar a análise, é necessário observar proporcionalmente a redução apresentada na Simulação II. A Figura 30b apresenta a proporção média entre as simulações para cada mês. O destaque é para o mês de janeiro, o qual apresentou redução de 6x da Simulação I para a II. Tal análise é de grande relevância para o agente verificar quais meses os esforços de melhoria de desempenho mais surtiram efeito, sendo importante para validar e direcionar novas melhorias. Vale destacar também a necessidade de melhoria nos meses de alta vazão (fevereiro, março e abril), os quais possuem maior número de horas de parada forçada.

Apesar da redução nas penalidades futuras, é importante ressaltar que mesmo com as melhorias, a usina ainda será penalizada, pois nenhum cenário resulta em uma operação dentro

Figura 27 – Resultado da Simulação de Monte Carlo - Simulação II.

(a) Histograma do HDF Anual.

(b) *Boxplot* do HDF Anual.

da faixa permitida pelo contrato. Portanto, a Simulação II mostra que o agente está no caminho certo com as melhorias realizadas, o que foi possível observar através da Figura 28 e Tabela 10, porém a planta ainda está sujeita a penalidades e melhorias adicionais são necessárias para

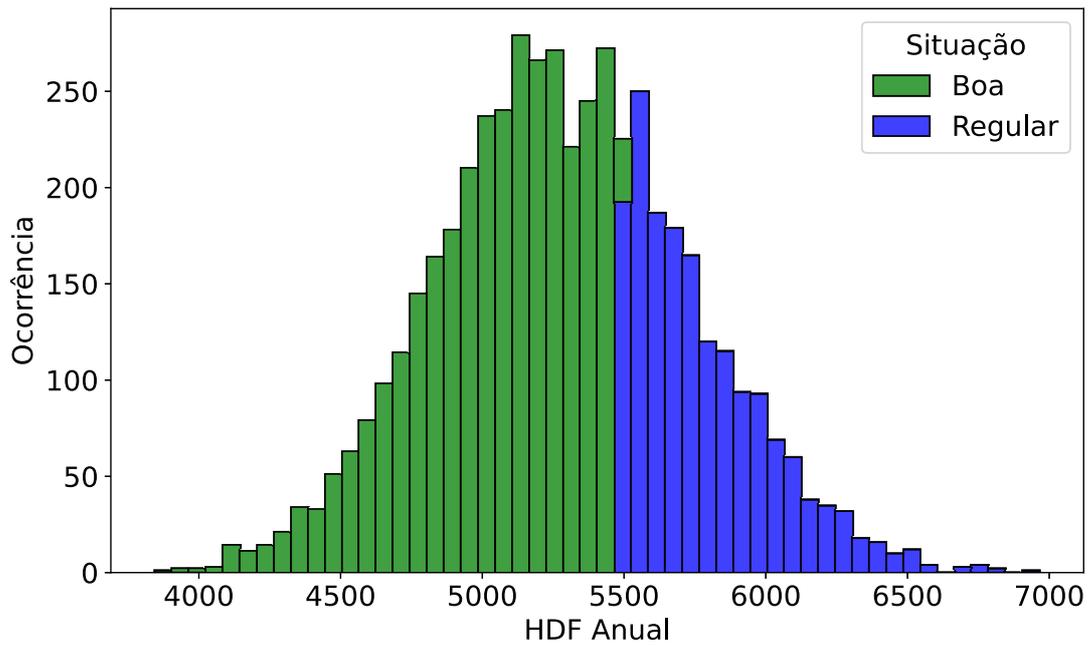


Figura 28 – Histograma Destacando as Possíveis Situações de Operação - Simulação II.

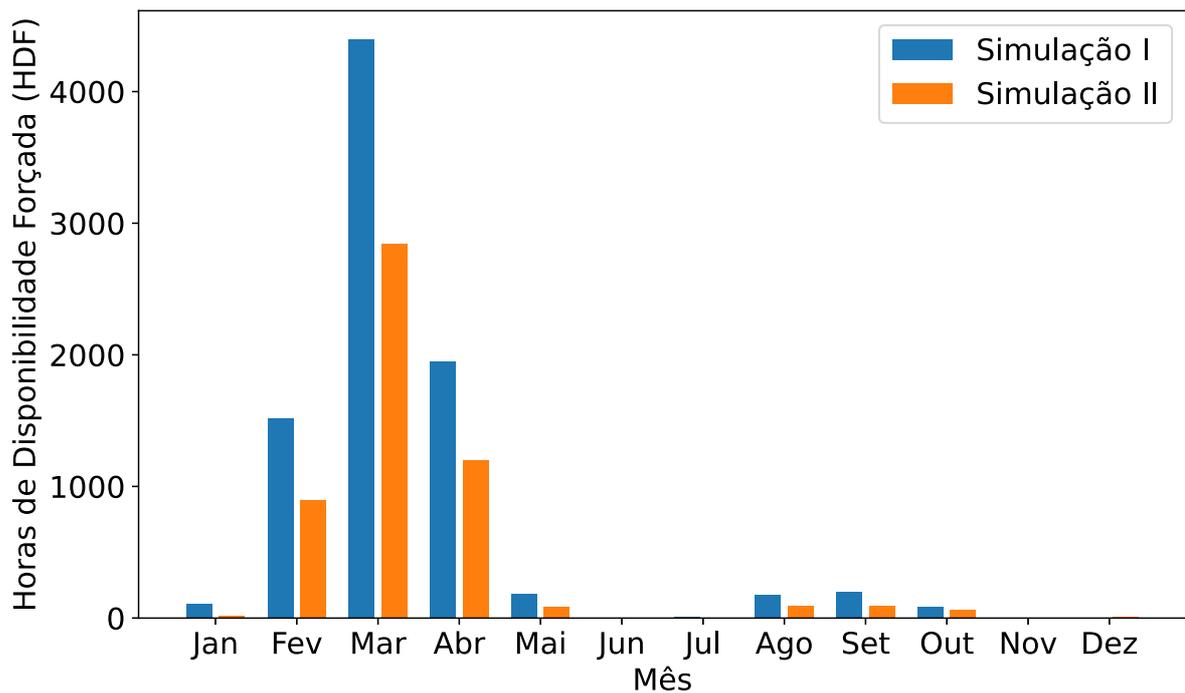


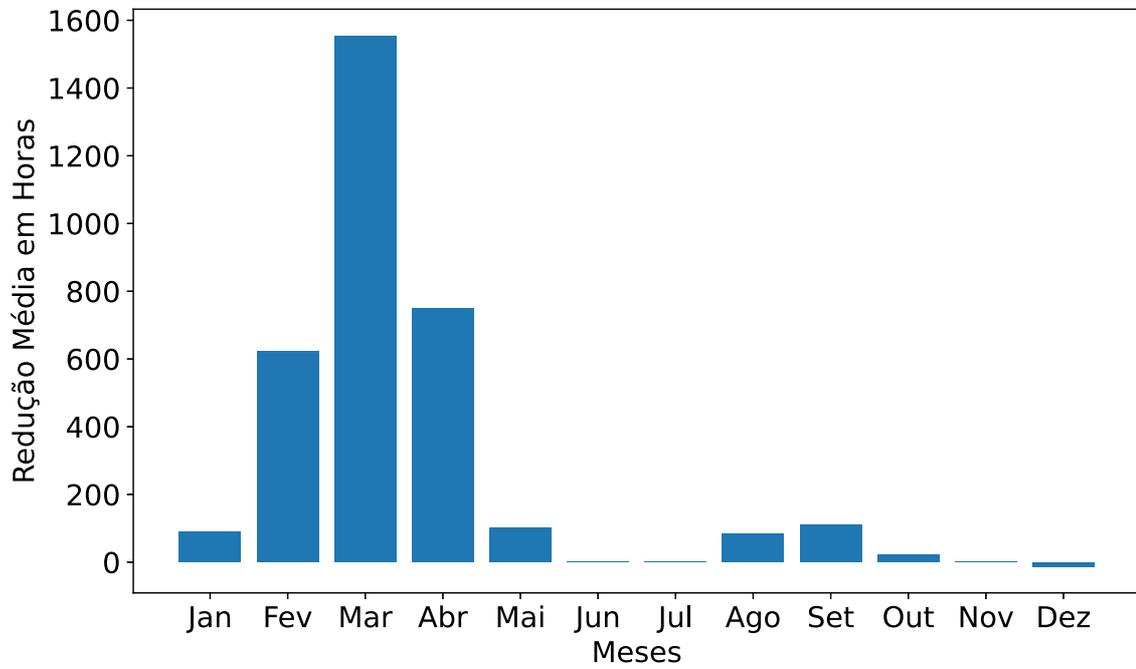
Figura 29 – HDF Médio Mensal das Simulações.

reduzir o impacto financeiro nos próximos anos.

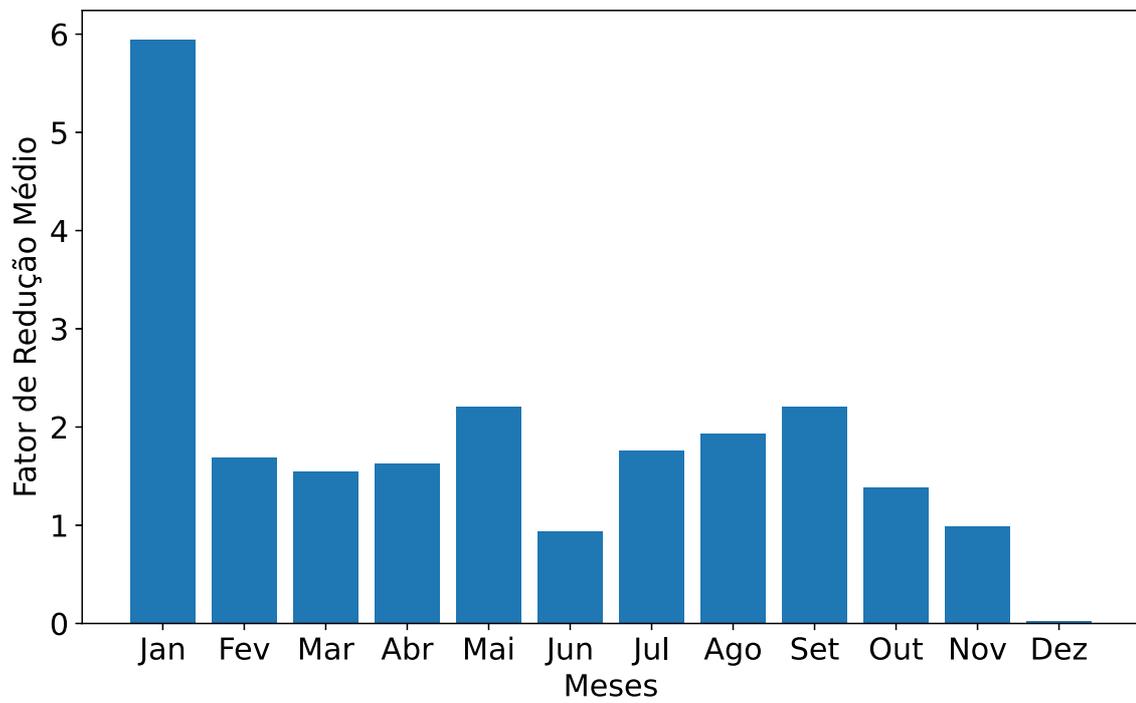
Por fim, vale destacar a eficiência da otimização proposta. A otimização proposta nas Equações (3.12)-(3.18) combinada com a modelagem desenvolvida em Python é executada em 0,6s em média. Portanto, a simulação de 10000 cenários se torna possível em um tempo viável, podendo obter os resultados propostos em 1hr40min.

Figura 30 – Comparação do HDF das Simulações.

(a) Redução.



(b) Razão



## 6 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma Simulação de Monte Carlo para projetar a disponibilidade de usinas hidrelétricas. A metodologia proposta aborda aspectos operacionais e regulatórios, onde a disponibilidade da usina e de suas unidades geradoras é avaliada através das horas medidas de interrupções por manutenções programadas e forçadas.

As horas de parada forçada possuem um comportamento aleatório marcante, tanto no total de horas paradas, quanto no dia em que a parada irá ocorrer. Dessa forma, no âmbito da SMC, foram gerados cenários aleatórios para os parâmetros com comportamento aleatório. Os cenários foram inseridos em um modelo de otimização da operação, o qual considera o impacto operacional e regulatório das paradas forçadas.

O primeiro ponto avaliado foi sobre a manutenção programada, onde foi desenvolvido um cronograma de manutenção ideal. Esta otimização considerou aspectos regulatórios, bem como restrições operacionais e de duração e limitações de manutenção, de forma a minimizar as paradas programadas avaliadas na AFA, visando minimizar as penalidades financeiras. O calendário de manutenção otimizado é inserido na SMC, restringindo a operação da usina nos dias de parada programada.

Em seguida, foi apresentado o equacionamento referente a SMC, o qual possui relacionamento direto com a parcela de interrupções forçadas no FID. A SMC proposta obtém as horas de eventos forçados, observando o histórico de medições pelo SAMUG, calculado pelo ONS. Desta forma, a metodologia possui um grande peso regulatório, sendo de grande importância para as usinas hidrelétricas avaliarem seus índices de disponibilidade.

A metodologia proposta foi simulada utilizando dados reais da Usina Hidrelétrica Santo Antônio, com horizonte de simulação de um ano. Foram realizadas duas simulações, a primeira utilizando o histórico original, e a segunda com um peso maior para os anos recentes. Será apresentado comparações para verificar e quantificar as melhoras nos indicadores devido as melhorias executadas pelo agente recentemente

Por meio dos resultados da primeira simulação, foi possível analisar a probabilidade de ocorrência de vários intervalos de HDF no ano. A maioria (aproximadamente 59%) das simulações resultou em situação regular, porém, vale destacar que aproximadamente 41% dos casos estão em situação ruim, alertando o agente para possíveis operações críticas. Além disso, com o SMC, foi possível afirmar que, no ano do estudo, a fábrica será penalizada, por violar o limite de horas definido em contrato.

Já a segunda simulação demonstra a flexibilidade do modelo, permitindo ao agente simular cenários pessimistas e otimistas, como é o caso da Simulação II apresentada. Nesta simulação, o modelo considerou a probabilidade de repetição do histórico de 2020 e 2021 maior e, portanto, o cenário bom obteve resultados mais favoráveis em relação a penalização da usina. A justificativa para o cenário se dar pelo fato da SAE ter realizado diversas melhorias operacionais, o que refletiu nos indicadores a partir de 2020.

Por fim, o modelo proposto foi implementado com sucesso utilizando dados reais, atingindo o objetivo de estimar o risco de penalidades regulatórias para a usina hidrelétrica. Além disso, a metodologia proposta é aplicável a outras usinas hidrelétricas, pois todas geradoras despachadas pelo ONS são sujeitas a regulação a qual fundamentou todo o equacionamento da metodologia proposta.

## 7 TRABALHOS FUTUROS

Através da metodologia proposta neste trabalho, os agentes podem realizar projeções de disponibilidade das usinas hidrelétricas visando atender os requisitos regulatórios. Porém, ainda há novos desenvolvimentos a serem estudados e propostos no âmbito da Simulação de Monte Carlo desenvolvida.

Primeiramente, é possível obter maneiras distintas de realizar os sorteios das variáveis aleatórias abordadas nesse trabalho (Número de dias de parada forçada e Dias de ocorrência da parada). Além disso, novas variáveis aleatórias de interesse podem ser inseridas no modelo, de forma a ter uma maior representação da realidade e do risco associado à disponibilidade.

Na Simulação II, foram inseridos um peso maior para o histórico nos anos de 2020 e 2021, de forma a fornecer uma maior representatividade para as melhorias que ocorreram na usina. Os pesos utilizados foram discutidos com os engenheiros da usina, sendo escolhidos para obter um resultado da SMC mais realista. Dessa forma, pode-se propor melhorias para esse quesito, de forma a obter uma metodologia quantificar os pesos para os anos desejados, tendo assim uma melhor representação das melhorias aplicadas pelo agente responsável através das projeções futuras fornecidas pela SMC.

## REFERÊNCIAS

- Agrawal, A. (2018). *Modeling forced outage in hydropower generating units for operations planning model*. PhD thesis, University of British Columbia.
- ANA (2022). Site oficial da agência nacional de águas. <http://www.ana.gov.br>. Acessado em Janeiro de 2022.
- ANEEL (2003). Resolução normativa nº 688/2003, de 24 de dezembro de 2003. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2003688.pdf>.
- ANEEL (2007). Leilão nº 05/2007 - processo n. 48500.003833/2007-01. *Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL, SGAN Quadra 603 - Módulo J, Brasília/DF – CEP 70.830-030. 10 de dezembro de 2007*.
- ANEEL (2011). *Ofício nº 218/2011 - SRG/ANEEL*. Agência Nacional de Energia Elétrica. Assunto: Mecanismo de Redução de Energia Assegurada para a UHE Santo Antônio, Jirau e Belo Monte.
- ANEEL (2014). Resolução normativa nº 614/2014, de 3 de junho de 2014. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014614.pdf>.
- ANEEL (2019). *DESPACHO No 3.630, DE 19 DE DEZEMBRO DE 2019 - ANEEL*. Agência Nacional de Energia Elétrica. Assunto: ONS passa à considerar a partir da publicação desse despacho a apuração que relaciona potência e queda útil como referência para apuração da restrição de geração parcial decorrente de perda de carga hidráulica à UHE Santo Antônio e Jirau.
- ANEEL (2022). Site oficial da agência nacional de energia elétrica. <http://www.aneel.gov.br>. Acessado em Janeiro de 2022.
- Baptiste, P. (1996). Disjunctive constraints for manufacturing scheduling: Principles and extensions. *International Journal of Computer Integrated Manufacturing*, 9(4):306–310.
- Brandão, L. E. T. (2018). *Risk control models for Brazilian hydropower investments: A proposal*. PhD thesis, PUC-Rio.
- Brasil (2019). *Submódulo 10.22 Apuração das Mudanças de Estados Operativos de Unidades Geradoras, Usinas e Interligações Internacionais, de 21 de Outubro de 2019*. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: [http://www.ons.org.br/%2FMP0%2FDocumento%20Normativo%2F4.%20Rotinas%20Operacionais%20-%20SM%2010.22%2F4.3.%20Rotinas%20P%C3%B3s-Opera%C3%A7%C3%A3o%2F4.3.2.%20Apura%C3%A7%C3%A3o%20de%20Dados%2FR0-A0.BR.04\\_Rev.24.pdf](http://www.ons.org.br/%2FMP0%2FDocumento%20Normativo%2F4.%20Rotinas%20Operacionais%20-%20SM%2010.22%2F4.3.%20Rotinas%20P%C3%B3s-Opera%C3%A7%C3%A3o%2F4.3.2.%20Apura%C3%A7%C3%A3o%20de%20Dados%2FR0-A0.BR.04_Rev.24.pdf).
- Brito, M. C. T. (2016). Análise da repactuação do risco hidrológico das usinas hidrelétricas participantes do mecanismo de realocação de energia. *UFRJ/COPPE. Rio de Janeiro*.
- Bynum, M. L., Hackebeil, G. A., Hart, W. E., Laird, C. D., Nicholson, B. L., Sirola, J. D., Watson, J.-P., and Woodruff, D. L. (2021). *Pyomo-optimization modeling in python*, volume 67. Springer Science & Business Media, third edition.
- CCEE (2012). *Caderno Algébrico - Mecanismo de Realocação de Energia*. Câmara de Comercialização de Energia.
- CCEE (2022). Site oficial da câmara de comercialização de energia elétrica. <http://www.ccee.org.br>. Acessado em Janeiro de 2022.

- da Cunha, P. C. F. (2015). *Porque o GSF virou pesadelo?* Fundação Getúlio Vargas Energia. Disponível em: [http://www.fgv.br/fgvenergia/paulo\\_gsf/files/assets/common/downloads/Paulo\\_GSF.pdf](http://www.fgv.br/fgvenergia/paulo_gsf/files/assets/common/downloads/Paulo_GSF.pdf).
- de Sousa Oliveira, P. (2021). *Otimização da Agenda De Manutenção das Turbinas de Uma Usina Hidrelétrica*. PhD thesis, PUC-Rio.
- de Sousa Oliveira, P., de Oliveira, M. T. B., Oliveira, E., Conceição, L. R., Marcato, A. L. M., Junqueira, G. S., and de Alencar Junior, C. A. V. (2021). Maintenance schedule optimization applied to large hydroelectric plants: Towards a methodology encompassing regulatory aspects. *IEEE Access*, 9:29883–29894.
- de Sousa Oliveira, P., Oliveira, F. L. C., de Oliveira, M. T. B., Oliveira, E., Conceição, L. R., Marcato, A. L. M., and Junqueira, G. S. (2020). Avaliação do desempenho de unidades geradoras utilizando o método ahp. *Anais da Sociedade Brasileira de Automática*, 2(1).
- Duarte, Y. S., Szpytko, J., and del Castillo Serpa, A. M. (2020). Monte carlo simulation model to coordinate the preventive maintenance scheduling of generating units in isolated distributed power systems. *Electric Power Systems Research*, 182:106237.
- EPE (2021). Plano decenal de expansão de energia. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-564/Minuta\\_do\\_Plano\\_Decenal\\_de\\_Expansao\\_de\\_Energia\\_2030\\_\\_PDE\\_2030.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-564/Minuta_do_Plano_Decenal_de_Expansao_de_Energia_2030__PDE_2030.pdf).
- EPE (2022). Site oficial da empresa de pesquisa energética. <http://www.epe.gov.br>. Acessado em Janeiro de 2022.
- Fernandes, G., Brandão, L., Gomes, L., and Vasconcelos, G. (2016). A proposal of reformulation of hydropower sales contracts in the brazilian electricity sector. In *Energy: Expectations and Uncertainty, 39th IAEE International Conference, Jun 19-22, 2016*. International Association for Energy Economics.
- Freitas Filho, Í. T. d. C. et al. (2014). Estratégia para gestão de ativos e minimização de riscos operacionais em sistema de geração hidroelétrica.
- Gurobi Optimization, LLC (2021). Gurobi Optimizer Reference Manual. Disponível em <https://www.gurobi.com>.
- Hart, W. E., Watson, J.-P., and Woodruff, D. L. (2011). Pyomo: modeling and solving mathematical programs in python. *Mathematical Programming Computation*, 3(3):219–260.
- Melo, J. L., Alves, A. C. B., Brigatto, G. A., and Negrete, L. P. (2016). Mercado de energia elétrica: Volatilidade do preço spot e risco da geração hidrelétrica com despacho centralizado. *VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*.
- MME (2022). Site oficial do ministério de minas e energia. <http://www.mme.gov.br>. Acessado em Janeiro de 2022.
- Mooney, C. Z. (1997). *Monte carlo simulation*. Number 116. Sage.
- Mun, J. (2006). *Modeling risk: Applying Monte Carlo simulation, real options analysis, forecasting, and optimization techniques*, volume 347. John Wiley & Sons.
- Murtha, J. A. (1997). Monte carlo simulation: its status and future. *Journal of Petroleum Technology*, 49(04):361–373.

- Nascimento, L. (2018). <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2018-04/santo-antonio-energia-questiona-cobranca-de-r-812-milhoes>. Acessado em maio de 2021.
- Okorie, P., Tekanyi, A., and Sadiq, A. (2019). Assessment of the reliability performance of shiroro hydro-electric power station, minna, niger state. *FUTO Journal Series*, 5(1):141–150.
- ONS (2021). Site oficial da ons. <http://www.ons.org.br>. Acessado em maio de 2021.
- SAE (2020). Site oficial da hidrelétrica santo antônio energia. <http://www.santoantonioenergia.com.br>. Acessado em janeiro de 2021.
- SAE (2021). Site oficial da hidrelétrica santo antônio energia. <http://www.santoantonioenergia.com.br>. Acessado em maio de 2021.
- Santo Antônio Energia (2022). Revista P&D 2021. Disponível em <https://www.santoantonioenergia.com.br/revista-pd-2021/>.
- Serrano-Gomez, L. and Munoz-Hernandez, J. I. (2019). Monte carlo approach to fuzzy ahp risk analysis in renewable energy construction projects. *PloS one*, 14(6):e0215943.
- Singh, R., Pal, B. C., and Jabr, R. A. (2009). Statistical representation of distribution system loads using gaussian mixture model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1):29–37.
- SOUZA, L. B. e. (2019). Judicialização no setor elétrico: desafios de gestão de projetos de geração hidrelétrica – estudo de caso da uhe santo antônio.
- StudioApp (2022). Disponível em <https://studioapp.com.br/>.
- Syed, Z. and Lawryshyn, Y. (2020). Risk analysis of an underground gas storage facility using a physics-based system performance model and monte carlo simulation. *Reliability Engineering & System Safety*, 199:106792.
- Trespacios, F. and Grossmann, I. E. (2015). Improved big-m reformulation for generalized disjunctive programs. *Computers & Chemical Engineering*, 76:98–103.
- CCEE (2010). Visão geral das operações na ccee. [http://www.ufjf.br/andre\\_marcato/files/2010/06/Visao\\_Geral\\_das\\_Operacoes\\_CCEE\\_2010.pdf](http://www.ufjf.br/andre_marcato/files/2010/06/Visao_Geral_das_Operacoes_CCEE_2010.pdf).
- Xiaoyun, H., Andi, H., and Jingpeng, S. (2019). Short-term hydro power scheduling under the electricity market environment. In *2019 2nd International Conference on Safety Produce Informatization (IICSPI)*, pages 473–477. IEEE.



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA**  
**PRÓ-REITORIA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA**



**AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA**

Tendo o(a) senhor(a) Presidente declarado aberta a sessão, mediante o prévio exame do referido trabalho por parte de cada membro da Banca, o(a) discente procedeu a apresentação de seu Trabalho de Conclusão de Curso de Pós-graduação *stricto sensu* e foi submetido(a) á arguição pela Banca Examinadora que, em seguida, deliberou sobre o seguinte resultado:

**APROVADO (Conceito A)**

**APROVADO CONDICIONALMENTE (Conceito B)**, mediante o atendimento das alterações sugeridas pela Banca Examinadora, constantes do campo Observações desta Ata.

**REPROVADO (Conceito C)**, conforme parecer circunstanciado, registrado no campo Observações desta Ata e/ou em documento anexo, elaborado pela Banca Examinadora.

Novo título da Dissertação/Tese (só preencher no caso de mudança de título):

Nenhuma

Observações da Banca Examinadora caso:

- O discente for Aprovado Condicionalmente
- Necessidade de anotações gerais sobre a dissertação/tese e sobre a defesa, as quais a banca julgue pertinentes

**Todos os membros da banca e o discente participaram remotamente da sessão de Defesa e a acompanharam na sua integralidade**

Nada mais havendo a tratar, o(a) senhor(a) Presidente declarou encerrada a sessão de Defesa, sendo presente Ata lavrada e assinada pelos(as) senhores(as) membros da Banca Examinadora e pelo(a) discente, atestando ciência do que nela consta.

**INFORMAÇÕES**

- Para fazer jus ao título de mestre(a)/doutor(a), a versão final da dissertação/tese, considerada Aprovada, devidamente conferida pela Secretaria do Programa de Pós-graduação, deverá ser tramitada para a PROPP, em Processo de Homologação de Dissertação/Tese, dentro do prazo de 90 dias a partir da data da defesa. Após a entrega dos dois exemplares definitivos, o processo deverá receber homologação e, então, ser encaminhado à CDARA.
- Esta Ata de Defesa é um documento padronizado pela Pró-Reitoria de Pós-Graduação e Pesquisa. Observações excepcionais feitas pela Banca Examinadora poderão ser registradas no campo disponível acima ou em documento anexo, desde que assinadas pelo(a) Presidente(a).
- Esta Ata de Defesa somente poderá ser utilizada como comprovante de titulação se apresentada junto à Certidão da Coordenadoria de Assuntos e Registros Acadêmicos da UFJF (CDARA) atestando que o processo de confecção e registro do diploma está em andamento.

**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. Ivo Chaves da Silva Junior**

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Marcos Tadeu Barros de Oliveira** - Discente

Juiz de Fora, 21 / 01 / 2022.



Documento assinado eletronicamente por **Andre Luis Marques Marcato, Professor(a)**, em 18/02/2022, 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 **Ivo Chaves da Silva Junior, Professor(a)**, em 18/02/2022, às 16:09, 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 **Marcos Tadeu Barros de Oliveira, Usuário Externo**, em 18/02/2022, às 16:19, 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 18/02/2022, às 17:06, 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](http://www2.ufjf.br/SEI)) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **0652823** e o código CRC **42AB1135**.