

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Gabriel Boratto de Oliveira

**AVALIAÇÃO DE USINA HIDRELÉTRICA-FOTOVOLTAICA-REVERSÍVEL - UM
ESTUDO DE CASO NA USINA REPI (MG)**

Belo Horizonte

2024

Gabriel Boratto de Oliveira

**AVALIAÇÃO DE USINA HIDRELÉTRICA-FOTOVOLTAICA-REVERSÍVEL - UM
ESTUDO DE CASO NA USINA REPI (MG)**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica

Orientador: Prof. Dr. Carlos Barreira Martinez

Coorientadores: Profa. Dra. Edna Maria de Faria Viana e Prof. Dr. Victor Flores Mendes

Belo Horizonte

2024

O48a

Oliveira, Gabriel Boratto de.

Avaliação de usina hidrelétrica-fotovoltaica-reversível - um estudo de caso na usina REPI (MG) [recurso eletrônico] / Gabriel Boratto de Oliveira. - 2024.

1 recurso online (90 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Carlos Barreira Martinez.

Coorientadores: Edna Maria de Faria Viana, Victor Flores Mendes.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Anexos: f. 88-90.

Bibliografia: f. 77-87.

1. Engenharia mecânica - Teses. 2. Usinas hidrelétricas - Teses. 3. Energia - Armazenamento - Teses. 4. Energia solar - Teses. 5. Geração de energia fotovoltaica - Teses. 6. Viabilidade econômica - Teses. 7. Energia renovável - Teses. 8. Sustentabilidade - Teses. I. Martinez, Carlos Barreira. II. Viana, Edna Maria de Faria. III. Mendes, Victor Flores. IV. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. V. Título

CDU: 621(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

FOLHA DE APROVAÇÃO

AVALIAÇÃO DE USINA HIDRELÉTRICA – FOTOVOLTAICA – REVERSÍVEL – UM ESTUDO DE CASO NA USINA REPI / MG

GABRIEL BORATTO DE OLIVEIRA

Dissertação submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, constituída pelos Professores Dr. Carlos Barreira Martinez (Orientador - Departamento de Engenharia Mecânica/UNIFEI), Dr. Victor Flores Mendes (Coorientador - Departamento de Engenharia Elétrica/UFGM), Dra. Edna Maria de Faria Viana (Coorientadora - Departamento de Engenharia Hidráulica e de Recursos Hídricos/UFGM), Dr. Frederico Fábio Mauad (Departamento de Hidráulica e Saneamento/USP), Dr. José Antônio Perrella Balestieri (Departamento de Energia/UNESP) e Dr. André Luiz Amarante Mesquita (Núcleo de Desenvolvimento Amazônico em Engenharia/UFGM), como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de "Mestre em Engenharia Mecânica", na área de concentração de "Energia e Sustentabilidade".

Dissertação aprovada no dia 26 de fevereiro de 2024.



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Barreira Martinez, Usuário Externo**, em 07/03/2024, às 13:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Victor Flores Mendes, Professor do Magistério Superior**, em 08/03/2024, às 19:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Edna Maria de Faria Viana, Professora do Magistério Superior**, em 11/03/2024, às 13:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **José Antônio Perrella Balestieri, Usuário Externo**, em 11/03/2024, às 14:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

Documento assinado eletronicamente por **André Luiz Amarante Mesquita, Usuário Externo**, em 12/03/2024, às 16:17, conforme horário oficial de

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço à minha família: mãe, pai e avôs e avós, por incentivarem e proverem condições para que eu me dedicasse aos estudos.

Agradeço a Deus por minha saúde física e mental para desenvolver esse trabalho.

Agradeço à Ana por ser minha companheira nos últimos quase 7 anos e estar comigo nessa jornada que é a vida.

Aos meus amigos e camaradas pelos tão necessários momentos de descontração e por entenderem os momentos de ausência, deixo meu agradecimento.

Agradeço ao professor Carlos Martinez pelos ensinamentos, amizade e paciência ao longo do desenvolvimento desse trabalho. Estendo meu apreço aos Coorientadores Edna, Victor e a todos que contribuíram com esse trabalho.

À Universidade Federal de Minas Gerais e Escola de Engenharia agradeço a oportunidade de realização do curso de mestrado. A todos trabalhadores dessa instituição estendo meu apreço.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela fundamental concessão de bolsa de estudos.

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo de caso na Pequena Central Hidrelétrica REPI, que possui potência instalada de 3,41 MW distribuída entre duas unidades. Foram investigados três cenários operacionais, com ênfase na potência média de geração, durante o período crítico de vazões de curto prazo: de maio de 1951 a novembro de 1955. No Cenário I, a PCH REPI (UHE) foi avaliada em sua configuração atual, servindo como referência. Foi encontrada uma potência média de 2,29 MW e um fator de capacidade (FC) de 0,67. No Cenário II foi proposta uma associação entre a UHE e uma usina fotovoltaica flutuante (UFF). A UFF considerada nesse cenário possui capacidade instalada de 10 MWp e foi dimensionada de acordo com a área disponível nos reservatórios e limite da rede de transmissão. O método proposto para associação resultou em uma potência média de 2,77 MW para a UHE (FC igual a 0,81), um aumento de 21% em relação ao cenário I. No Cenário III, foi proposta uma UFF com capacidade total de 13,70 MW e com produção de energia excedente. Foi investigada a implementação de uma usina hidrelétrica reversível (UHR) do tipo binária para armazenar a energia excedente da UFF. A UHR se mostrou capaz de armazenar o excesso de energia fotovoltaica e convertê-la em energia firme para a UHE, entretanto os ganhos foram limitados pela potência instalada da UHE. Houve um aumento de 0,04 MW na potência média da UHE (FC igual a 0,82), em relação ao Cenário II. Com o estudo, foi possível verificar que a associação de uma UHE com uma UFF, e o armazenamento de energia via UHR, são soluções tecnicamente viáveis e que podem auxiliar na expansão e maior participação da energia fotovoltaica no sistema elétrico brasileiro nas próximas décadas. Para trabalhos futuros, recomenda-se a aplicação do método apresentada a diferentes empreendimentos, a fim de verificar sua efetividade.

Palavras-chave: usina hidrelétrica reversível; sistema de armazenamento de energia; usina fotovoltaica flutuante; operação complementar entre usinas; usina hidrelétrica.

ABSTRACT

This work presents a case study of a Small Hydropower Plant with a total installed capacity of 3.41 MW distributed between two units. Three operational scenarios were investigated, with a focus on the average generation power, during the critical historical period of short-term flows: from May 1951 to November 1955. In Scenario I, the Hydropower Plant (HPP) was evaluated in its current configuration, serving as a reference. An average power of 2.29 MW and a capacity factor of 0,67 were found. In Scenario II, an association of the Hydropower Plant with a floating photovoltaic Plant (FPV) was proposed. The FPV considered in this scenario has an installed capacity of 10 MWp and was dimensioned according to the available area in the reservoirs and the transmission network limit. The proposed method for the association resulted in an average power of 2.77 MW for the HPP (CF equal to 0.81), an increase of 21% compared to Scenario I. In Scenario III, an FPV with a capacity of 13.83 MWp and surplus energy production was proposed. The implementation of a binary Pumped Storage Hydropower (PSH) was investigated to store the surplus energy from the FPV. The PSH proved capable of storing excess photovoltaic energy and converting it into firm energy for the HPP; however, the gains were limited by the installed power of the HPP. There was an increase of 0.04 MW in the average power of the HPP (CF equal to 0.82) compared to Scenario II. Through the study, it was possible to verify that the association of an HPP with an FPV, and energy storage via PSH, are technically viable solutions that can assist in the expansion and greater participation of photovoltaic energy in the Brazilian electrical system in the coming decades. For future work, it is recommended to apply the method presented to different projects to verify its effectiveness.

Keywords: pumped storage hydropower; energy storage system; floating photovoltaic plant; complementary hydro-PV operation; hydropower.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Oferta de energia elétrica de origem fotovoltaica por ano.....	17
Figura 2. Mapa do SIN	20
Figura 3. Capacidade instalada do SIN em maio de 2023.....	21
Figura 4. Princípio do Efeito Fotovoltaico	24
Figura 5. Curva característica I-V e P-V de um módulo de silício de 72 células (100 W/ 24 V nominal).....	26
Figura 6. Curva de tensão e corrente em relação à temperatura de operação.....	28
Figura 7. Capacidade instalada UFFs ao longo dos anos no mundo	30
Figura 8. Suavização da geração da UFF pela UHE	32
Figura 9. Geração normalizada UHE + UFF	32
Figura 10. Cenário <i>All-day lifting</i>	33
Figura 11. Cenário <i>Daytime lifting</i>	33
Figura 12. Cenário <i>Peak-load period lifting</i>	34
Figura 13. Atributos de um serviço de flexibilidade na oferta de energia elétrica.....	35
Figura 14. Tipos de sistemas de armazenamento de energia. Classificação por potência nominal e tempo de descarga.....	36
Figura 15. Vista aérea da UHR La Muela de Cortes	39
Figura 16. Vista aérea da UHR de Seneca.....	41
Figura 17. Arranjo da UHR de Seneca	41
Figura 18. UHR de Turlough Hill – Exemplo de circuito fechado	42
Figura 19. Barragem auxiliar (esquerda) e reservatório auxiliar (direita) da PCH REPI.....	45
Figura 20. Esquema das instalações da PCH REPI, vista perfil e superior.	46
Figura 21. Vista aérea dos reservatórios superior (esquerda) e inferior (direita).	47
Figura 22. Arranjo esquemático investigado.....	49
Figura 23. Esquema de geração do Cenário II – Associação complementar e alternada	53
Figura 24. Parcelas da energia da UFF	54
Figura 25. Perfil de potência no período crítico para UHE superior - Cenário I.....	57
Figura 26. Perfil de potência no período crítico para UHE inferior - Cenário I.....	58
Figura 27. Perfil de potência total média no período crítico - Cenário I.....	58
Figura 28. Módulo fotovoltaico monocristalino Canadian BiHiKu	60
Figura 29. Principais componentes do Hydrelío®.	61

Figura 30. Usina flutuante com Hydrelío® sendo instalada na UHE de Sobradinho (CHESF).	61
Figura 31. Arranjo recomendado.....	62
Figura 32. Dimensões da estrutura flutuante Hydrelío.....	62
Figura 33. Plataformas flutuantes nos reservatórios inferior (esquerda) e superior (direita)...	64
Figura 34. Perfil de irradiação diário típico para a localidade estudada.....	65
Figura 35. Perfil de potência diário por capacidade instalada da UFF para o dia 02/06/2022.	66
Figura 36. Perfil de potência diário da UFF com capacidade de 10 MWp	66
Figura 37. Volume de água acumulado por dia em cada mês do período crítico analisado.....	67
Figura 38. Perfil de potência no período crítico para UHE superior - Cenário II	68
Figura 39. Perfil de potência no período crítico para UHE inferior - Cenário II	68
Figura 40. Perfil de potência total média no período crítico - Cenário II.....	69
Figura 41. Perfil de potência total média no período crítico – Cenários I e II	69
Figura 42. Potência gerada por hora – UFF com capacidade de 13,70 MW para o dia 02/06/2022.	70
Figura 43. Perfil de potência no período crítico para UHE superior - Cenário III.....	71
Figura 44. Perfil de potência total média no período crítico - Cenário III	72
Figura 45. Perfis de potência média para os Cenários II e III	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Período Crítico do setor elétrico brasileiro.....	23
Tabela 2. <i>Perdas por etapa na produção de energia fotovoltaica.</i>	29
Tabela 3. Resumo dos Dados da UHE	47
Tabela 4. Histórico de vazões - período crítico de curto prazo (em m ³ /s).....	47
Tabela 5. Dados de cota, área e volume para os reservatórios superior e inferior.	59
Tabela 6. Principais informações técnicas do módulo selecionado.....	60
Tabela 7. Resumo das plataformas flutuantes	63
Tabela 8. Irradiação solar diária na estação Delfin Moreira.....	64
Tabela 9. Irradiação média por hora para a localidade estudada.....	65
Tabela 10. Resumo de dados da UHR.....	71
Tabela 11. Potência média produzida pela UHE superior no cenário I.....	88
Tabela 12. Potência média produzida pela UHE inferior no cenário I.....	88
Tabela 13. Potência total média produzida pela UHE – Cenário I.....	88
Tabela 14. Volume reservado por dia durante o período de radiação no período crítico.....	89
Tabela 15. Potência média acrescida à UHE superior (UHE 1).....	89
Tabela 16. Potência média acrescida à UHE inferior (UHE 2).....	89
Tabela 17. Potência média produzida pela UHE superior no cenário II	89
Tabela 18. Potência média produzida pela UHE inferior no cenário II	90
Tabela 19. Potência total produzida pela UHE no cenário II	90
Tabela 20. Potência média produzida pela UHE superior no cenário III	90
Tabela 21. Potência média total produzida pela UHE no cenário III	90

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

1	Relativo à UHE superior
2	Relativo à UHE inferior
A_m	Azimute do módulo fotovoltaico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>bomb</i>	Relativo ao bombeamento de água
CAES	Sistema de armazenamento de energia por ar comprimido
E_{base}	Energia de base
E_{max}	Energia máxima
E_p	Energia produzida
E_{exc}	Energia excedente
EUA	Estados Unidos da América
FC	Fator de Capacidade
FF	Fator de Forma
g	Aceleração da gravidade
G_{albedo}	Irradiância relativa ao albedo da superfície
G_{difusa}	Irradiância difusa
G_{direta}	Irradiância direta
G_{in}	Irradiância solar incidente
H	Queda líquida
HSP	Horas de sol pleno
I_m	Corrente ótima de operação do módulo fotovoltaico
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
<i>max</i>	Máxima (o)
<i>med</i>	Média
N_{bomb}	Potência requerida para acionamento da bomba
η	Rendimento total
P	Potência gerada
P_{med}	Potência média
P_{med_t}	Potência média total

P_{inst}	Potência instalada
P_{inst_t}	Potência instalada total
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PR	Taxa de desempenho ou <i>Performance Ratio</i>
Q_{acres}	Vazão acrescida para geração da usina hidrelétrica
Q_{bomb}	Vazão de bombeamento
Q_e	Vazão de engolimento
Q_{in}	Vazão de entrada da bacia
ρ	Massa específica
θ_m	Inclinação do módulo fotovoltaico
SC	Supercapacitor
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	Condição Padrão de Teste
t	Tempo de operação
t_{bomb}	Tempo de bombeamento
$turb$	Relativo ao turbinamento de água
UHE	Usina hidrelétrica
UHR	Usina hidrelétrica reversível
UFF	Usina fotovoltaica flutuante
V	Volume
V_{in}	Volume de entrada diário
V_m	Tensão ótima de operação do módulo fotovoltaico
V_{res}	Volume de água reservado
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
Wp	Watt-pico

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
1.1 Motivação	17
1.2 Objetivos.....	18
1.3 Limitações	19
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
2.1 O setor elétrico brasileiro	20
2.2 Energia Hidrelétrica.....	22
2.3 Energia Fotovoltaica.....	24
2.3.1 O sistema	27
2.3.2 Eficiência do sistema	27
2.3.3 Usinas fotovoltaicas flutuantes	29
2.4 Sistemas associados	31
2.5 Sistemas de armazenamento de energia	34
2.5.1 Principais tipos de sistemas de armazenamento	36
2.6 Usinas hidrelétricas reversíveis	38
2.6.1 Ciclos de armazenamento	40
2.6.2 Tipos de arranjos	41
2.6.3 Conjuntos de operação	42
2.6.4 Usinas reversíveis no Brasil	43
3. MATERIAIS E MÉTODOS	45
3.1 Caracterização da UHE de estudo	45
3.2 Premissas	48
3.3 Arranjo da instalação	49
3.4 Cenários contemplados.....	50
3.4.1 Cenário I – UHE.....	50

3.4.2 Cenário II – UHE + UFF	51
3.4.2.1 Usina fotovoltaica flutuante	51
3.4.2.2 Associação UFF e UHE	52
3.4.3 Cenário III – UHE + UFF + UHR	54
3.4.3.1 Usina hidrelétrica reversível (UHR)	54
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	57
4.1 Cenário I	57
4.2 Cenário II	59
4.3 Cenário III	70
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	74
REFERÊNCIAS	77
ANEXOS	88

1. INTRODUÇÃO

O período de setembro de 2020 a maio de 2021 configura a pior condição hidrológica já observada considerando o histórico de vazões dos últimos 91 anos para todo Sistema Interligado Nacional (SIN). O maior déficit de precipitação observado foi na bacia do rio Paraná, umas das mais importantes do Brasil, compondo pouco mais da metade (53%) da capacidade de armazenamento de todo o SIN (ONS, 2021). Entre 2014 e 2015, o Brasil também vivenciou um período de crise hídrica e energética, o qual afetou 85 milhões pessoas na região sudeste (ESCOBAR, 2015).

Eventos recentes como esses evidenciam uma vulnerabilidade do setor elétrico brasileiro, que depende majoritariamente das chuvas para suprir a demanda nacional por energia elétrica. Em outubro de 2023, 61,4% de toda energia elétrica produzida no país foi de origem hidráulica. (MME, 2024).

Embora a geração hidráulica seja uma fonte de energia limpa e confiável, a viabilidade desse tipo de empreendimento dentro das próximas décadas pode ser ameaçada por fatores climáticos. As mudanças no clima podem modificar o período e magnitude das chuvas, o que afetaria diretamente as operações das hidrelétricas (CACERES *et al.*, 2021). O impacto no regime das chuvas será maior no norte do Brasil, mais precisamente na bacia amazônica, região que possui o maior potencial energético para futuras instalações hidrelétricas no país (DIAS *et al.*, 2018; ARIAS *et al.*, 2020).

Uma solução sustentável para minimizar eventuais prejuízos das mudanças climáticas sobre a produção de energia é a maior diversificação da matriz energética brasileira, por meio da ampliação da participação de fontes renováveis como energia solar e eólica, prática que já é uma tendência mundial. Em 2022, foram instalados 228,4 GW e 74,4 GW de energia fotovoltaica e eólica no mundo, respectivamente, o correspondente a 88,5% de toda capacidade instalada de energias renováveis no mundo. Desde 2017, a capacidade instalada anual dessas energias corresponde a mais de 80% das novas instalações de renováveis no mundo (IEA, 2024).

Entretanto, apesar dos importantes benefícios da energia fotovoltaica para o meio ambiente, sua natureza intermitente pode ser um importante fator limitante para a inserção de novos geradores distribuídos no futuro. As usinas fotovoltaicas estão sujeitas a alternar entre períodos de grande

geração de energia (quando há grande incidência de radiação solar) e períodos de geração mínima (em situação de sombreamento). Essas variações podem ocorrer em questão de segundos e causar distúrbios como flutuações de tensão, distorções harmônicas, inversão do fluxo de potência, redução do fator de potência e desequilíbrio de tensão (PALUDO, 2014; NUNES, 2017). Além disso, o perfil diário de geração da energia fotovoltaica não necessariamente corresponde com os períodos de maior demanda pelo consumidor, o que resulta em um excedente de energia em períodos de alta geração e déficit de energia nos períodos de baixa ou radiação nula. Em um cenário de elevada penetração de geradores distribuídos, a grande quantidade de energia injetada na rede em um curto período pode favorecer a ocorrência dos distúrbios previamente mencionados, se tornando um desafio para o operador da rede elétrica (NOUSDILIS *et al.*, 2018; PARK *et al.*, 2021).

A utilização de sistemas de armazenamento de energia é tida como uma solução promissora para normalizar a geração dessas fontes renováveis e, ao mesmo tempo, armazenar o excesso de energia produzido para posterior utilização em momentos de alta demanda. Existem sistemas de armazenamento de diversos tipos e em diferentes estágios de desenvolvimento. A tecnologia mais madura é a dos próprios reservatórios de hidrelétricas, 99% de toda energia armazenada no mundo está em forma de água nesses reservatórios (IRENA, 2015). Entretanto, é um mercado em franco desenvolvimento com alternativas ideais para diferentes aplicações. Alguns exemplos são baterias, supercapacitores, hidrogênio e ar comprimido, volantes de inércia, bobinas supercondutoras e centrais hidrelétricas reversíveis (ABDI *et al.*, 2017; ABDALLA *et al.*, 2021).

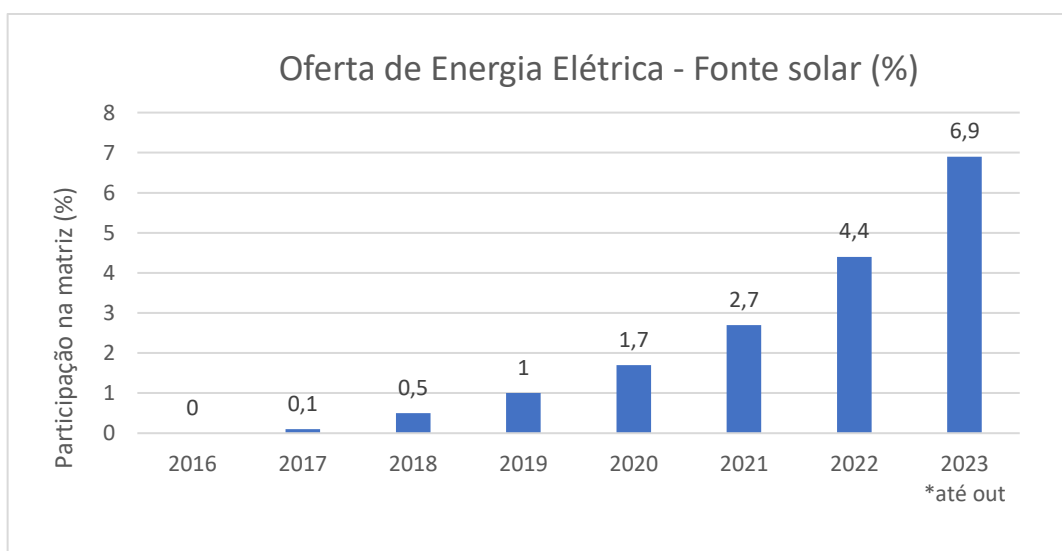
Neste trabalho, será investigada a associação entre uma usina hidrelétrica (UHE) e uma usina fotovoltaica flutuante (UFF). O objetivo dessa associação é aumentar a potência média produzida pela UHE por meio da operação complementar entre as usinas. A capacidade da UFF será dimensionada de acordo com a área disponível nos reservatórios e o limite de potência e serão investigadas diferentes capacidades para a UFF. Posteriormente, será analisado um cenário com a implementação de uma usina hidrelétrica reversível (UHR) para armazenamento da energia excedente da UFF. O objetivo da UHR é ser um meio para armazenar a energia fotovoltaica e, também, aumentar a potência média da UHE. Para os cálculos, será utilizado o período crítico do setor elétrico, que corresponde ao período de maio de 1951 a novembro de 1955, conforme Oliveira *et al.* (2005).

Em um trabalho análogo, Costa (2022) também investigou a associação entre a mesma UHE e uma UFF, porém a capacidade da UFF foi limitada pela capacidade da UHE, o que restringiria potenciais benefícios de uma maior participação de energia fotovoltaica. Apesar disso, foi destacada a possibilidade de um aumento de quase 17% do fator de capacidade da UHE por meio dessa associação. O período crítico utilizado por Costa (2022) é compreendido entre 2008 e 2018, que de acordo com o autor, correspondeu à menor sequência de baixas vazões no histórico observado.

1.1 Motivação

Tal como apresentado na figura 1, em 2016 a energia fotovoltaica sequer figurava nos boletins de oferta de energia elétrica e em outubro de 2023 correspondeu a 6,9% de toda energia elétrica ofertada no Brasil. Este representa o maior aumento dentre todas as fontes no país no período mencionado (MME, 2018; MME, 2024).

Figura 1 - Oferta de energia elétrica de origem fotovoltaica por ano.



Fonte: MME (2018), MME (2020), MME (2022), MME (2024). Elaboração pelo autor (2024).

A expectativa é que essa tendência se consolide e a capacidade instalada de painéis fotovoltaicos atinja cerca de 67 GW em 2027, se tornando a segunda maior fonte de energia renovável no Brasil, atrás apenas das hidrelétricas (IEA, 2022).

Entretanto, ao contrário das usinas tradicionais com geradores síncronos, as usinas fotovoltaicas não contribuem para a manutenção da inércia do sistema de potência, que é um importante

indicativo de confiabilidade da rede elétrica. Conforme a penetração desse tipo de energia aumenta e a participação de geradores tradicionais diminui, a inércia mecânica do sistema pode reduzir ao ponto de ser incapaz de responder efetivamente aos distúrbios causados pela intermitência e perfil de geração da energia fotovoltaica (DENHOLM *et al.*, 2020; MAKOLO *et al.*, 2021).

Projeções indicam que mudanças no clima, aceleradas pela atividade humana, podem ameaçar a viabilidade das hidrelétricas no futuro (SAE-PR, 2015). É esperado que o impacto das mudanças climáticas na geração das hidrelétricas seja maior na bacia amazônica, região que possui o maior potencial energético para futuras instalações no país. A falha em não considerar que a variabilidade e magnitude das secas podem aumentar futuramente levará ao colapso do sistema energético e a inestimáveis prejuízos sociais e financeiros ao país (QUEIROZ *et al.*, 2019; ARIAS *et al.*, 2020).

A integração entre usinas hidrelétricas e usinas fotovoltaicas configura uma alternativa que promove a diversificação da matriz energética brasileira e, ao mesmo tempo, faz uso da estrutura elétrica existente. A operação conjunta das duas usinas pode trazer benefícios mútuos de acordo com o tipo de associação escolhido. Além disso, essa associação possibilita a implementação de usinas hidrelétricas reversíveis acionadas com a energia fotovoltaica, promovendo o armazenamento e normalização dessa fonte intermitente.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é estudar a operação conjunta de um complexo de geração composto por uma usina hidrelétrica (UHE), uma usina fotovoltaica flutuante (UFF) e uma usina hidrelétrica reversível (UHR); e investigar como essas usinas associadas promover o armazenamento da energia fotovoltaica e contribuir para o aumento da energia firme da UHE. Para tanto, foi realizado um estudo de caso na Pequena Central Hidrelétrica REPI (MG).

Objetivos específicos:

- ✓ Investigar a possibilidade do uso de um complexo de geração UHE-UFF-UHR;
- ✓ Explorar a possibilidade do aumento da energia firme produzida por uma usina hidrelétrica por meio da associação com uma usina fotovoltaica flutuante;

- ✓ Verificar a possibilidade de regularização e maior aproveitamento da energia fotovoltaica por meio de seu armazenamento via usina hidrelétrica reversível;
- ✓ Investigar diferentes cenários de geração e associação entre as usinas;

1.3 Limitações

As limitações do presente trabalho consistem em:

- A análise neste trabalho se restringe apenas a modos de operação e balanços de energia. Os custos envolvidos nas operações não foram avaliados;
- Foi definido o limite máximo de 40% para ocupação da área de superfície dos reservatórios pela usina fotovoltaica flutuante. Porém, não foi realizado um estudo aprofundado sobre o impacto dessa cobertura parcial sobre a vida aquática e possíveis desdobramentos legais em relação ao uso múltiplo dos reservatórios;
- Para cálculos da potência gerada pela UFF, foi utilizado um único perfil de radiação solar diária. Para maior precisão, é necessária a simulação da geração da UFF com perfis de radiação ao longo de um ano completo;
- A UHR proposta consiste em bombas para realizar a elevação da água. Entretanto, as usinas reversíveis geralmente são compostas por turbinas reversíveis que realizam tanto a operação de bombeamento quanto de turbinamento, o que implica em mudança da potência instalada da UHE. Essa simplificação foi assumida para tornar o conceito mais compreensível e permitir a comparação direta entre diferentes cenários.

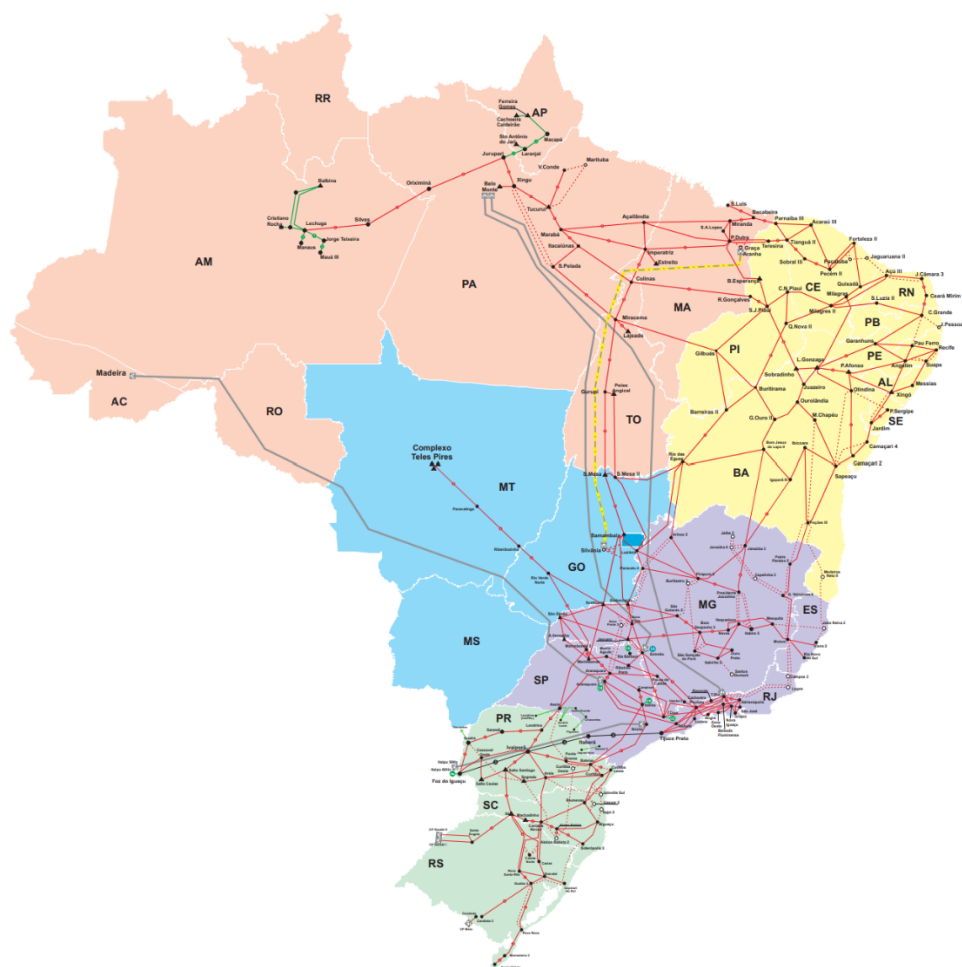
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 O setor elétrico brasileiro

Em um país com dimensões continentais, diferentes climas e uma pluralidade de bacias hidrográficas, a gestão entre produção e consumo de energia é um grande desafio, mas também uma oportunidade. A criação do Sistema Interligado Nacional (SIN) ampliou a confiabilidade do sistema energético brasileiro, possibilitando a transferência de excedentes energéticos entre diferentes regiões e otimização da energia armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas (DEUS, 2008; VASCONCELOS, 2017).

Como ilustra a figura 2, o Brasil possui linhas de transmissão de energia extensas, com elevado nível de ramificação e interligação. São 4 subsistemas (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte) interligados em uma malha pela qual 99% de toda energia consumida no Brasil é transportada (VASCONCELOS, 2017).

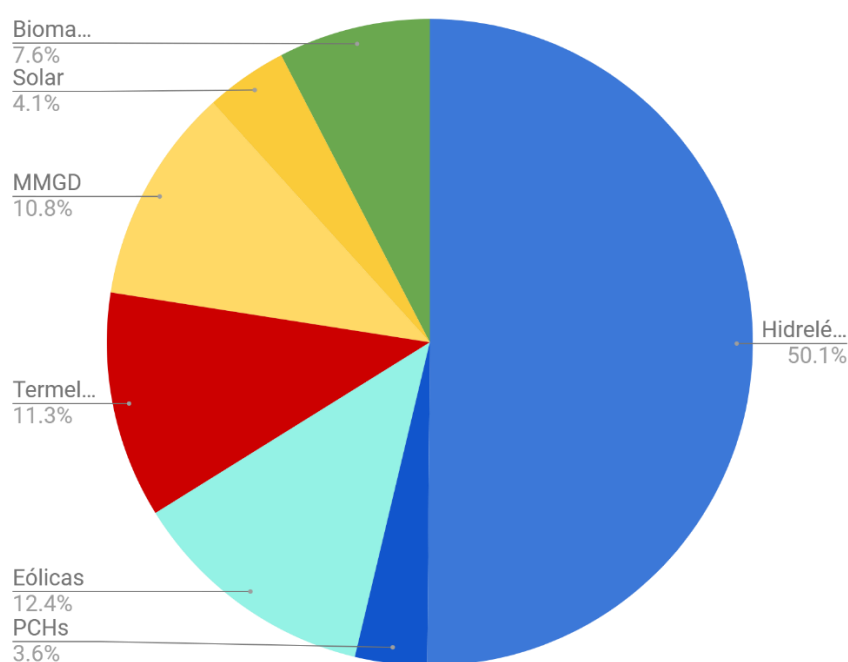
Figura 2. Mapa do SIN



Fonte: ONS (2024a).

Em maio de 2023, a capacidade instalada no SIN era de cerca de 203 GW, dos quais 53,7% oriunda de usinas hidrelétricas e PCHs, 12,4% de eólicas, 11,3% de termelétricas convencionais e nucleares, 10,8% de mini e microgeração distribuída (MMGD), 7,6% de biomassa e 4,1% de usinas solares. O detalhamento dessas fontes está ilustrado na figura 3. Destaca-se que as unidades de MMGD são compostas quase a totalidade por geradores fotovoltaicos, portanto, a fonte solar corresponde a cerca de 15% da capacidade instalada da matriz elétrica brasileira, sendo a segunda maior do SIN (ONS, 2023).

Figura 3. Capacidade instalada do SIN em maio de 2023.



Fonte: (ONS, 2023).

Desde 2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis, ou da cogeração qualificada, e fornecer o excedente para a rede de distribuição. Em 2022, foi instituído o marco legal da micro e minigeração de energia, por meio da Lei 14.300/22, que classifica microgeração distribuída como uma central geradora com potência instalada de até 75 KW. Já minigeração distribuída é aquela com potência acima de 75 kW e até 5 MW. Ambas são conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Empreendimento com potência instalada acima de 5 MW recebem a denominação de usina fotovoltaica (BRASIL, 2022). A regulamentação mais atual sobre o tema é a Resolução Normativa ANEEL nº1.059 (ANEEL, 2023).

A partir das primeiras regulamentações, sucedeu-se um crescimento exponencial da geração distribuída no Brasil. Projeções indicam que a capacidade instalada de fontes solares seguirá a tendência dos últimos anos e continuará crescendo de forma exponencial, atingindo 16,7% de participação para MMGD e 8,2% para usinas solares até 2028 (ONS, 2023; ONS, 2024b).

Existem também os Sistemas Isolados, sistemas que não estão conectadas ao SIN e que correspondem a cerca de 0,6% da carga de energia nacional (EPE, 2022). Entretanto, esse tipo de sistema não será abordado neste trabalho.

2.2 Energia Hidrelétrica

A energia hidrelétrica é gerada pelo movimento da água no ciclo hidrológico (ciclo da água). Esse ciclo é impulsionado pela energia solar: a radiação solar que atinge a superfície da Terra é convertida em calor, que por sua vez evapora a água. Cerca de 50% de toda a energia solar que atinge a Terra é consumida para a evaporação, transformando-se em energia latente no vapor d'água. Parte desse vapor (22%) é transportado sobre áreas terrestres, onde se condensa em nuvens e chuva; A precipitação nas superfícies terrestres gera o escoamento, à medida que parte da água flui de volta para o mar sob a influência da gravidade (KILLINGTVEIT, 2020).

Uma usina hidrelétrica (UHE) converte a energia potencial da água em escoamento em energia mecânica e, posteriormente, em energia elétrica. A capacidade teórica total de geração de energia das usinas hidrelétricas pode ser calculada pela equação 1.

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta \quad (1)$$

Onde P = Potência produzida (W); ρ = massa específica da água (kg/m^3); g = aceleração da gravidade (m/s^2); Q = vazão de água (m^3/s); H = queda líquida (m); η = rendimento total da instalação.

A quantidade de energia produzida depende da duração da vazão de água ou tempo de operação da UHE. Assumindo um tempo de operação (t_{UHE}), a quantidade de energia produzida (E_p) pela UHE pode ser calculada pela equação 2.

$$E_p = P \cdot t_{UHE} \quad (2)$$

Onde: E_p = Energia produzida (Wh); t_{UHE} = Tempo de operação da UHE (h).

A máxima quantidade de energia que uma usina pode produzir está limitada pela sua potência instalada (P_{inst}) e tempo de operação, conforme a equação 3.

$$E_{max} = P_{inst} \cdot t_{UHE} \quad (3)$$

Onde: E_{max} = Energia máxima produzida pela UHE (Wh); P_{inst} = Potência instalada da UHE (W).

Um importante indicador da produtividade de uma usina hidrelétrica é o Fator de Capacidade (FC). Ele define a quantidade de energia que uma usina produz em relação ao máximo que ela poderia produzir de acordo com sua capacidade instalada, como descrito na equação 4:

$$FC = \frac{E_p}{E_{max}} \quad (4)$$

Outro indicador é a Energia Firme, que corresponde à quantidade de energia média produzida por uma hidrelétrica no período crítico, sem risco de não atendimento. Pode ser entendida como a quantidade de energia que dada hidrelétrica é capaz de suprir 100% do tempo (KELMAN, KELMAN, e PEREIRA, 2004).

No projeto de uma UHE, é comum que seja considerado um período de baixas afluições de vazão, conhecido como período crítico. É dado pelo período compreendido entre o mês em que se observa a máxima energia armazenada no sistema e o mês quando se observa a menor energia armazenada no sistema sem reenchimentos intermediários (LEITE, 2020). Sugere-se, no caso brasileiro, a adoção do período crítico recomendado por Oliveira *et al* (2005) e apresentado na tabela 1.

Tabela 1. Período Crítico do setor elétrico brasileiro.

Configuração	Tolerância %	Período Crítico
Longo prazo	1.5	Junho/1948 a novembro/1956
Médio prazo	1.5	Maio/1949 a novembro/1956
Curto prazo	1.5	Maio/1951 a novembro/1955

Fonte: Oliveira *et al.* (2005).

A ANEEL classifica os empreendimentos hidrelétricos conforme o tipo e potência instalada, da seguinte maneira (ANEEL, 2022):

- Central Geradora Hidrelétrica com capacidade de instalação reduzida (CGH): potência igual ou inferior a 5.000 kW.
- Pequena Central Hidrelétrica (PCH): potência superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW e com reservatório com área de até 13 km².
- Usina Hidrelétrica (UHE) Autorizadas: potência de 5.000 a 50.000 kW, sem características de PCH.

- UHE Concedida: potência instalada superior a 50.000 kW.

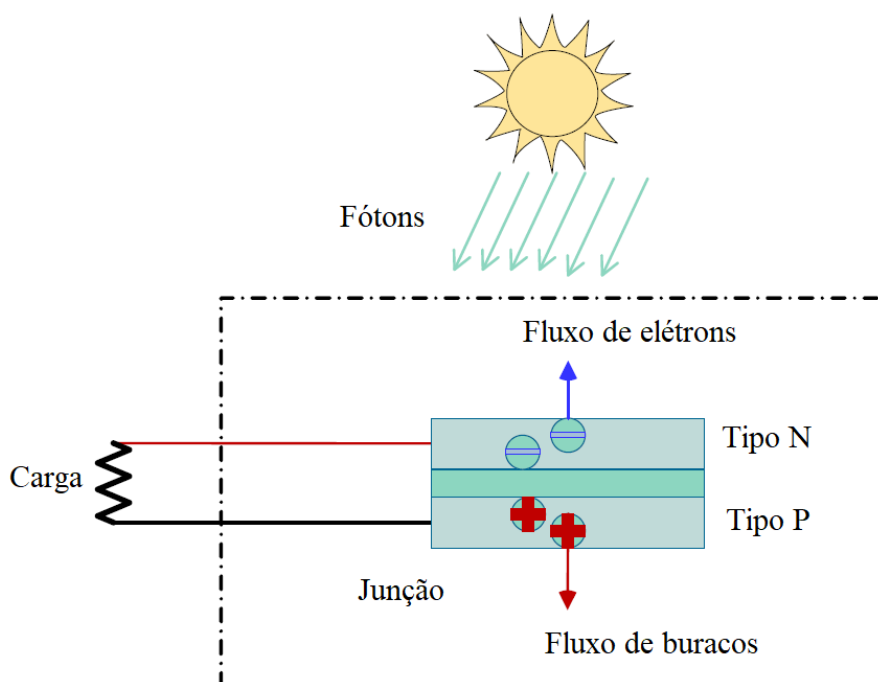
As usinas hidrelétricas também podem ser classificadas quanto à disponibilidade hídrica:

- Usinas a fio d'água: a geração depende exclusivamente da vazão da bacia, não havendo armazenamento de água para escoamento sazonal. As usinas a fio d'água que possuem represamento são capazes de regular vazão de curto de prazo, em base diária ou semanal.
- Usinas com reservatório de acumulação: a geração ocorre a partir da água acumulada. O reservatório regulariza a vazão da bacia, acumulando água durante o período úmido para garantir a geração no período seco.

2.3 Energia Fotovoltaica

A unidade básica de um sistema fotovoltaico é a célula fotovoltaica. Elas são feitas de materiais semicondutores, geralmente silício, com dopagem eletrônica, o que garante uma estrutura apropriada para converter a energia solar em energia elétrica, em um processo conhecido como efeito fotovoltaico, ilustrado na figura 4 (DINCER, 2018). Um painel (ou módulo) fotovoltaico é composto por um conjunto de células em série e paralelo, geralmente 36, 60 ou 72.

Figura 4. Princípio do Efeito Fotovoltaico



Fonte: Dincer (2018).

Os módulos de silício cristalino dominam o mercado fotovoltaico com cerca de 95% de participação e podem ser divididos em monocristalinos, policristalinos e filme fino. Em 2019, os monocristalinos corresponderam a cerca de 70% dos módulos de silício fabricados, já os policristalinos e filme fino, a cerca de 25% e 5%, respectivamente (Trommsdorff, 2022). A participação dos módulos policristalinos no mercado caiu de forma drástica nos últimos anos e hoje não possui participação global relevante, apesar de ainda ser encontrado com facilidade no Brasil (IEA, 2022b).

A potência nominal máxima (P_{max}) de um módulo fotovoltaico é dada em Watt-pico (Wp) e descreve a energia produzida pelo sistema sob Condição Padrão de Teste (STC), que considera uma irradiância de 1000 W/m^2 , temperatura da célula a 25°C e espectro de massa de ar de 1,5.

A P_{max} é obtida pelo produto entre corrente (I_m) e tensão (V_m) ótimas de operação (também chamadas de corrente e tensão de máxima potência), como descrito na equação 5 (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009):

$$P_{max} = I_m \cdot V_m = FF \cdot I_{SC} \cdot V_{OC} \quad (5)$$

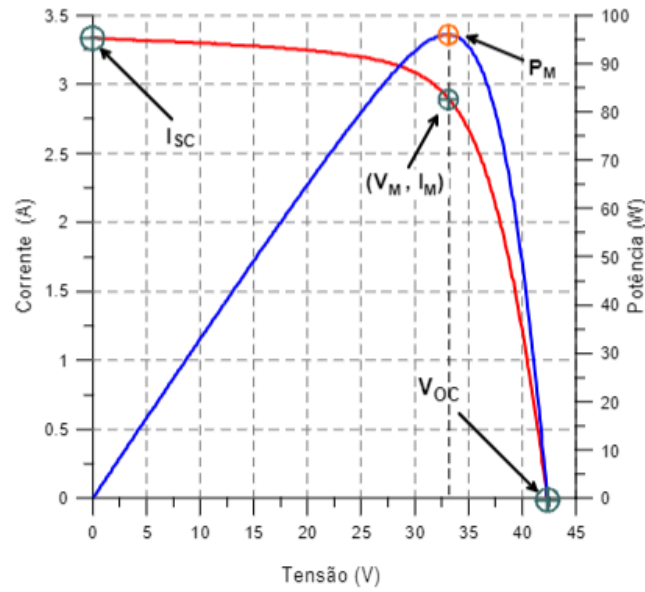
O Fator de Forma (FF) é um importante indicativo do desempenho de um módulo fotovoltaico. Ele é definido pela razão entre P_{max} e a potência de fato produzida pelo módulo, de acordo com a equação 6 (ELKHATEB *et al*, 2015):

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (6)$$

Onde I_{SC} e V_{OC} são, respectivamente, tensão de circuito aberto (V_{OC}) e pela corrente de curto-circuito (I_{SC}).

A relação entre as grandezas I_m , V_m , I_{SC} e V_{OC} pode ser observada nas curvas I-V e P-V dos módulos. As curvas consistem na representação matemática da relação entre corrente e tensão em um sistema de coordenadas ortogonal. A figura 5 apresenta a curva característica de um módulo de silício de 72 células (BÜHLER e KRENZINGE, 2007).

Figura 5. Curva característica I-V e P-V de um módulo de silício de 72 células (100 W/ 24 V nominal)



Fonte: BÜHLER e KREZNINGE (2007).

A potência produzida pelo módulo está diretamente relacionada com a quantidade de irradiância incidente sobre a superfície do módulo. A irradiância solar incidente em uma superfície (G_{in}) varia de acordo com a altitude do local e inclinação da superfície. A irradiância acima da atmosfera terrestre é de 1.370 W/m^2 , valor conhecido como Constante Solar, entretanto, a nível do mar, decai para um valor médio de 1.000 W/m^2 , assumindo céu aberto, sem nuvens, ao meio-dia e na Linha do Equador.

A irradiância total é a resultante da soma de três componentes: irradiâncias direta, difusa e albedo, como na equação 7.

$$G_{in} = G_{direta} + G_{difusa} + G_{albedo} \quad (7)$$

Do ponto de vista do módulo, G_{in} está em função do azimute do módulo (A_m) e de sua inclinação (θ_m), relação ilustrada na equação 8.

$$G_{in} = f(A_m, \theta_m) \quad (8)$$

O azimute e inclinação ótimos para um módulo irá depender da posição do sol ao longo dos dias e do ano. A partir de dados da posição solar, especificamente na localidade estudada, pode ser feita uma simulação variando A_m e θ_m a fim de encontrar os maiores valores de irradiância

incidente. Entretanto, considerar a inclinação do módulo igual à latitude é uma boa aproximação para latitudes de até cerca de 30°, norte ou sul (JACOBSON e JADHAV, 2018).

2.3.1 O sistema

Um sistema fotovoltaico é constituído pela unidade geradora (arranjo fotovoltaico, conexões e estrutura de montagem), unidade de controle e condicionamento de potência (inversores e controladores de carga) e unidade de armazenamento, que é opcional e normalmente é composta por baterias eletrolíticas e empregada em sistemas residenciais ou de pequeno porte, mas existem diversas tecnologias em diferentes fases de maturidade. Esse assunto é discutido mais profundamente na seção 2.5 .

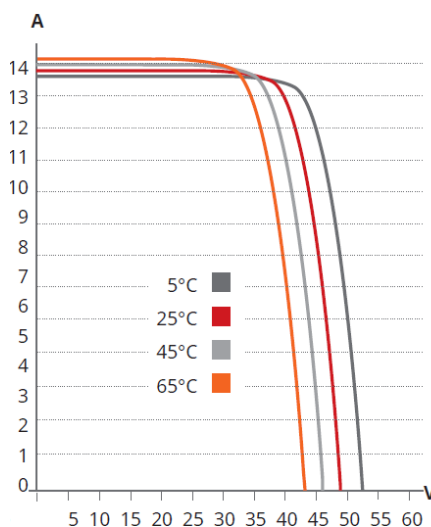
Os módulos podem ser conectados em série ou paralelo de acordo com o resultado desejado. A conexão de módulos em série é conhecida como *string* e resulta na soma da tensão dos módulos, enquanto a corrente permanece constante. Geralmente, um arranjo fotovoltaico é composto por múltiplas *strings* conectadas em paralelo. O resultado da conexão em paralelo é a soma das correntes, enquanto a tensão permanece constante.

2.3.2 Eficiência do sistema

Os sistemas fotovoltaicos estão sujeitos a diversas perdas ao longo de toda cadeia de geração, desde os módulos até o ponto de conexão com a rede. Os principais fatores de perda são: temperatura, sujidades, sombreamento, *mismatch*, sistema de conversão e degradação.

- A temperatura de operação da célula fotovoltaica afeta diretamente a quantidade de energia produzida, seja maneira positiva ou negativa. Os fabricantes de módulos disponibilizam curvas de tensão por corrente para diversas temperaturas de operação (figura 6). A tensão de saída diminui significativamente à medida que a temperatura aumenta, enquanto a corrente tem um leve aumento. A magnitude do impacto da temperatura nas propriedades do módulo irá depender da tecnologia empregada e do fabricante, mas, de maneira geral, a energia produzida será menor para temperaturas acima da referência de 25°C, e maior para temperaturas de operação menores que a referência (TONOLO, 2019). A estimativa de -0,45%/°C de energia produzida é comumente adotada na literatura (MICHELI, 2022).

Figura 6. Curva de tensão e corrente em relação à temperatura de operação



Fonte: Canadian Solar (2020).

- Sujidades e sombreamento na superfície dos módulos bloqueiam a incidência solar e, consequentemente, afetam a produção de energia. Além disso, contribuem com o *mismatch*: quando células ou módulos interconectados operam sob diferentes condições entre si e a energia produzida pode ser limitada pela unidade com menor produção (HASHEMI *et al.*, 2021). O *mismatch* também pode ocorrer devido a divergências na fabricação dos módulos, algo previsto pelos fabricantes, inclusive em módulos de mesmo modelo (GOEL e SHARMA, 2020).
- Não é possível converter 100% de CC em CA. A eficiência de um inversor informada pelo fabricante geralmente está entre 95-98%, entretanto essa eficiência varia de acordo com a tensão e corrente da CC de entrada (PARK *et al.*, 2020).
- A queda de desempenho dos módulos ao longo dos anos é prevista pelos fabricantes. A degradação é tipicamente maior no primeiro ano e se estabiliza para os anos subsequentes. Vários fatores influenciam a taxa de degradação, desde condições climáticas do local a materiais e qualidade da fabricação (HASHEMI *et al.*, 2021).

É difícil de se estimar com precisão a magnitude das perdas em cada etapa da produção de energia fotovoltaica, entretanto, para exemplificação, a tabela 2 reúne o resultado de alguns trabalhos que quantificaram as principais fontes de perda em um sistema fotovoltaico.

Tabela 2. *Perdas por etapa na produção de energia fotovoltaica.*

Trabalho	Hashemi <i>et al.</i> (2021)	Tonolo (2019)	Kumar <i>et al.</i> (2019)
Tipo de análise	Experimental	Experimental	Simulação
Temperatura	5,7%	4,68%	9,6%
Degradação do módulo	Dado do Fabricante ^a	3,87%	3%
<i>Mismatch</i> (incluindo sujidades e sombreamento)	7,5%	10,26%	5%
Inversor e MPPT	16,7%	11,5%	2,2%
Irradiância, Espectral, Reflexão e Angulação	3%	-	9,3%
Cabeamento	0,9%	0,45%	1,7%
Outros	2,9%	-	2,7%
Total de perdas	40%	31%	33,5%

^aDegradação de 3% no primeiro ano e de 0,7% anual nos anos subsequentes. Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

Uma maneira de quantificar o desempenho geral de um sistema fotovoltaico é por meio da Taxa de Desempenho, ou *Performance Ratio* (PR) em inglês. A PR é razão entre a energia elétrica gerada e o total de energia que o sistema geraria de acordo com sua potência nominal indicada pelo fabricante. A PR também pode ser entendida como a eficiência geral do sistema. Destaca-se que a eficiência geral do sistema dependerá de um conjunto de fatores, como equipamentos utilizados no sistema, condição climática do local da instalação e nível de irradiação. Cada sistema terá um comportamento e deverá ser investigado de maneira particular.

Alguns trabalhos na literatura apresentam valores de PR obtidos para sistemas reais. Meng *et al.* (2022) analisaram 246 sistemas residenciais idênticos. A PR médio obtido foi de 0,71. No trabalho de Khalid *et al.* (2016) são apresentados uma série de outros trabalhos que quantificaram a PR de sistemas existentes, entre eles o de Leloux *et al.* (2012), no qual foram analisados quase 1000 sistemas residenciais ao longo de 2 anos. A PR média foi de 0,78.

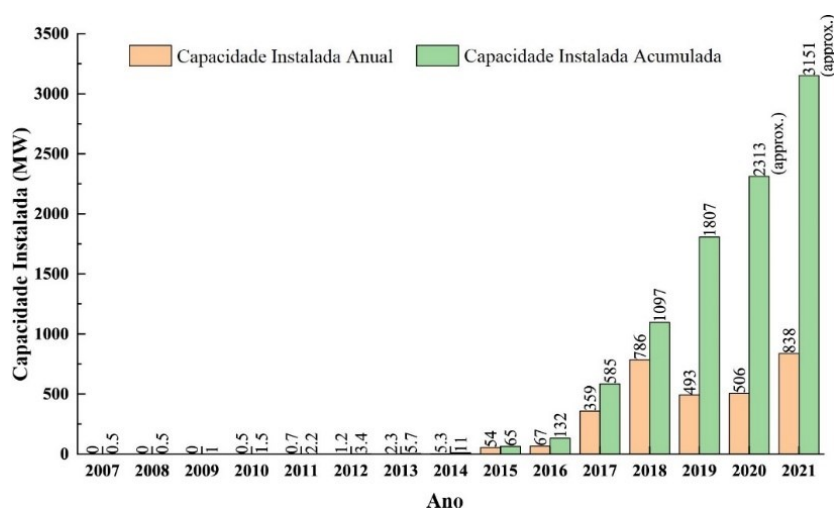
2.3.3 Usinas fotovoltaicas flutuantes

Enquanto a principal vantagem das usinas fotovoltaicas é capacidade de geração de uma energia limpa e renovável, sua baixa densidade de potência é uma das principais desvantagens. É necessária uma área de cerca de 1 hectare para uma obter uma capacidade de 1 MW (NISAR *et al.*, 2022). Uma alternativa promissora para amenizar essa desvantagem é o emprego das usinas

fotovoltaicas flutuantes (UFFs), que podem ser implementadas em lagos, reservatórios e até mesmo no oceano.

Com as primeiras instalações datando de 2007, a capacidade instalada de UFFs teve crescimento exponencial nos últimos anos e atingiu 3 GW em 2021 no mundo, como ilustrado na figura 7. A expectativa é que a capacidade instalada de UFFs seja de até 30 GW em 2030 (SHI *et al.*, 2023).

Figura 7. Capacidade instalada UFFs ao longo dos anos no mundo



Fonte: Shi *et al.* (2023).

Apesar da capacidade instalada de UFFs ser irrisória em relação a das usinas fotovoltaicas terrestres, a tendência é que nas próximas décadas o uso da terra seja cada vez mais relevante, especialmente em países com alta densidade demográfica e economia em crescimento. Cerca de 85% da capacidade instalada de UFFs está na Ásia, e essa predominância pode ser explicada pela presença de países com território limitado e com economias e populações em franco crescimento (GADZANKU, LEE E DYRESON, 2022).

Em relação à produção de energia, há muitos estudos na literatura que reportam um aumento da energia produzida por UFFs devido à menor temperatura dos painéis no ambiente aquático. Alguns exemplos: Liu *et al.* (2018) identificaram um aumento de até 10% da energia produzida em uma usina flutuante de 1 MW comparado com sistemas tradicionais instalados em telhados, enquanto Dörenkämper *et al.* (2021) identificaram um ganho de energia de até 6%.

A instalação de painéis na água também abre a possibilidade de um fluxo contínuo de água pressurizada para maior arrefecimento e limpeza dos painéis, diminuindo as perdas por temperatura e sujidades, como abordado por Cazzaniga *et al.* (2018).

Outra vantagem das UFFs é a redução da perda de água por evaporação. Essa redução irá depender de diversos fatores, entre eles: área coberta por painéis, orientação dos painéis, tipo de estrutura flutuante, profundidade do corpo hídrico em que a usina está localizada, características de vento. Em seu trabalho, Rosa-Clot (2020) estima que, anualmente, 1,5 m³ de água deixam de evaporar para cada m² de área coberta por UFF.

2.4 Sistemas associados

Ao contrário dos sistemas isolados, que operam de maneira isolada, não estando conectados com outros tipos de geração, as usinas associadas são duas ou mais fontes de energia distintas com perfil de produção complementar, e que compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão ou distribuição. Para o operador do sistema, essas duas usinas são vistas como uma única injeção de potência (SILVA, 2019). Nos sistemas associados UFF-UHE, a UFF geralmente está localizada no reservatório da UHE.

A associação pode gerar benefícios tanto para a própria planta quanto para o sistema na qual está inserida, em uma escala diária ou sazonal. No estudo de Gadzanku, Lee e Dyreson (2022) foram destacadas as seguintes vantagens e possibilidades:

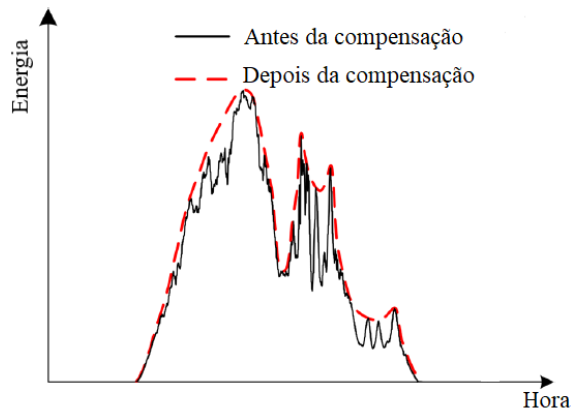
- Em escala diária: redução da dependência de outras formas de geração como termelétricas a base de carvão ou gás natural.
- Em escala sazonal: conservação da água do reservatório durante os meses úmidos para uso nos meses secos.
- Menor ocorrência de corte de geração da fonte fotovoltaica (*curtailment*), que é basicamente o descarte da energia em excesso, por limitação da rede de transmissão.

O ganho em se associar uma UHE e UFF em uma operação conjunta é mútuo, como destacado por An *et al.* (2015). No trabalho foram apresentadas duas possibilidades para a operação entre as usinas:

1. Compensação da UFF pela UHE

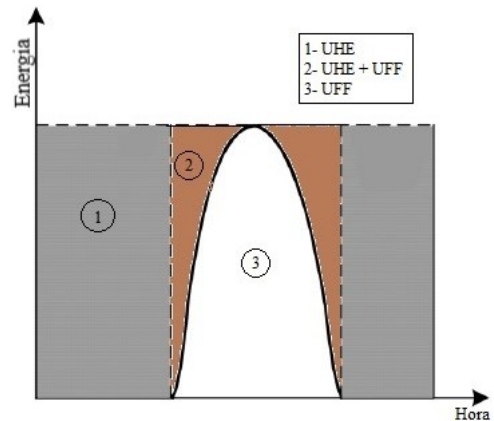
Esse é um processo de dois estágios. No primeiro estágio, a UHE é utilizada para suavizar a curva de geração da UFF, de natureza serrilhada (figura 8). No segundo estágio, dependendo da quantidade de energia armazenada no reservatório, a UHE é utilizada para eliminar a intermitência da UFF e manter uma potência diária constante (figura 9).

Figura 8. Suavização da geração da UFF pela UHE



Fonte: An *et al.* (2015) adaptado.

Figura 9. Geração normalizada UHE + UFF



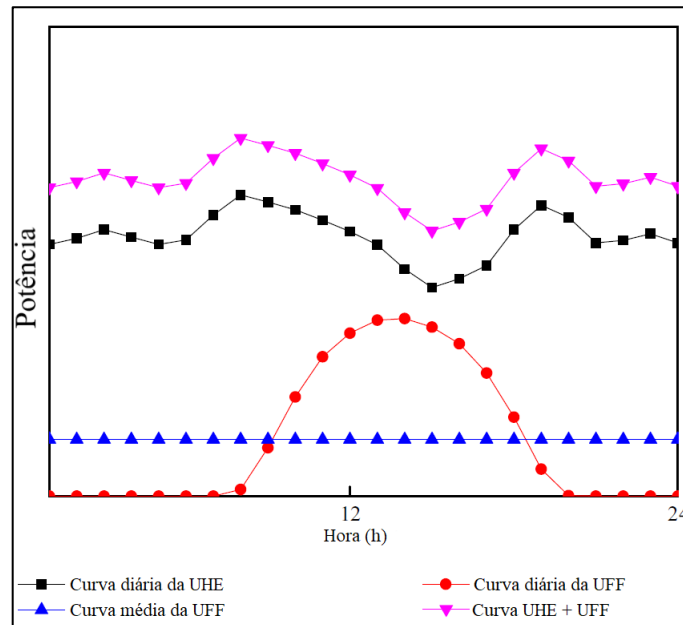
Fonte: An *et al.* (2015) adaptado.

2. Compensação da UHE pela UFF

As gerações da UHE e UFF possuem natureza complementares. Durante o período de seca, no qual a geração da UHE é reduzida, a UFF mantém alta geração devido à ausência de nuvens. Com isso, a UFF pode compensar a deficiência nesse período da UHE que, por sua vez, armazena a energia para ser utilizada em outro momento.

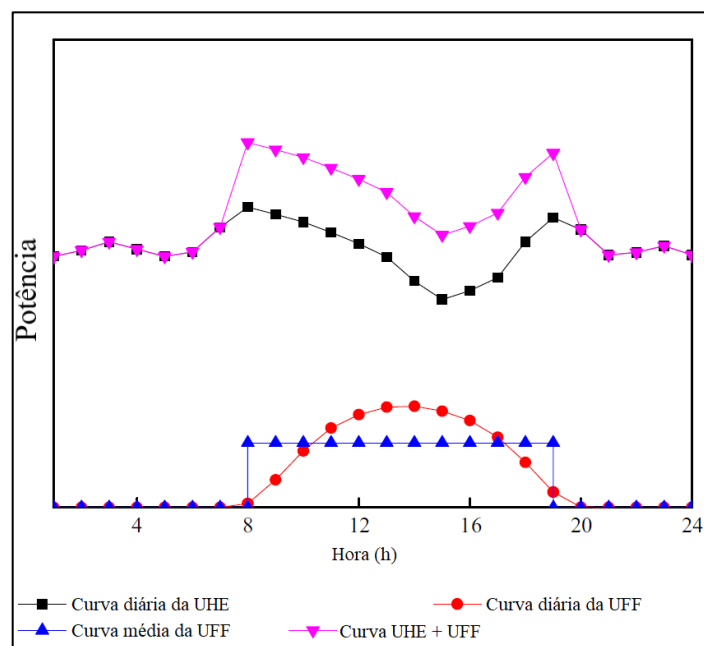
Um outro exemplo de como a integração entre UHE e UFF pode ser realizada é apresentado no estudo de Fang *et al.* (2017). Os autores propuseram três cenários de operação em escala diária:

1 - *All-day lifting*: a potência de saída da UFF serve como carga de base, e a curva de potência diária da UHE é incrementada em toda sua extensão pela potência média diária da UFF. Este cenário é adequado para regiões onde há déficit de carga de base (figura 10).

Figura 10. Cenário *All-day lifting*

Fonte: Fang *et al.* (2017) adaptado.

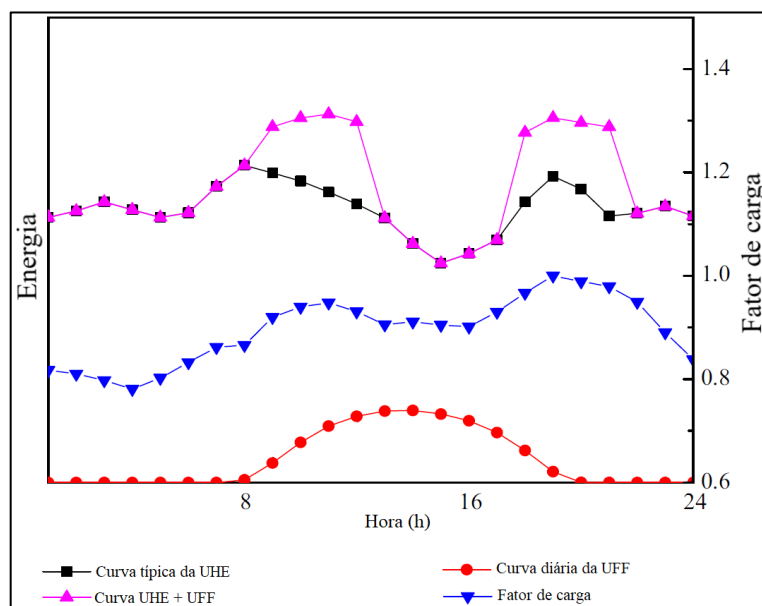
2 - *Daytime lifting*: a curva de potência da UHE é incrementada apenas durante o dia (8:00h – 19:00h) pela potência média da UFF durante o mesmo período. A UFF possui prioridade na integração ao sistema e a produção diária da UHE permanece constante. Esse cenário adequado para regiões onde o consumo durante o dia é bem maior do que durante a noite (figura 11).

Figura 11. Cenário *Daytime lifting*

Fonte: Fang *et al.* (2017) adaptado.

3 - *Peak-load period lifting*: a carga diária no sistema elétrico apresenta dois picos, um pela manhã e outro no início da noite. Nesse cenário, a produção diária da UFF + UHE é planejada para suprir a demanda nesses dois picos de demanda. Esse cenário é adequado para regiões com déficits de produção durante os horários de pico (figura 12).

Figura 12. Cenário *Peak-load period lifting*



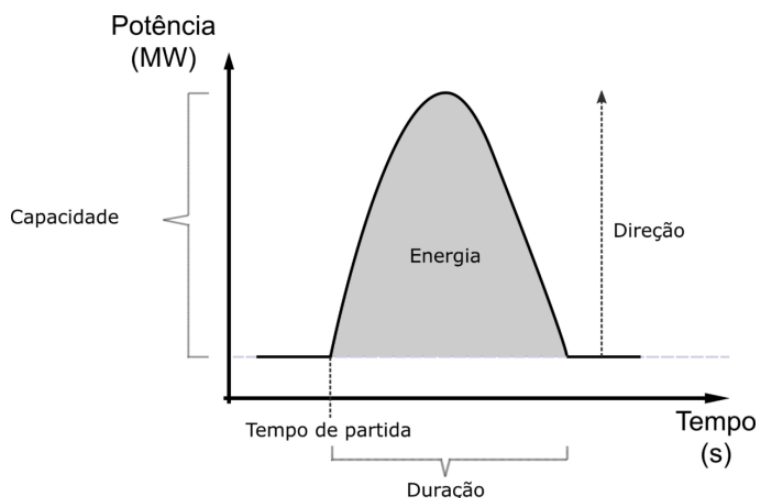
Fonte: Fang *et al.* (2017) adaptado.

Com base nos exemplos apresentados, é possível verificar que existem diversas possibilidades para uma associação entre uma fonte hidráulica e uma fotovoltaica, cabe ao operador do sistema a decisão sobre qual o objetivo dessa associação e quais ganhos se deseja obter.

2.5 Sistemas de armazenamento de energia

Como mencionado anteriormente, o aumento da participação de fontes renováveis, como a fotovoltaica, requer uma maior flexibilidade do sistema elétrico brasileiro. A flexibilidade do sistema é medida pela capacidade em se realizar um ajuste (serviço de flexibilidade) caracterizado por cinco atributos: sua localização específica dentro da rede; sua direção; sua composição elétrica na potência; e os parâmetros temporais definidos pelo momento de início e duração (SILVA, 2019). Esses atributos são ilustrados na figura 13.

Figura 13. Atributos de um serviço de flexibilidade na oferta de energia elétrica



Fonte: Silva (2019).

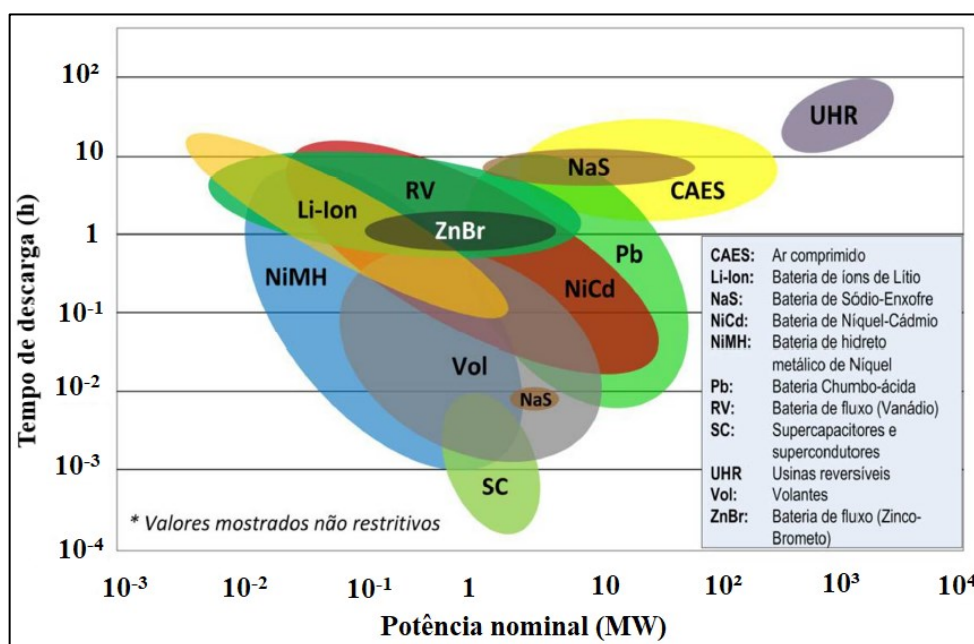
Uma métrica fundamental para caracterizar a flexibilidade de um sistema de potência é a *ramp rate*, que é a variação da potência em determinado intervalo de tempo, e pode ser expressa em valor absoluto (MW por minuto) ou em razão da potência nominal (variando de -100% a +100% por intervalo de tempo) (ELLIS, PEARRE e SWAN, 2021). Por exemplo, hidrelétricas podem oferecer *ramp rates* entre 10% e 30% por minuto, ou seja, podem atingir sua capacidade máxima de produção em 4–10 minutos. Usinas a base de carvão, 1–6%, e usinas a gás, 2–15% (MURARKA *et al.*, 2022). Painéis fotovoltaicos podem chegar a $\pm 90\%$ de sua capacidade em apenas 20 segundos (KUMAR *et al.*, 2022).

Uma alta *ramp rate* nem sempre é algo positivo e, principalmente em sistemas com baixa flexibilidade, a geração de energia deve ser limitada para preservar a integridade da rede. Isso já é comum em algumas localidades, nos quais há restrição da *ramp rate* de usinas fotovoltaicas: Porto Rico (+ 10% por minuto), Alemanha (+ 10% por minuto), e Havaí (± 2 MW por minuto) são alguns exemplos (ELLIS, PEARRE e SWAN, 2021).

Empregado desde o início da indústria de energias renováveis, o uso de cargas de despejo (*dump loads* ou *curtailment*) é o método mais popular para limitar a inserção de energia em excesso na rede (CHEN, YANG e HU, 2021). Os sistemas de armazenamento de energia são uma solução para regular a produção de energia e, ao mesmo tempo, estocar essa energia excedente, que seria descartada, para ser utilizada em outro momento (KUMAR *et al.*, 2022).

Existem sistemas de armazenamento de diversos tipos, em diferentes estágios de desenvolvimento e que podem atuar de diferentes maneiras no sistema elétrico. A figura 14 apresenta as faixas de potência e tempos de descarga típicos para as principais tecnologias de armazenamento disponíveis. Os valores mostrados não são restritivos, mas apenas típicos. Pode haver exemplares em funcionamento que excedem os valores mostrados (CANALES, BELUCO e MENDES, 2015).

Figura 14. Tipos de sistemas de armazenamento de energia.
Classificação por potência nominal e tempo de descarga



Fonte: (CANALES, BELUCO e MENDES, 2015) adaptado.

A partir da figura 14 apresentada é possível observar que a usina hidrelétrica reversível (UHR) é a tecnologia comercialmente disponível com a maior capacidade de armazenamento e possibilidade de entrega dessa energia durante períodos mais prolongados. É também o método de armazenamento a médio e longo prazo mais econômico e eficiente (CANALES, BELUCO e MENDES, 2015).

2.5.1 Principais tipos de sistemas de armazenamento

- Bateria

Criada no século XIX, a bateria é o meio mais explorado para armazenamento de energia elétrica. Hoje, é empregada em uma variedade de aplicações portáteis, desde veículos e dispositivos eletrônicos diversos até na energia renovável. As baterias são dispositivos

eletroquímicos que convertem a energia produzida durante uma reação química em energia elétrica. Essa reação pode ser dividida em duas semirreações, cada uma associada a um eletrodo da bateria, denominados anodo e catodo. O anodo sofre oxidação enquanto o catodo, redução. Os eletrodos podem ser de diferentes materiais, ditando assim o tipo da bateria (BREEZE, 2018).

As baterias de chumbo-ácido foram as primeiras a serem desenvolvidas e usadas por sistemas de distribuição para nivelamento de carga. São mais baratas, fáceis de reciclar, porém mais pesadas, com baixa densidade de energia e por isso mais indicadas para sistemas estacionários. Se tornaram popular em sistemas pequenos de energia solar e eólica. Maior sistema registrado tinha capacidade de armazenamento de 20 MW. Não são indicadas para armazenamento de longo prazo, pois tendem a descarregar com o tempo. Correspondem a praticamente metade das baterias vendidas em todo o mundo (BREEZE, 2018).

As baterias de lítio dominam o mercado de dispositivos eletrônicos desde a década de 1990 e o atual mercado de veículos elétricos devido a sua alta densidade de energia e consequente menor massa para uma mesma capacidade de armazenamento. Também possuem maiores tensões de saída, maiores eficiências de carga e descarga e boa retenção de carga ao longo do tempo. Seu maior custo inicial normalmente é compensado por sua maior vida útil. Recentemente, devido a essas vantagens, estão ganhando relevância no mercado de energia renovável, e projeções apontam crescimento exponencial da produção desse tipo de bateria nos próximos anos (VONSIEN e MADLENER, 2020; ZUBI *et al.*, 2020). O maior sistema de armazenamento registrado com esse tipo de bateria possui capacidade de 300 MW (PICKEREL, 2021).

Existem outros tipos de bateria como as de Ni-Cd, Na-S e baterias de fluxo. Entretanto, essas tecnologias não são tão relevantes para este trabalho, considerando o cenário tecnológico atual.

- Supercapacitor

Os supercapacitores (SCs) são dispositivos que preenchem a lacuna entre baterias e capacitores convencionais. Eles possuem maior capacidade de armazenamento que capacitores e podem entregar potências maiores que as baterias. Além disso, possuem uma boa vida útil e estabilidade a longo prazo, entretanto possuem menor capacidade de armazenamento do que as baterias. Já são utilizados em uma gama de aplicações onde seja necessário um pico de

eletricidade em um curto período. Pesquisas sobre SCs se concentram em aumentar sua capacidade de armazenamento, que é resultante da sinergia entre as propriedades do eletrólito e dos eletrodos (CASTRO-GUTIÉRREZ, CELZARD, e FIERRO, 2020).

- Ar comprimido

Um sistema de armazenamento de energia por ar comprimido (CAES) é bastante similar ao ciclo de uma turbina a gás, entretanto os processos de compressão e expansão estão desacoplados e operam de maneira independente. Ou seja, no primeiro estágio, a energia excedente da rede é utilizada para acionamento de um compressor, e o ar comprimido é armazenado para uso posterior. Quando há demanda por energia, ocorre o segundo estágio, no qual o ar armazenado é liberado para passar pela turbina e gerar eletricidade. Há registro de duas unidades de armazenamento desse tipo no mundo, com capacidades de 290 e 110 MW (BREEZE, 2018).

Entretanto, existe uma significativa quantidade de emissões relacionadas ao CAES. O calor gerado na etapa de compressão é perdido e a energia é armazenada na forma de ar comprimido resfriado. Na etapa de acionamento da turbina é necessário o reaquecimento do ar e, normalmente, é utilizado gás natural nesse processo. O sistema adiabático de armazenamento por ar comprimido (ACAES) e outras derivações, como isotérmico, isobárico e hidropneumático, são alternativas que buscam eliminar a necessidade do uso de combustíveis fósseis e possuem potencial para serem economicamente viáveis e empregados em larga escala. Entretanto, ainda são poucos explorados e estão em fase de desenvolvimento, sem protótipos que comprovadamente atingiram os desempenhos previstos (BARBOUR, POTTIE e EAMES, 2021).

2.6 Usinas hidrelétricas reversíveis

As usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) consistem em dois reservatórios de água com um desnível entre eles e horizontalmente próximos entre si. Os reservatórios são interligados por um circuito hidráulico e uma casa de máquinas. A principal diferença de uma hidrelétrica reversível para uma hidrelétrica comum é a presença de turbinas reversíveis ou bombas utilizadas para operação de bombeamento (BETTEGA, 2020). Para armazenar energia, a água é bombeada do reservatório inferior para o reservatório superior. Para gerar energia, a água do

reservatório superior flui pela turbina em direção ao reservatório inferior. O processo de armazenamento consome energia e, para se tornar vantajoso, deve ser realizado em momentos em que há alta oferta e a energia é mais barata.

O acionamento de uma UHR pode ser realizado por uma fonte de energia renovável, como fotovoltaica ou eólica, ou pelo sistema elétrico. No primeiro caso, o bombeamento é realizado com a energia proveniente da usina associada à reversível. No segundo caso, o bombeamento é realizado com a energia disponível na rede, podendo ter diversas fontes (SILVA, 2019).

Na figura 15 está ilustrada a UHR La Muela de Cortes, que é a maior UHR da Europa, localizada na Espanha e com capacidade total de 1,8 GW. Na imagem, é possível identificar os dois reservatórios, a barragem e casa de força inferior e os condutos forçados que ligam o reservatório superior ao inferior. Nessa UHR, como na maioria em operação, a casa de força superior é subterrânea (BRANDÃO, CASTRO, e HUNT, 2021).

Figura 15. Vista aérea da UHR La Muela de Cortes



Fonte: Power (2013).

Uma UHR pode ser instalada sob diferentes condições, aproveitando uma estrutura já existente ou um local com características propícias, porém ainda não exploradas. No quadro 1, estão

resumidas algumas configurações possíveis para a implementação de UHRs e alguns exemplos existentes no mundo.

Quadro 1. Possíveis tipos de UHR em relação à sua concepção

Tipo	Concepção
1	A partir da infraestrutura de dois reservatórios existentes, naturais ou artificiais, promove-se a interligação de ambos por meio de um circuito de adução (canal, condutos forçados ou túneis), incorporando-se ainda as demais estruturas necessárias para formação da UHR.
2	A partir de um lago ou reservatório existente, identifica-se um local próximo e favorável à adição de um reservatório artificial, circuito de adução e demais estruturas para a formação da UHR. Exemplo: UHR Turlough Hill
3	Identificação de local cuja topografia favorece a acomodação de barramentos para formação de dois reservatórios artificiais próximos entre si e demais estruturas necessárias para formação da UHR. Exemplo: UHR Revin
4	Utilização do oceano para compor ao menos um dos reservatórios da UHR (inferior, superior ou ambos). Exemplo: UHR Okinawa
5	Aproveitamento de um sistema de múltiplos reservatórios servindo concomitantemente usinas hidrelétricas convencionais e UHRs. Exemplo: UHR Saurdal
6	O reservatório inferior é essencialmente constituído por um rio que apresenta vazão suficiente para suprir as necessidades da UHR. Exemplos: UHRs Ranna, Koralpe, Letten e Herdecke.
7	Emprego de minas e pedreiras abandonadas ou cavernas para a formação de reservatórios necessários ao arranjo. Exemplo: UHR Marmora

Fonte: Gimeno-Gutiérrez e Lacal-Arántegui (2015); Bettega (2020).

As UHRs são a tecnologia de armazenamento de energia mais madura e com a maior capacidade instalada dentre todos os sistemas de armazenamento existentes, mais de 95% da capacidade de armazenamento do mundo (STOCKS *et al.*, 2021). Atualmente, existem cerca de 160 GW de capacidade instalada de UHRs no globo, metade desse valor localizadas na China, Japão e Estados Unidos (IHA, 2022). Além disso, a China é o país com mais UHRs em fase de construção e planejamento e espera-se que 45,5 GW de capacidade sejam instalados até 2026 (BARBOSA *et al.*, 2020).

2.6.1 Ciclos de armazenamento

Uma UHR pode operar em diferentes ciclos de armazenamento, a depender da capacidade de armazenamento do reservatório superior, da diferença de altura entre os reservatórios e da disponibilidade hídrica no reservatório inferior.

Um ciclo operacional completo compreende o período entre o esvaziamento e reenchimento do reservatório inferior. O dimensionamento dos principais parâmetros físicos das UHRs (capacidades dos reservatórios, turbinas e bombas) está atrelado ao tempo de duração dos ciclos operacionais definidos para cada projeto (BETTEGA, 2020). Os ciclos podem ser horários, diários, semanais, mensais ou sazonais.

É esperado que as baterias se tornem mais competitivas que as UHRs para armazenamento de curto de prazo nas próximas décadas, entretanto as UHRs deverão continuar sendo mais vantajosas que outros tipos de sistemas para armazenamentos mensais e sazonais. Destaca-se que as UHRs sazonais também podem prestar serviços de curto prazo, caso haja o interesse, mas o contrário não é possível (BRANDÃO, CASTRO, e HUNT, 2021).

2.6.2 Tipos de arranjos

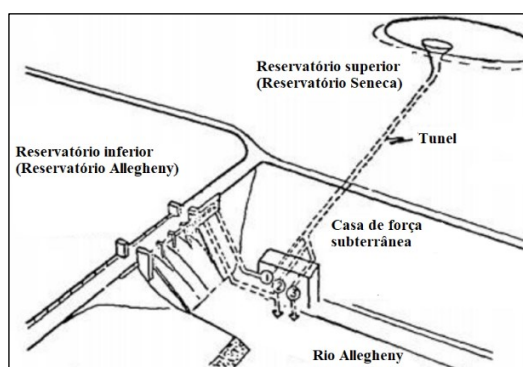
Os arranjos mais comuns para UHRs são: circuito aberto e circuito fechado. Uma UHR de circuito aberto está ligada diretamente a um fluxo significativo de água, como um rio. É comum utilizar barramentos existentes como reservatório inferior e construir a casa de força diretamente a jusante da barragem, o que evita escavações adicionais. Esse arranjo está presente na UHR de Seneca-EUA (figura 16) e ilustrado na figura 17 (BRANDÃO, CASTRO, e HUNT, 2021).

Figura 16. Vista aérea da UHR de Seneca



Fonte: Huntoon (2022).

Figura 17. Arranjo da UHR de Seneca



Fonte: Brandão, Castro e Hunt (2021) adaptado.

Em uma UHR de circuito fechado, os reservatórios normalmente estão localizados longe de uma fonte de água, resultando em uma entrada limitada de água no sistema. Esse arranjo pode ser implantado em pequenos lagos artificiais, que são abastecidos pela precipitação local ou por água trazida de outra localidade. Em geral, as UHRs de circuito fechado têm um menor impacto ambiental comparado com as usinas de circuito aberto, no entanto, sua operação geralmente é

limitada a ciclos de armazenamento diários ou semanais (BRANDÃO, CASTRO, e HUNT, 2021). A UHR Turlough Hill, ilustrada na figura 18, é um exemplo de usina que opera em circuito fechado, na qual não há afluência ao reservatório superior além daquela proporcionada pelo volume de água bombeado (BETTEGA, 2020).

Figura 18. UHR de Turlough Hill – Exemplo de circuito fechado



Fonte: (BETTEGA, 2020).

2.6.3 Conjuntos de operação

As principais tecnologias utilizadas para o conjunto turbina-bomba em UHRs são os conjuntos binário, ternário e quaternário.

A vasta maioria das plantas de UHR no mundo operam com conjuntos binário de rotação fixa. As UHRs nesse conjunto possuem uma turbina-bomba ou turbina reversível, de único estágio alinhada no mesmo eixo a um motor-gerador síncrono conectado à rede elétrica. O conjunto gira em um sentido ao fornecer energia para a rede e no sentido contrário para operação de bombeamento (BRANDÃO, CASTRO, e HUNT, 2021).

A tecnologia de rotação fixa permite a variação de potência apenas no modo de geração e no bombeamento a unidade sempre bombeia com potência máxima. Já as unidades com rotação ajustável permitem a variação da potência de bombeamento, além de terem uma faixa de operação mais ampla no modo de geração. Com isso, podem realizar serviços ancilares tanto na geração, quanto bombeamento (DOE, 2023).

O conjunto ternário é composto três componentes: um motor-gerador síncrono, uma turbina e uma bomba em um único eixo, operando em um único sentido de rotação. A mudança entre os modos de bombeamento e geração é mais rápida do que em uma turbobomba, pois o sentido de rotação é o mesmo nos dois modos. Uma embreagem permite a rápida conexão e desconexão da bomba. Essa configuração permite que a bomba e a turbina sejam projetadas para melhor eficiência na mesma rotação síncrona. A UHR Kops II, na Áustria, é o exemplo mais recente de planta desse tipo (BRANDÃO, CASTRO, e HUNT, 2021).

No conjunto quaternário, as unidades de geração e bombeamento estão completamente separadas. Isso permite que os sistemas hidráulicos sejam projetados especificamente para cada operação, conferindo maior eficiência ao sistema. Além disso, é o conjunto que oferece resposta mais rápida para UHRs prestarem serviços ancilares. Um exemplo desse conjunto é a UHR Gordon Butte, nos EUA, na qual as bombas e turbinas estão conectadas de forma a permitir que a instalação armazene e gere energia simultaneamente (curto-circuito hidráulico) e alterne rapidamente entre as operações de armazenamento e geração a uma taxa de 20 MW por segundo. Tanto o conjunto ternário, quanto o quaternário podem operar em curto-circuito hidráulico (BRANDÃO, CASTRO, e HUNT, 2021). O ponto negativo desse conjunto é sua maior complexidade, o que acarreta maiores custos comparado com as demais alternativas (BETTEGA, 2020).

2.6.4 Usinas reversíveis no Brasil

Há registro de apenas quatro usinas reversíveis no Brasil: Pedreira, Traição, Edgard de Souza e Vigário. As usinas elevatórias de Pedreira e Traição tinham o propósito de bombear a água do canal Pinheiros para o reservatório da hidrelétrica Henry Borden, em São Paulo. Entretanto, por questões ambientais, desde 1996 esse bombeamento é realizado apenas de extraordinária, medida que diminui a capacidade de geração da usina Henry Borden em 75%. A usina elevatória de Edgard de Souza foi desativada por questões ambientais em 1984. Já a usina elevatória de Vigário está em operação e localizada no reservatório de Santana, no rio Pirai, Rio de Janeiro. Ela realiza transposição de parte das águas do Rio Paraíba do Sul para a Bacia do Rio Guandu, garantindo o abastecimento de água para a Região Metropolitana do Rio de Janeiro (CANALES, BELUCO e MENDES, 2015).

Com base nesse cenário, é possível constatar que no Brasil não existem usinas reversíveis cuja finalidade seja a geração de energia e nem UFFs consorciadas a sistemas reversíveis. Apesar disso, destaca-se os seguintes trabalhos que exploram o potencial das UHRs no país.

Para Silva (2019), a pequena participação das UHRs no sistema elétrico brasileiro se deve, principalmente, pela política de preços e modelo de comercialização nacional, o qual o autor julga desatualizado em relação ao que é praticado em países referências no mundo e ao que é recomendado pelo Plano Decenal de Expansão Energética. O autor ainda destaca que a inserção de fontes variadas no Brasil está ocorrendo de maneira acelerada, o que no futuro pode ser um desafio para o setor devido à ausência de uma forma de precificar e aportar os atributos que uma fonte com armazenamento poderá prover ao sistema.

Para Brandão, Castro e Hunt (2021), as UHRs são uma opção economicamente desejável para a expansão do SIN no longo prazo, permitindo a penetração de renováveis intermitentes em áreas com grande potencial, porém afastadas dos grandes centros de consumo. Entretanto, assim como Silva (2019), os autores afirmam que é necessário atualizar a regulação do atual modelo comercial do mercado de energia para que o investimento nesses empreendimentos, alto e de longo prazo de retorno, seja viável. Nesse sentido, os autores destacam duas medidas que poderiam aumentar a competitividade das UHRs: remuneração por confiabilidade e contratação de longo prazo.

Brandão, Castro e Hunt (2021) também destacam que as reformas liberalizantes dos mercados de energia, que ocorrem a partir da década de 1990, tornaram os investimentos em UHRs difíceis de viabilizar, considerando as fontes de remuneração possíveis. Isso freou a construção de novos empreendimentos nos Estados Unidos e Europa. A exceção é Portugal, onde mecanismos de suporte financeiro do governo foram capazes de dar segurança ao investidor.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

A operação conjunta entre uma usina hidrelétrica (UHE), uma usina fotovoltaica flutuante (UFF) e uma usina hidrelétrica reversível (UHR) foi investigada em um estudo de caso. A análise teve como objetivo aumentar a potência média produzida pela UHE a partir de sua associação com uma UFF. Em um segundo momento, foi proposta uma UHR para armazenar a energia excedente da UFF e converter essa energia em aumento de potência média para a UHE.

3.1 Caracterização da UHE de estudo

A Pequena Central Hidrelétrica da REPI (Rede Elétrica Piquete – Itajubá) foi selecionada para este estudo de caso.

O empreendimento foi inaugurado em 8 de dezembro de 1932 e está implantado no Rio de Bicas, afluente do rio Sapucaí, situado na sub-bacia 61 (rio Grande), bacia hidrográfica 6 (rio Paraná), no município de Wenceslau Braz, Minas Gerais, coordenadas -22,56, -45,36. Possui uma capacidade geradora de 3,41 MW e dispõe de duas centrais geradoras: a central principal e a auxiliar, cada uma com barragens e reservatórios próprios.

A Barragem Principal (reservatório inferior) foi construída em 1932, tem 15 metros de altura e 68 metros de comprimento do coroamento. A Casa de Máquinas II está localizada ao final de 1596 metros de condutos forçados, e abriga seis grupos geradores. A Barragem Auxiliar (reservatório superior), figura 19, foi construída em 1957 e está localizada 500 metros à montante da Barragem Principal, tem 29,5 metros de altura e 112 metros de comprimento na crista. A Casa de Máquinas I está logo a jusante da barragem, após 40 metros de condutos forçados e abriga um único Grupo Gerador (IMBEL, 2009).

Figura 19. Barragem auxiliar (esquerda) e reservatório auxiliar (direita) da PCH REPI

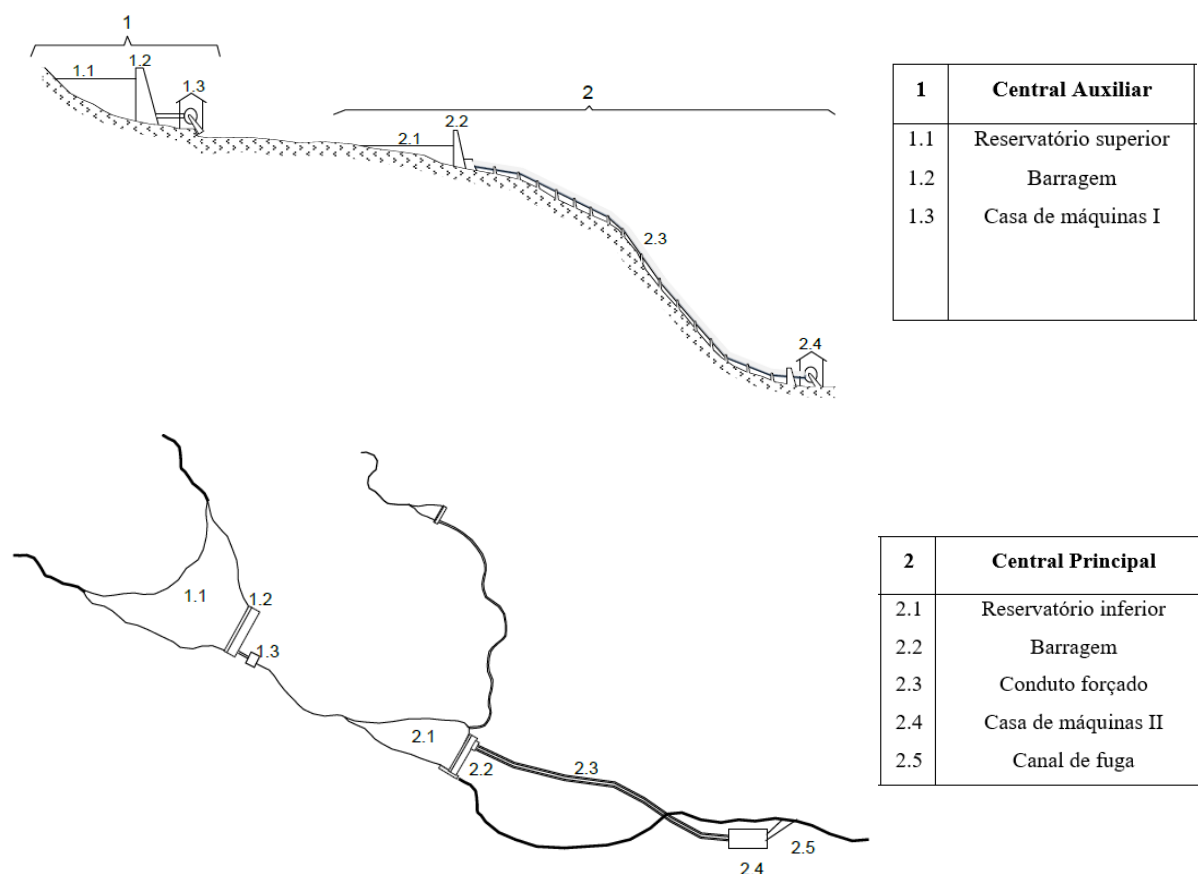


Fonte: IMBEL (2009).

A usina opera de forma isolada e fornece energia apenas para a fábrica da IMBEL de Itajubá, e se enquadra na categoria de Autoprodutor de Energia (APE), segundo a ANEEL. O escoamento da energia se dá por uma linha de transmissão própria com 18 km de extensão (IMBEL, 2009).

Na figura 20 estão ilustrados os esquemas das instalações da PCH REPI.

Figura 20. Esquema das instalações da PCH REPI, vista perfil e superior.



Fonte: IMBEL (2009) adaptado.

Na tabela 3 encontram-se resumidos os principais dados utilizados da UHE e na tabela 4 encontra-se o histórico de vazões para a localidade nos meses do período crítico de curto prazo, que compreende maio de 1951 até novembro de 1955.

Tabela 3. Resumo dos Dados da UHE

Reservatório	Superior	Inferior
	Casa de Máquinas I	Casa de Máquinas II
Potência instalada [MW]	0,56	2,85
Perdas de carga localizadas [m]	0,27	2,32
Perdas de carga distribuídas [m]	0,50	15,42
Queda bruta [m]	29,15	102,34
Queda líquida [m]	28,38	84,60
Tipo das turbinas	Francis	Francis

Fonte: IMBEL (2009) adaptado.

Tabela 4. Histórico de vazões - período crítico de curto prazo (em m³/s).

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1951	-	-	-	-	3,76	3,69	3,87	2,94	2,5	2,6	3,22	2,49
1952	7,38	5,88	7,19	4,93	3,58	5,27	2,89	2,53	2,27	1,94	2,86	2,6
1953	2,31	2,43	3,22	2,75	1,87	1,35	1,17	0,95	0,94	1,05	2,15	3,28
1954	3,26	10,09	4,32	3,68	4,35	2,79	2,02	1,51	1,52	2,51	1,9	3,11
1955	5,79	2,9	4,68	3,06	2,38	2,24	1,57	1,26	0,89	1,17	1,93	-

Fonte: IMBEL (2009) adaptado.

A vista aérea dos reservatórios encontra-se na figura 21.

Figura 21. Vista aérea dos reservatórios superior (esquerda) e inferior (direita).



Fonte: Google Earth (2022).

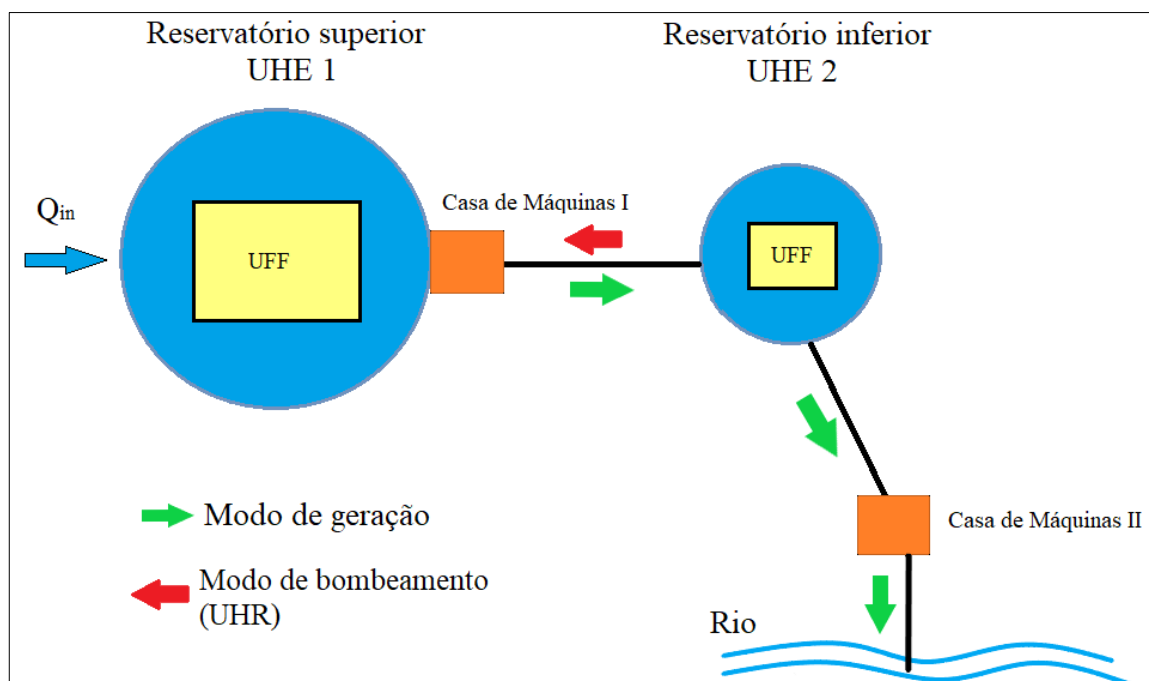
3.2 Premissas

- De acordo com os volumes dos reservatórios (tabela 5) e as vazões críticas (tabela 4), verificou-se que o volume hídrico disponível nos reservatórios permite apenas manobras diárias/semanais de armazenamento. Foi considerado que a UHE utiliza a água dos reservatórios apenas para operações diárias e que não é possível o acúmulo de excedentes hídricos mensais. Destaca-se que, desta forma, é possível que existam eventos de vertimento da água excedente, mesmo no período crítico de vazões.
- O complexo de usinas proposto terá o limite máximo de 5 MW de potência injetada na rede de transmissão. Dessa forma, potências superiores a esta não poderão ser inseridas na rede. Esse limite foi assumido com base na potência instalada da UHE e considerando as potências comuns dos equipamentos da linha de transmissão. Com esse limite, infere-se a escolha de não modificar o sistema de transmissão da UHE já existente.
- Para cálculos da potência gerada pela UFF, foi utilizado exclusivamente o perfil de radiação solar do dia de 02/06/2022, cuja radiação total foi de 4,22 kWh/m² na estação meteorológica Maria da Fé. Esse valor de radiação total corresponde aproximadamente à média de irradiação do mês de junho: o mês com menor radiação média na localidade estudada.

3.3 Arranjo da instalação

O arranjo básico do complexo de instalações contemplado nessa investigação está apresentado na figura 22.

Figura 22. Arranjo esquemático investigado



Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

O sistema pode ser dividido em três partes principais: a usina hidrelétrica (UHE), a usina fotovoltaica flutuante (UFF) e a usina hidrelétrica reversível (UHR). A UHE é composta por duas instalações: UHE 1, no reservatório superior e UHE 2, no reservatório inferior. Cada UHE possui uma casa de força, denominadas Casa de Máquinas I e II. A UFF é composta por duas unidades geradoras, uma em cada reservatório. A vazão afluyente da bacia (Q_{in}) incide no reservatório superior, passa pelas duas casas de máquinas e desagua em um rio. A UHR consiste em uma turbina reversível instalada na Casa de Máquinas I e que bombeia água do reservatório inferior para o superior.

3.4 Cenários contemplados

Foram investigados 3 possíveis cenários de operação.

3.4.1 Cenário I – UHE

Operação padrão da UHE

No cenário I, a operação isolada da UHE REPI foi avaliada como referência. A UHE opera de maneira contínua e isolada durante 24h por dia.

A partir dos dados de vazão no período crítico (tabela 4), foi calculada a potência média de operação (P_{med}) para cada casa de força, de acordo com a equação 9.

$$P_{med_{1,2}} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q_{in} \cdot H_{1,2} \cdot \eta}{10^6} \quad (9)$$

Onde $P_{med_{1,2}}$ = Potência média produzida pela casa de força (MW); ρ = massa específica da água (kg/m^3); g = aceleração da gravidade (m/s^2); Q_{in} = vazão de água da bacia (m^3/s); H = queda líquida (m); η = eficiência da turbina.

Com base nos valores típicos para as turbinas do tipo Francis, a eficiência de conversão da turbina (η) foi definida como 85% em todos os cálculos deste trabalho (HALDER *et al.*, 2021).

A potência média total da UHE (P_{med}) foi calculada pela equação 10:

$$P_{med} = P_{med_1} + P_{med_2} \quad (10)$$

O Fator de Capacidade para cada UHE foi calculado de acordo com a equação 11:

$$FC_{1,2} = \frac{E_{p_{1,2}}}{E_{max_{1,2}}} = \frac{P_{med_{1,2}} \cdot \Delta t}{P_{inst_{1,2}} \cdot \Delta t} \quad (11)$$

O Fator de Capacidade total é calculado por meio da equação 12:

$$FC = \frac{E_{p_1} + E_{p_2}}{E_{max_1} + E_{max_2}} = \frac{P_{med_1} + P_{med_2}}{P_{inst_1} + P_{inst_2}} \quad (12)$$

3.4.2 Cenário II – UHE + UFF

Associação entre UHE e UFF.

O cenário II consiste na operação associada entre uma usina fotovoltaica flutuante (UFF) e a UHE estudada.

3.4.2.1 Usina fotovoltaica flutuante

A UFF foi dimensionada de acordo com dois parâmetros: a área de superfície disponível nos reservatórios da UHE e o limite de potência inserida na rede.

- **Área de superfície disponível**

Foi definido um limite máximo de cobertura de 40% da área de superfície dos reservatórios. Esse limite visa diminuir possíveis impactos sobre a vida aquática dos reservatórios, bem como evitar sombreamento e perda da flutuabilidade das estruturas devido à redução da área de superfície em baixas de volume.

Destaca-se que o uso da área de reservatórios para geração de energia por usinas fotovoltaicas flutuantes pode ser enquadrado como uso múltiplo do reservatório. As questões ambientais, sociais e legais envolvidas em operações desse tipo devem ser estudadas de maneira mais profunda, como no estudo de Siqueira (2021), porém não é o objetivo deste presente trabalho.

O dimensionamento da UFF partiu das dimensões da estrutura flutuante selecionada e geometria dos reservatórios, respeitando o limite de 40%.

- **Limite de potência de geração**

Diferentemente de um empreendimento hidrelétrico, uma usina fotovoltaica não é capaz de gerar potência equivalente à sua potência instalada, devido às características próprias desse tipo de tecnologia. Dimensionar uma usina fotovoltaica em relação à potência instalada pode restringir os potenciais ganhos com esse tipo de energia.

A relação entre potência instalada e potência gerada em uma usina fotovoltaica é dada pela equação 13. A partir dessa equação, calculou-se a potência média produzida pela ($P_{med_{UFF}}$) a cada hora, para potências instaladas de 1 MW até o limite permitido pela área de superfície calculado anteriormente.

$$P_{med_{UFF}} = P_{inst_{UFF}} \cdot HSP \cdot PR \quad (13)$$

Onde: $P_{inst_{UFF}}$ = Potência instalada da UFF; HSP = número de horas de sol pleno (HSP); PR = *Performance Ratio* do sistema.

A Hora de Sol Pleno (HSP) é um conceito estabelecido para padronizar e comparar a intensidade solar em diferentes regiões do globo e corresponde ao número de horas que dada superfície recebe uma irradiação equivalente a 1000 W/m². Por exemplo, se uma dada região recebe uma irradiação média de 4 kWh/m²/dia, então essa região possui HSP equivalente a 4.

Com base na seção 2.3.2 , foi adotada uma PR = 0,7 como estimativa preliminar, entretanto destaca-se que, para maior precisão, a PR do sistema deve ser investigada de maneira particular para cada sistema.

Foi considerado que a UFF utiliza a mesma rede de transmissão da UHE e que essa rede existente não será modificada, portanto, a potência inserida na rede pela UFF estará limitada à potência para qual a rede foi projetada. Nesse trabalho, foi considerada a potência limite de aproximadamente 1,5 vezes a potência instalada da UHE de estudo.

3.4.2.2 Associação UFF e UHE

A associação proposta é do tipo complementar (as energias produzidas pelas duas usinas separadamente se complementam para que o conjunto gere uma energia equivalente à $P_{max_{UHE}}$) e alternada (nos momentos em que a UFF individualmente é capaz de produzir $P_{max_{UHE}}$, a operação da UHE é paralisada para armazenar água). A potência limite que a UFF pode inserir no sistema de transmissão será denominada $P_{max_{UFF}}$.

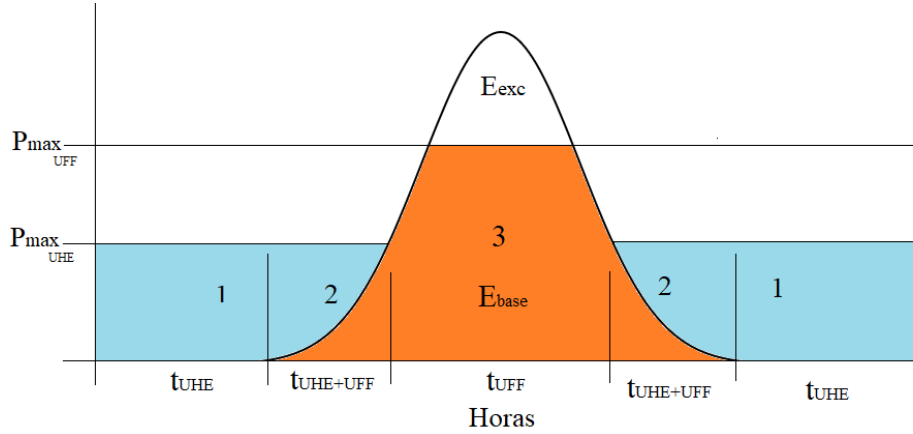
A operação pode ser resumida nas 3 etapas descritas abaixo e ilustrada na figura 23.

1 - A UHE opera sozinha durante períodos de radiação nula (t_{UHE}) com uma potência média (P_{med}) de acordo com a disponibilidade hidráulica. Sua potência média depende da hidraulicidade local e a potência máxima depende da potência instalada (P_{inst}).

2 – Durante os períodos iniciais e finais de radiação ($t_{UHE+UFF}$), a potência da UHE aumenta (ou diminui, de acordo com a necessidade) por meio do controle de vazão, para que o conjunto produza o equivalente a $P_{max_{UHE}}$.

3 – Durante o período de radiação em que a UFF isolada é capaz de suprir $P_{max_{UHE}}(t_{UFF})$, a operação da UHE é paralisada e a água é reservada. A quantidade de água economizada durante essa etapa é então distribuída igualmente no período de radiação nula.

Figura 23. Esquema de geração do Cenário II – Associação complementar e alternada



Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

A prioridade de conexão na rede de transmissão é da UFF, portanto, toda a energia gerada pela UFF é inserida na rede imediatamente. A água reservada pela UHE durante o período de radiação é distribuída igualmente entre as demais horas de operação da UHE. Logo, a energia inserida na rede pela UFF pode ser interpretada como um acréscimo de potência média para a UHE ao longo do dia, de forma análoga ao *All-day lifting* de Fang *et al.* (2017), apresentada na seção 2.4.

O volume de água reservado durante o período de radiação solar (V_{res}) é calculado pela equação 14.

$$V_{res} = Q_{in} \cdot t_{UFF} \quad (14)$$

Logo, a vazão acrescida disponível para geração é dada pela equação 15:

$$Q_{acres} = \frac{V_{res}}{t_{UHE}} \quad (15)$$

Onde t_{UHE} é o número de horas sem radiação solar, em que a UHE opera individualmente.

A potência média (em MW) acrescida pela UFF em cada unidade geradora é calculada pela equação 16.

$$P_{med_{UFF1,2}} = \frac{Q_{acres} \cdot \rho \cdot g \cdot H_{1,2} \cdot \eta}{10^6} \quad (16)$$

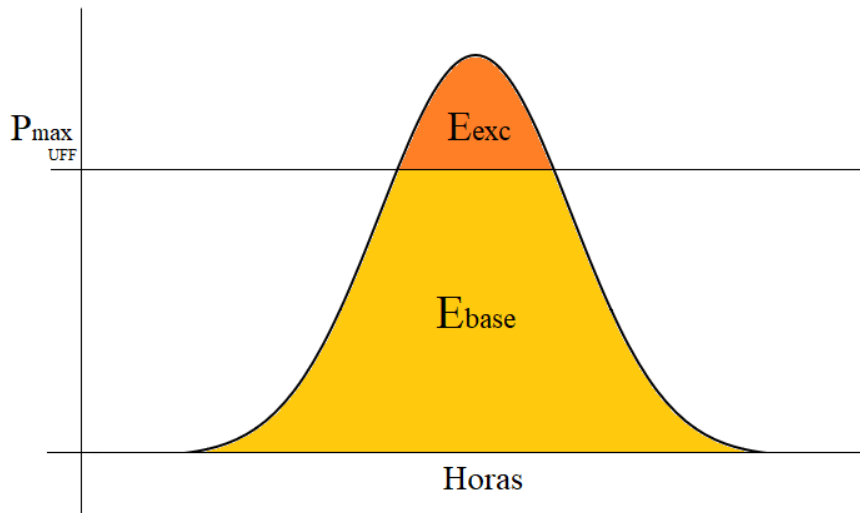
3.4.3 Cenário III – UHE + UFF + UHR

Operação conjunta entre UHE, UFF e UHR.

No Cenário III é proposta uma usina hidrelétrica reversível (UHR) para armazenar a energia excedente da UFF (nos casos em que a $P_{inst_{UFF}}$ produz energia excedente). O acionamento da UHR deve ser feito exclusivamente com a energia excedente da UFF.

Nesse caso, a energia excedente (E_{exc}) é produzida no período em que a potência gerada pela UFF excede $P_{max_{UFF}}$. A energia de base (E_{base}) é a energia inserida na rede sem restrição. Essa relação é ilustrada na figura 24.

Figura 24. Parcelas da energia da UFF



Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

3.4.3.1 Usina hidrelétrica reversível (UHR)

A UHR proposta para análise consiste na instalação de uma bomba (ou conjunto de bombas) na casa de máquinas superior. A operação da UHR é dividida em duas etapas:

- Armazenamento: Bombeamento da água do reservatório inferior para o superior utilizando a energia fotovoltaica;
- Geração: Turbinamento da água armazenada utilizando as turbinas da casa de máquinas superior para geração de energia.

Foi considerado que o acionamento das bombas deve ser realizado apenas com a energia excedente da UFF (E_{exc}). A partir da E_{exc} disponível e do tempo de bombeamento (t_{bomb}), foi calculada potência requerida de acionamento da bomba (N_{bomb}), de acordo com a equação 17.

$$N_{bomb} = \frac{E_{exc}}{t_{bomb}} \quad (17)$$

A vazão de bombeamento (Q_{bomb}) de acordo com a N_{bomb} é calculada pela equação 18.

$$Q_{bomb} = \frac{N_{bomb} \cdot \eta_{bomb}}{\rho \cdot g \cdot H_1} \quad (18)$$

Onde N_{bomb} = Potência de acionamento da bomba (W); Q_{bomb} = vazão bombeada (m^3/s); ρ = massa específica da água (kg/m^3); g = aceleração da gravidade (m/s^2); H_1 = queda líquida da UHE 1 (m); η_{bomb} = eficiência de bombeamento.

Logo, o volume de água bombeado (V_{bomb}) para o reservatório superior é dado pela equação 19:

$$V_{bomb} = Q_{bomb} \cdot t_{bomb} \quad (19)$$

Seguindo o mesmo método do cenário II, o volume de água bombeado para o reservatório superior é distribuído igualmente entre as horas do período de radiação nula (t_{UHE}). Com isso, considera-se o volume bombeado como nova vazão disponível para geração na UHE 1. Logo, a potência média diária que a UHR acrescenta ($P_{med_{UHR}}$) na operação da UHE 1 é calculada de acordo com a equação 20.

$$P_{med_{UHR}} = \rho \cdot g \cdot \frac{V_{bomb}}{t_{UHE} \cdot 3600} \cdot H_1 \cdot \eta_{turb} \quad (20)$$

A operação da casa de máquinas inferior (UHE 2) não é afetada pela implementação da UHR, visto que a água bombeada do reservatório inferior retorna para o mesmo em menos de 24 horas. Portanto, as potências médias da UHE 2 neste cenário são as mesmas do cenário II.

Após os cálculos, é possível inferir a seguinte relação entre a energia excedente da UFF e a potência média acrescida à UHE apresentada na equação 21.

$$P_{med_{UHR}} = \frac{E_{exc} \cdot \eta_{bomb} \cdot \eta_{turb}}{t_{UHE}} \quad (21)$$

Onde η_{bomb} e η_{turb} são as eficiências de bombeamento e turbinamento, respectivamente.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

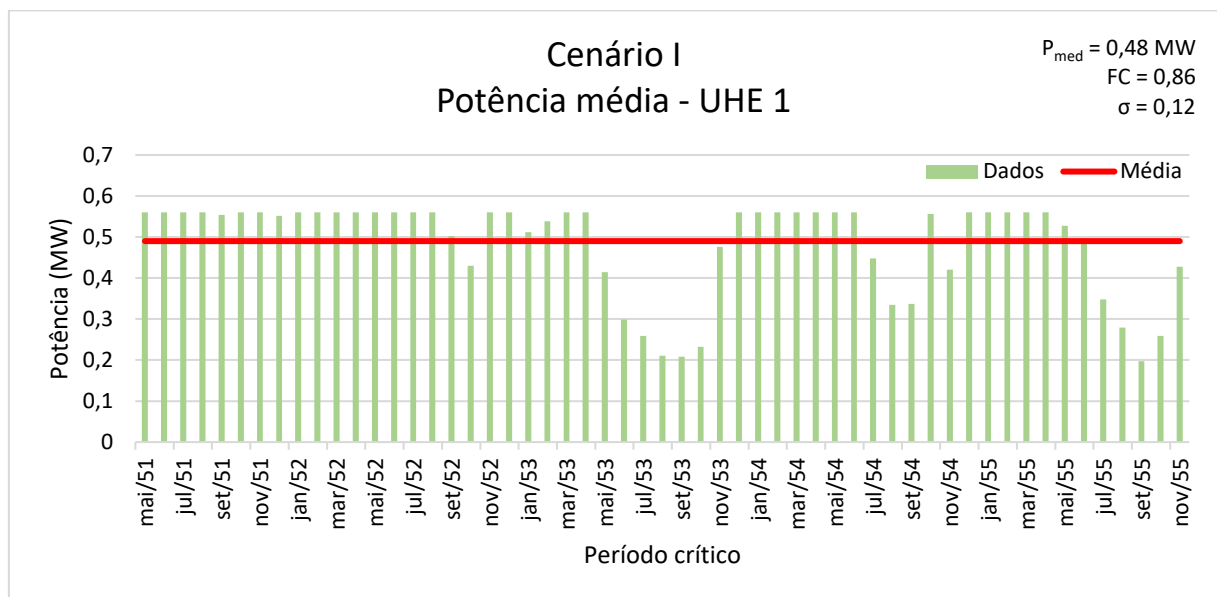
4.1 Cenário I

No cenário I, a operação isolada da UHE REPI foi avaliada como referência.

A partir dos dados de vazão no período crítico (tabela 4) e da equação 9, foi calculada a potência média de operação (P_{med}) para cada unidade geradora ao longo do período crítico analisado. Considerando que a potência máxima de cada UHE é $E_{max_1} = 0,56$ MW e $E_{max_2} = 2,85$ MW, foi calculado o Fator de Capacidade (FC) de acordo com a equação 12.

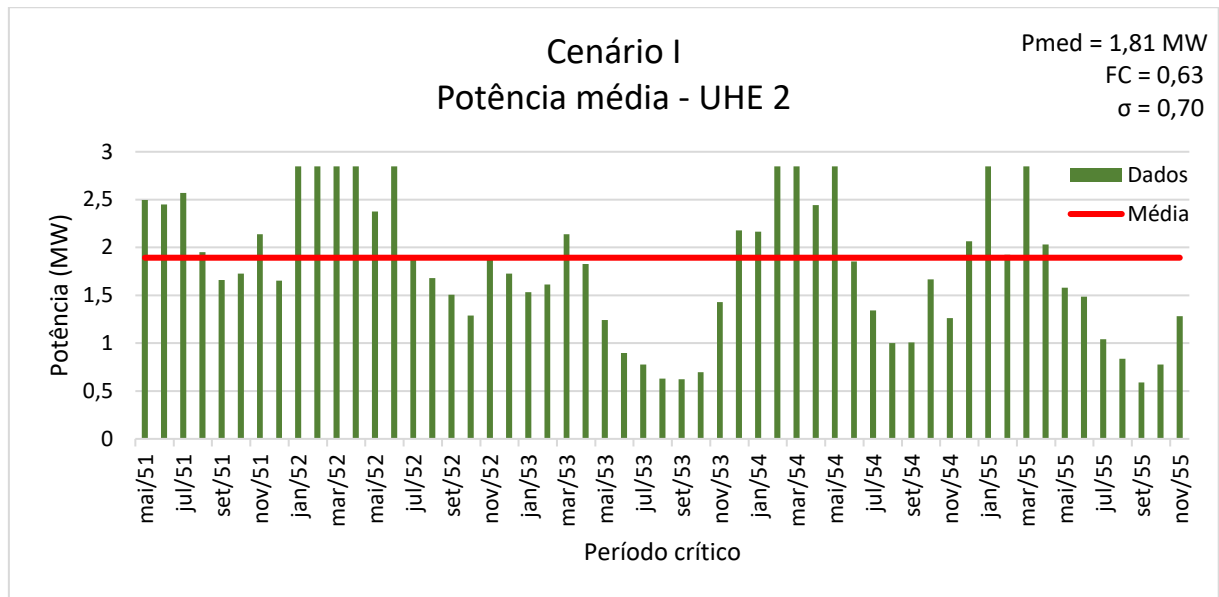
Para a UHE superior foi obtida $P_{med_1} = 0,48$ MW, equivalente a um fator de capacidade de 0,86 e com desvio padrão de 0,12; para a UHE inferior foi obtida $P_{med_2} = 1,81$ MW, equivalente a um fator de capacidade de 0,63 e com desvio padrão de 0,70. O perfil de potência para cada UHE se encontra nas figuras 25 e 26.

Figura 25. Perfil de potência no período crítico para UHE superior - Cenário I



Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

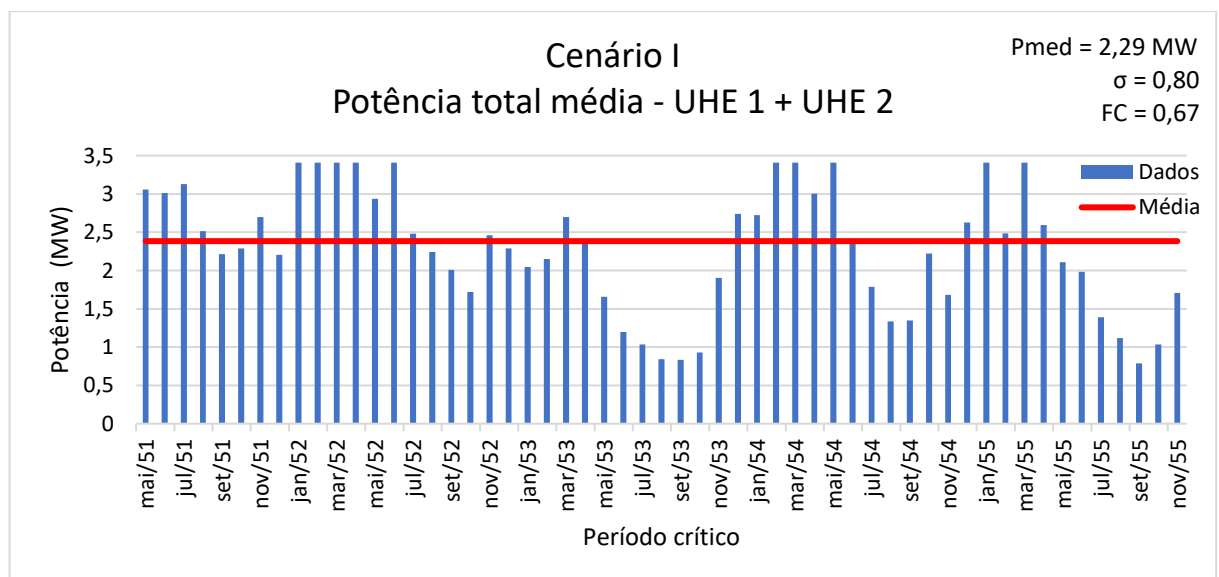
Figura 26. Perfil de potência no período crítico para UHE inferior - Cenário I



Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

Na figura 27 está ilustrada a potência total média de operação da UHE (soma das potências médias UHE 1 + UHE 2) ao longo do período crítico analisado. Pode-se notar uma geração altamente variável, com curtos períodos de potência máxima. Houve 10 meses com potência máxima, a potência mínima foi de 0,79 MW em set/55 e a potência média foi de 2,29 MW, com desvio padrão de 0,80.

Figura 27. Perfil de potência total média no período crítico - Cenário I



Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

O FC total neste cenário foi de 0,67. Esse valor está condizente com o projeto da UHE e é considerado um valor alto comparado com a média das UHEs no Brasil, que é de 0,45 (MME, 2017). Isso pode ser explicado pela boa hidraulicidade local e relativa pequena capacidade instalada da UHE.

4.2 Cenário II

No cenário II foi introduzida uma usina fotovoltaica flutuante (UFF) e sua associação com a UHE REPI foi investigada. Como descrito na seção 3.4.2.1 a UFF foi dimensionada em relação à área disponível nos reservatórios e ao limite de potência inserida na rede.

- **Área de superfície disponível**

Verificou-se que o limite de 40% definido anteriormente, corresponde ao total de 90.080 m², considerando o Nível de Água Máximo Normal a partir dos dados de cota, área e volume dos reservatórios (tabela 5).

Tabela 5. Dados de cota, área e volume para os reservatórios superior e inferior.

Pontos	Reservatório superior				Reservatório inferior			
	Referência	Cota (m)	Área (km ²)	Volume (10 ⁶ m ³)	Referência	Cota (m)	Área (km ²)	Volume (10 ⁶ m ³)
A11 V11	NA Máximo Marimum	1098,50	0,1932	1,4775	-	-	-	-
A10 V10	NA Máximo Normal	1098,30	0,1857	1,4215	-	-	-	-
A9 V9	NA Normal	1098,00	0,1764	1,3473	NA Máximo Marimum	1069,84	0,0413	0,2697
A8 V8	-	1097,56	0,1714	1,3055	NA Máximo Normal	1069,64	0,0395	0,2615
A7 V7	-	1094,66	0,1315	0,8776	NA Normal	1068,84	0,0378	0,2299
A6 V6	-	1092,66	0,1144	0,6316	-	1068,50	0,0308	0,2170
A5 V5	-	1090,66	0,0999	0,4174	-	1065,00	0,0207	0,1092
A4 V4	-	1088,66	0,0818	0,2343	-	1063,00	0,0149	0,0678
A3 V3	-	1086,66	0,0560	0,0966	-	1061,00	0,0116	0,0381
A2 V2	-	1084,66	0,0224	0,0214	-	1060,00	0,0053	0,0266
A1 V1	NA Mínimo	1082,80	0,0012	0,0006	NA Mínimo	1055,00	0,0000	0,0000

Fonte: IMBEL (2009) adaptado.

Optou-se por dividir a UFF em múltiplas plataformas flutuantes para facilitar a construção e posicionamento nos reservatórios. O tamanho das plataformas depende do número e dimensões dos módulos e características da estrutura flutuante selecionada.

O módulo fotovoltaico selecionado foi o Canadian BiHiKu de 550W, modelo CS6W-550MB-AG (figura 28), cujas principais informações técnicas estão na tabela 6, segundo catálogo do próprio fabricante: Canadian Solar (2020).

Figura 28. Módulo fotovoltaico monocristalino Canadian BiHiKu



Fonte: Canadian Solar (2020).

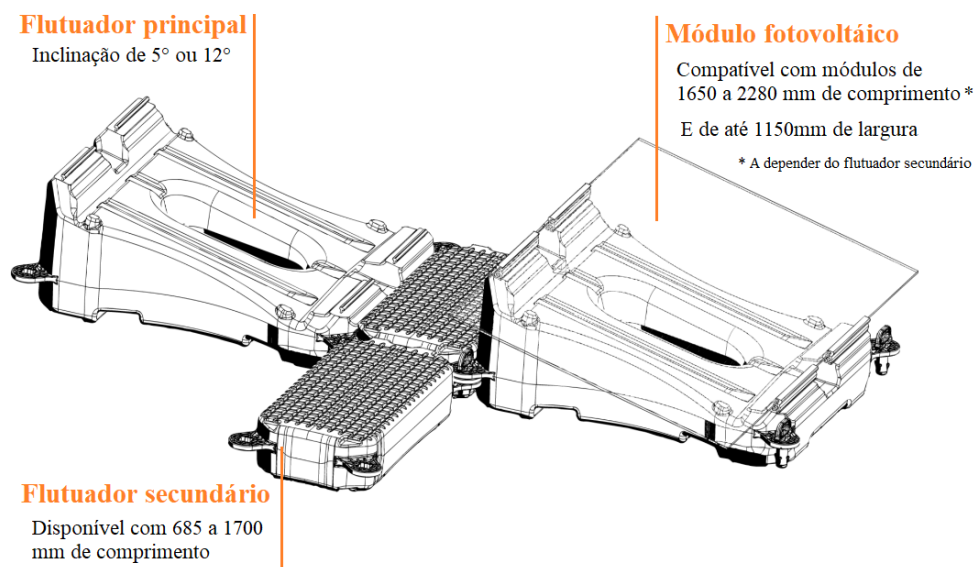
Tabela 6. Principais informações técnicas do módulo selecionado.

Potência nominal máxima (P_{max})	550 W	Tensão ótima de operação (V_{mp})	41,70 V
Tipo de célula	Monocristalino	Corrente de operação ótima (I_{mp})	13,20 A
Dimensões	2266 x 1134 x 35 mm	Tensão de circuito aberto (V_{oc})	49,60 V
Número de células	144 [2 x (12 x 6)]	Corrente de circuito aberto (I_{sc})	14,00 A

Fonte: Canadian Solar (2020).

Com base no estudo de Silvério *et al.* (2018), no qual foram apresentados alguns modelos de estrutura flutuante, foi selecionada a estrutura apresentada na figura 29. O Hydrelío é uma solução desenvolvida pela empresa francesa *Ciel et Terre* e consiste em uma estrutura flutuante de polietileno de alta densidade (HDPE) dividida em duas partes: flutuador principal, que suporta o módulo fotovoltaico, e flutuador secundário, que atua como passarela para manutenção e auxilia na flutuabilidade do conjunto. Essa estrutura também está presente na usina hidrelétrica de Sobradinho (figura 30).

Figura 29. Principais componentes do Hydrelío®.



Fonte: Ciel & Terre (2020) adaptado.

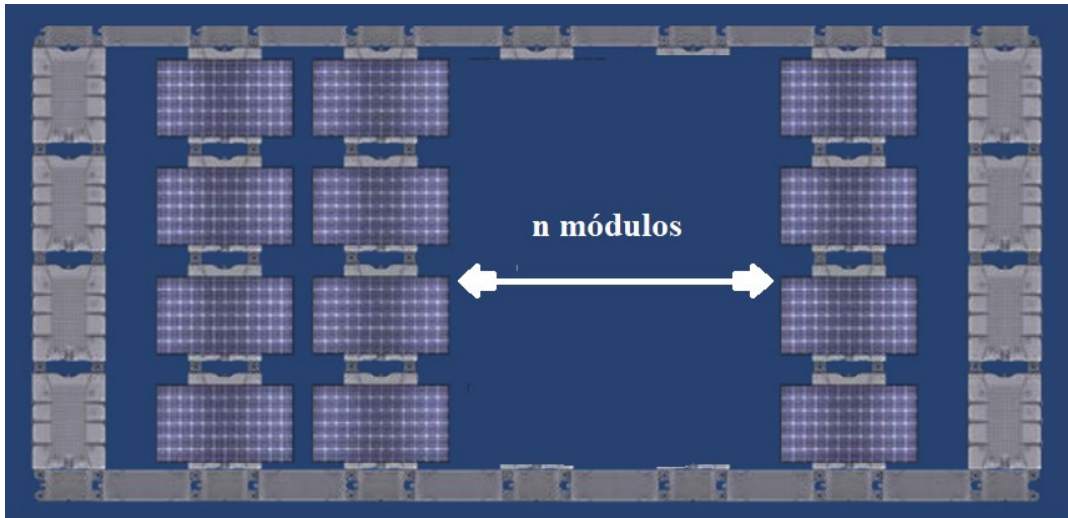
Figura 30. Usina flutuante com Hydrelío® sendo instalada na UHE de Sobradinho (CHESF).



Fonte: Raposo (2020).

Na figura 31 está ilustrado o arranjo recomendado pelo fabricante. O arranjo inclui passarela para manutenção a cada 4 linhas de módulos e em todas as extremidades externas. Todas as informações foram obtidas nos catálogos do próprio fabricante: Akuoenergy (2018) e Ciel & Terre (2020).

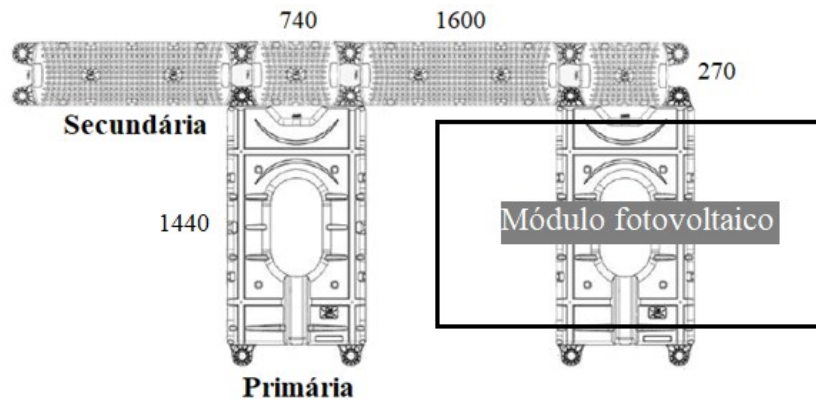
Figura 31. Arranjo recomendado



Fonte: Ciel & Terre (2020) adaptado.

Na figura 32, encontram-se as medidas (em mm) dessa estrutura segundo o próprio fabricante.

Figura 32. Dimensões da estrutura flutuante Hydrelío.



Fonte: Akuoenergy (2018) e Ciel & Terre (2020) adaptado.

Destaca-se que as dimensões do módulo selecionado são compatíveis com as da estrutura Hydrelío.

A partir das dimensões fornecidas pelo fabricante foram derivadas as seguintes equações para cálculo da área que um determinado número de módulos ocupa nos reservatórios. O comprimento da estrutura flutuante em relação ao número de módulos é dado pela equação 22:

$$C_{UFF} = n_{coluna} \cdot (1,6 + 0,74) + 1,6 + 0,74 \cdot 2 \quad (22)$$

Onde n_{coluna} = número de colunas de módulos. Os fatores 1,6 e 0,74 são as dimensões (em metros) da estrutura secundária ilustrada na figura 32.

A largura da estrutura em relação ao número de módulos é dada pela equação 23:

$$L_{UFF} = \frac{n_{linha}}{4} \cdot (1,44 \cdot 4 + 0,27) + 0,27 \quad (23)$$

Onde n_{linha} = número de linhas de módulos. Os fatores 1,44 e 0,27 são as dimensões (em metros) da estrutura primária e secundária ilustrada na figura 32. O número 4 refere-se a grupos de 4 módulos entre as passarelas de manutenção, como ilustrado na figura 31.

Logo, a área ocupada por cada plataforma flutuante (A_{UFF}), é calculada pela equação 24.

$$A_{UFF} = C_{UFF} \cdot L_{UFF} \quad (24)$$

Após os cálculos, optou-se por 2 plataformas no reservatório inferior e 5 plataformas no reservatório superior, com o total de 24.906 módulos, o equivalente a uma potência instalada de 13,70 MW e ocupação de uma área total de 89.727 m². Esses dados e as dimensões de cada plataforma estão resumidas na tabela 7 e ilustradas na figura 33. A taxa de cobertura nos reservatórios inferior e superior foi de 39,87% e 39,84%, respectivamente.

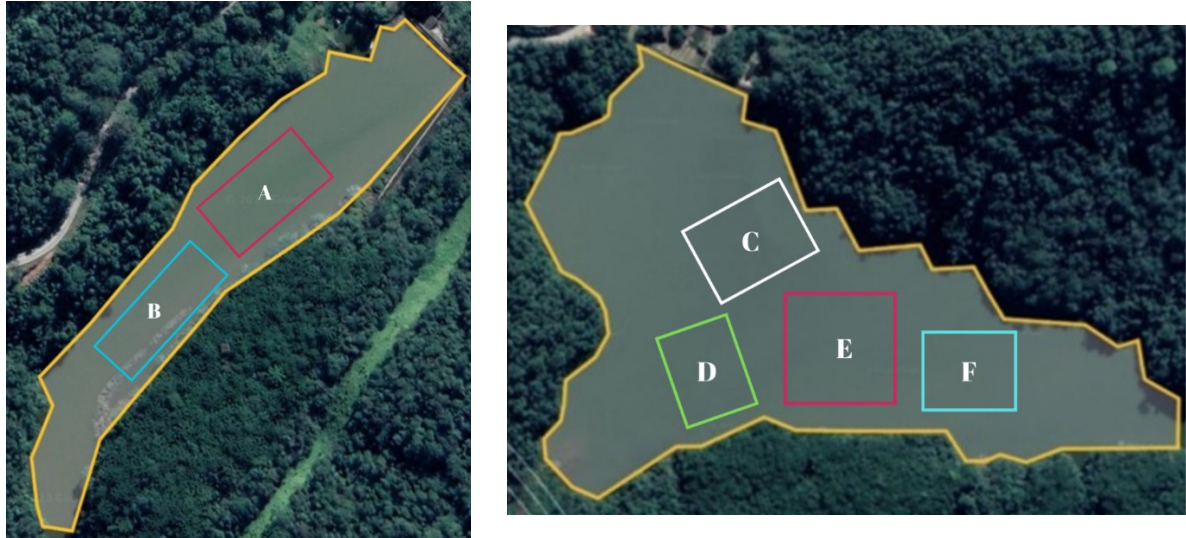
Tabela 7. Resumo das plataformas flutuantes

Dimensionamento UFF				
Plataforma	C x L	Total Módulos	P _{inst} (MW)	Área ocupada (m ²)
A	60 x 40	2.400	1,32	8.691
B	65 x 30	1.950	1,07	7.060
C	80 x 60	4.800	2,64	17.262
D	60 x 70	4.200	2,31	15.179
E	84 x 84	7.056	3,88	25.334
F	75 x 60	4.500	2,48	16.201
Total	-	24.906	13,70	89.727

Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

A potência instalada total da tabela 7 (13,70 MW) considera apenas a restrição quanto à área dos reservatórios. Em seguida, a UFF foi dimensionada quanto à potência inserida na rede.

Figura 33. Plataformas flutuantes nos reservatórios inferior (esquerda) e superior (direita)



Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

- **Limite de potência de geração**

Considerou-se que o limite de potência de geração para a UFF fosse cerca de 1,5 vezes a potência instalada da UHE. Como a potência instalada da UHE de estudo é igual a 3,41 MW ($P_{inst_{UHE}} = 3,41 \text{ MW}$), a potência limite considerada é igual a 5,00 MW ($P_{max_{UFF}} = 5,00 \text{ MW}$).

Foram investigadas UFFs com potências instaladas de 1 MW até o limite de 13,70 MW para verificar qual a P_{inst} máxima para que a potência de geração da UFF não ultrapasse a restrição de 5 MW adotada.

Para cálculo da potência produzida pela UFF, foram obtidos os valores médios mensais de irradiação da estação meteorológica mais próxima à localidade estudada (tabela 8).

Tabela 8. Irradiação solar diária na estação Delfin Moreira.

Estação: Delfin Moreira

Coordenadas: 22,6° S, 45,35° O

Distância do ponto de referência: 5,3 km

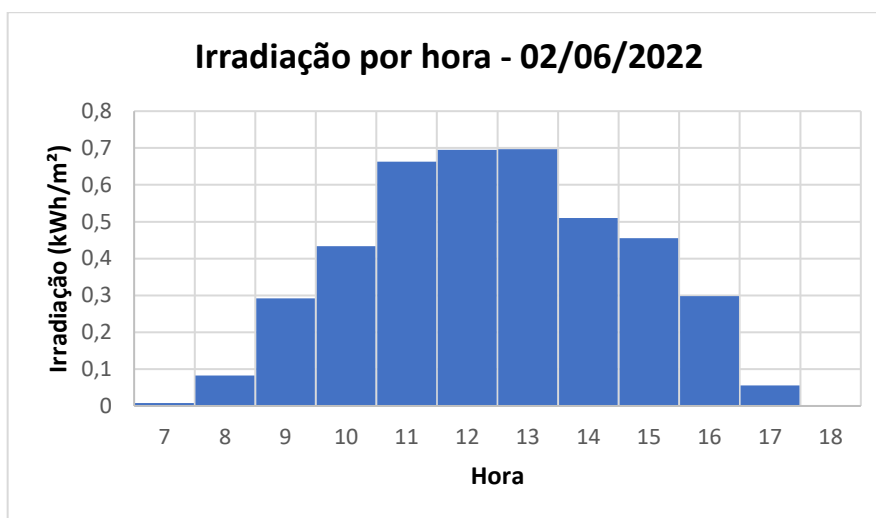
Inclinação	Irradiação solar diária, média mensal [kWh/m ² .dia]												
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
0°	5,18	5,46	4,70	4,38	3,71	3,50	3,73	4,65	4,87	5,27	5,14	5,55	4,68
23°	4,69	5,20	4,81	4,95	4,58	4,55	4,75	5,53	5,19	5,14	4,72	4,95	4,92

Fonte: CRESESB (2018) adaptado.

Foi selecionado um dia de junho, o mês com radiação média mais baixa (tabela 8), para base dos cálculos de geração da UFF.

Na figura 34, encontra-se o perfil de irradiação o dia 02/06/2022, a radiação total nesse dia foi de 4,22 kWh/m². Os dados são da estação meteorológica Maria da Fé, localizada a 27 km de distância da região estudada, sendo a estação mais próxima com dados hora a hora disponíveis. Os dados também estão resumidos na tabela 9.

Figura 34. Perfil de irradiação diário típico para a localidade estudada.



Fonte: INMET (2023).

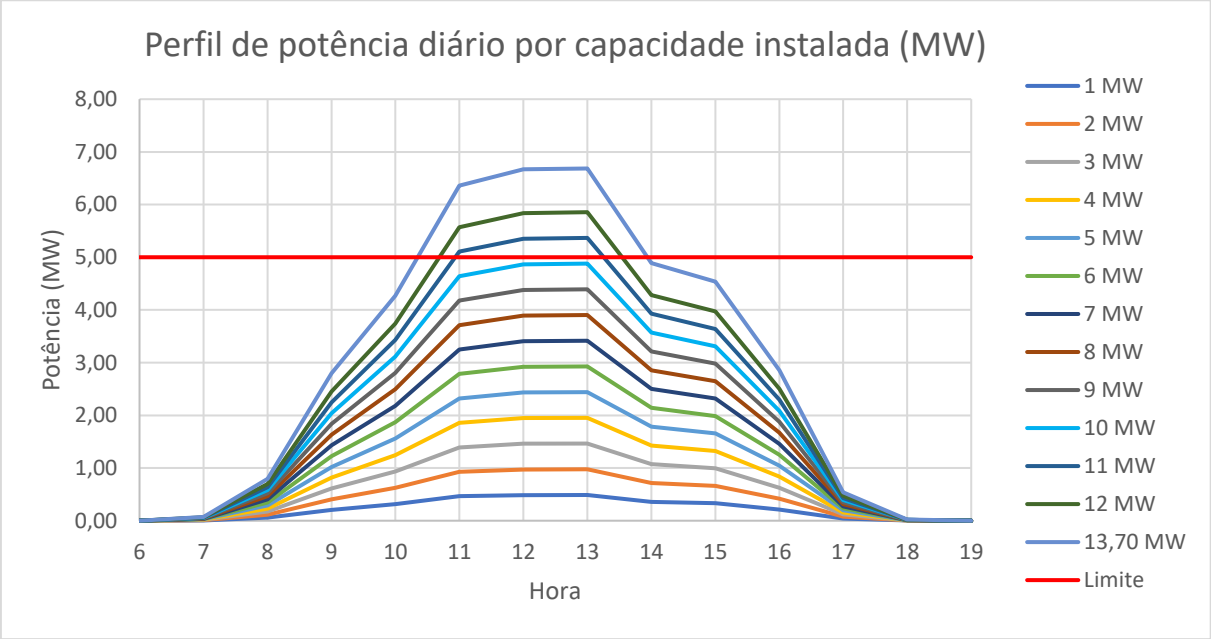
Tabela 9. Irradiação média por hora para a localidade estudada.

Hora	Irradiação (kWh/m²)	Hora	Irradiação (kWh/m²)
6	0	13	0,697
7	0,008	14	0,510
8	0,083	15	0,456
9	0,292	16	0,298
10	0,433	17	0,056
11	0,663	18	0,002
12	0,695	19	0

Fonte: INMET (2023).

A partir da equação 13, foi gerado o perfil diário de potência para UFFs com capacidade instalada de 1 MW até o limite de 13,70 MW definido na etapa de dimensionamento pela área disponível. O resultado está ilustrado na figura 35.

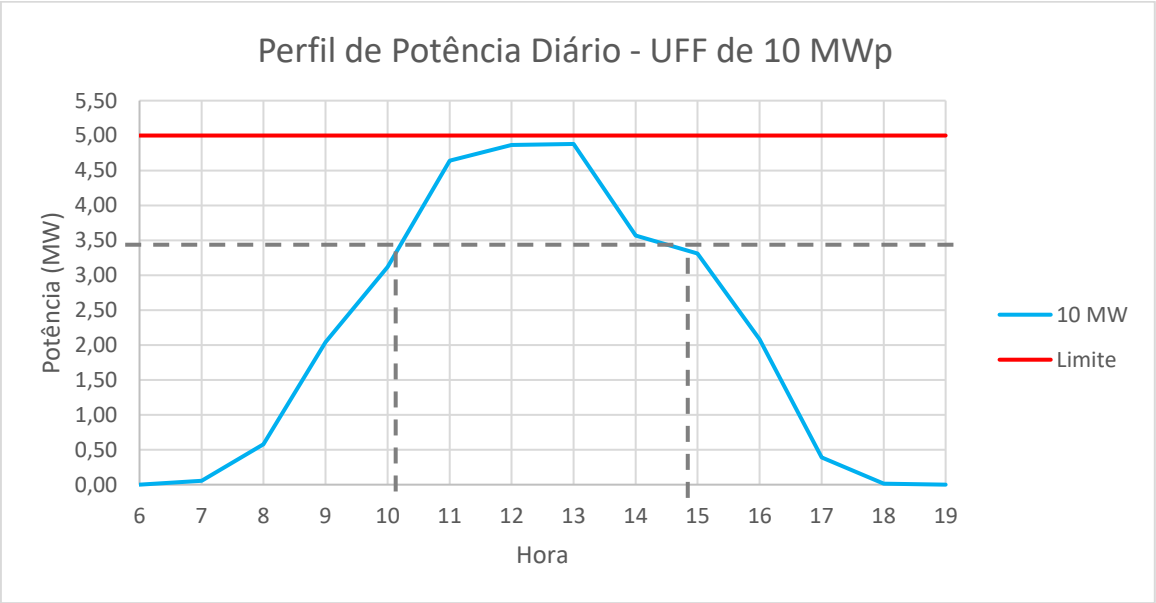
Figura 35. Perfil de potência diário por capacidade instalada da UFF para o dia 02/06/2022.



Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

Pela figura 35, é possível observar que, para UFFs de capacidade instalada a partir de 11 MW, a potência gerada no período central do dia é superior ao limite de 5 MW considerado. Portanto, no Cenário II, a potência instalada da UFF analisada é de **10 MWp**. O perfil de potência média a cada hora para essa UFF foi obtido por meio da equação 13 e está ilustrado na figura 36.

Figura 36. Perfil de potência diário da UFF com capacidade de 10 MWp



Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

A partir do perfil ilustrado, é possível identificar que aproximadamente entre 10h e 15h a produção da UFF se mantém acima de 3,41 MW. Logo, foi considerado que a UHE paralisa sua operação ao longo desse período para reservar água ($t_{UFF} = 5h$).

A partir da equação 14, foi calculado o volume de água reservado por dia em cada mês do período crítico. O resultado encontra-se na figura 37.

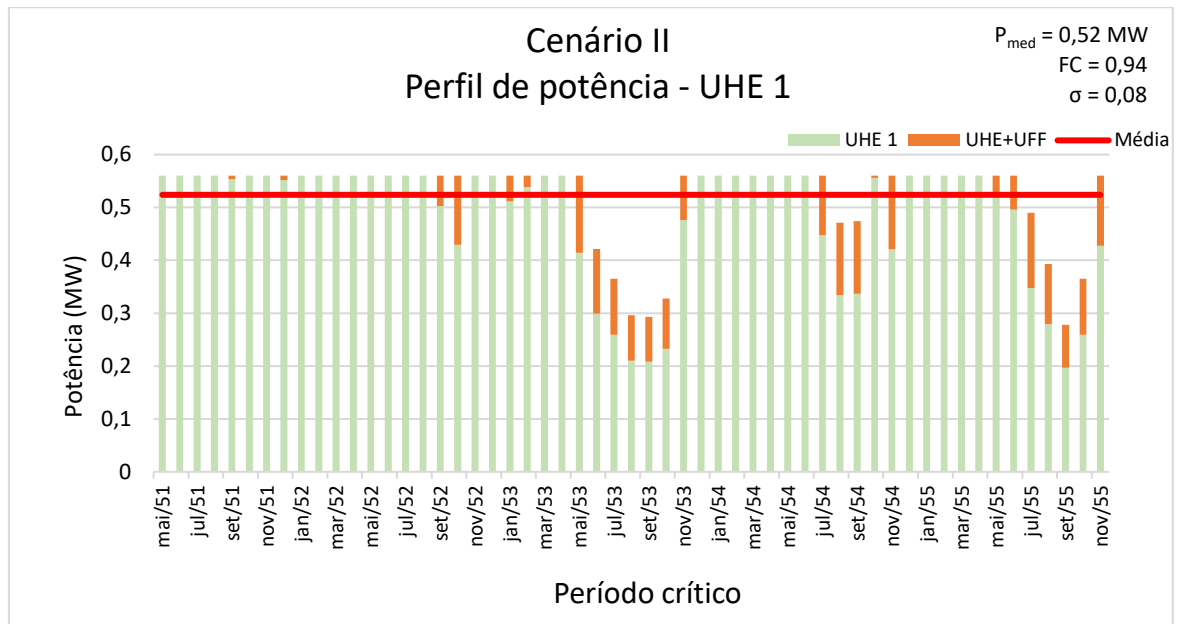
Figura 37. Volume de água acumulado por dia em cada mês do período crítico analisado



Fonte: Elaboração pelo autor (2024)

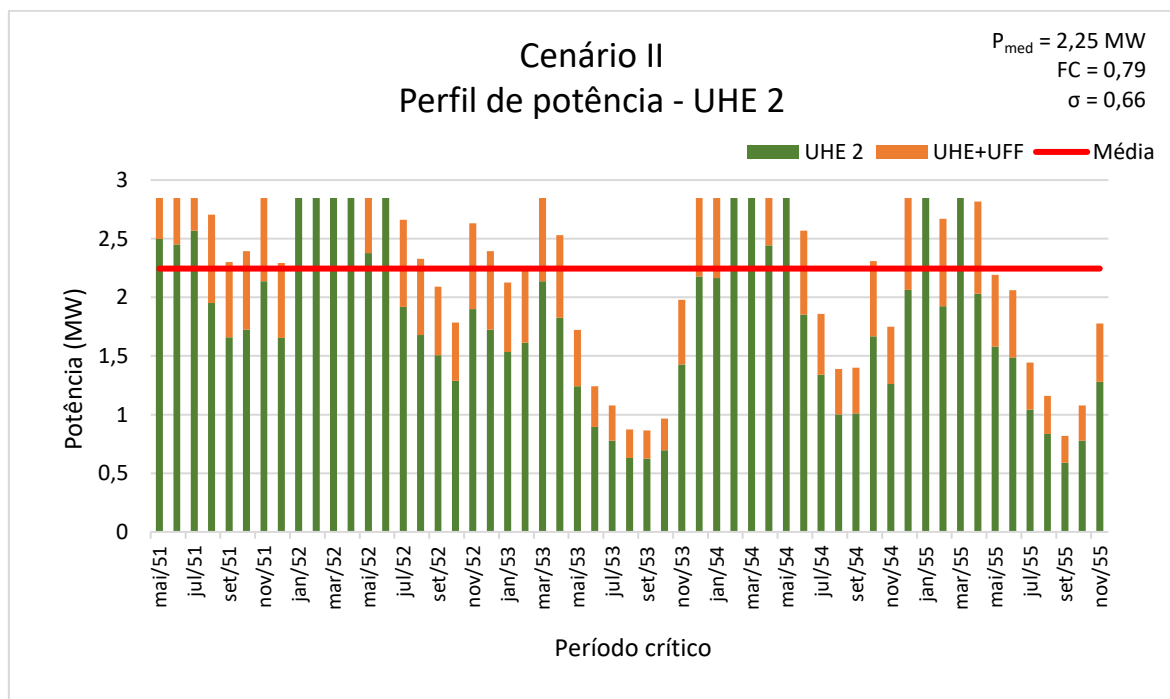
Das equações 15 e 16, foram calculadas as potências médias acrescidas à operação da UHE superior e inferior. Para a UHE superior foi obtida $P_{med_1} = 0,52$ MW, equivalente a um fator de capacidade de 0,94 e com desvio padrão de 0,08; para a UHE inferior foi obtida $P_{med_2} = 2,25$ MW, equivalente a um fator de capacidade de 0,79 e com desvio padrão de 0,66. O perfil de potência para cada UHE encontra-se nas figuras 38 e 39, nas quais as barras verdes representam a potência da UHE no cenário I e as barras laranjas, a potência acrescida no cenário II.

Figura 38. Perfil de potência no período crítico para UHE superior - Cenário II



Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

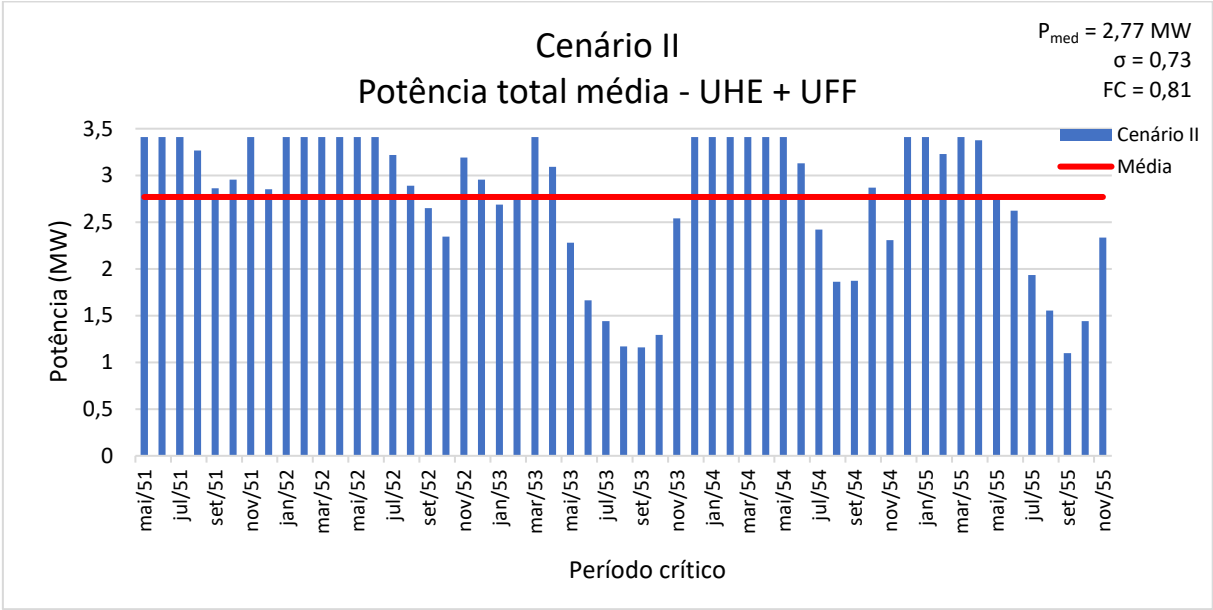
Figura 39. Perfil de potência no período crítico para UHE inferior - Cenário II



Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

Na figura 40 está ilustrada a potência total média de operação da UHE no cenário II. Houve 20 meses com potência máxima, a potência mínima foi de 1,10 MW em set/55 e a potência média foi de 2,77 MW, equivalente a um fator de capacidade de 0,81 e com desvio padrão de 0,73.

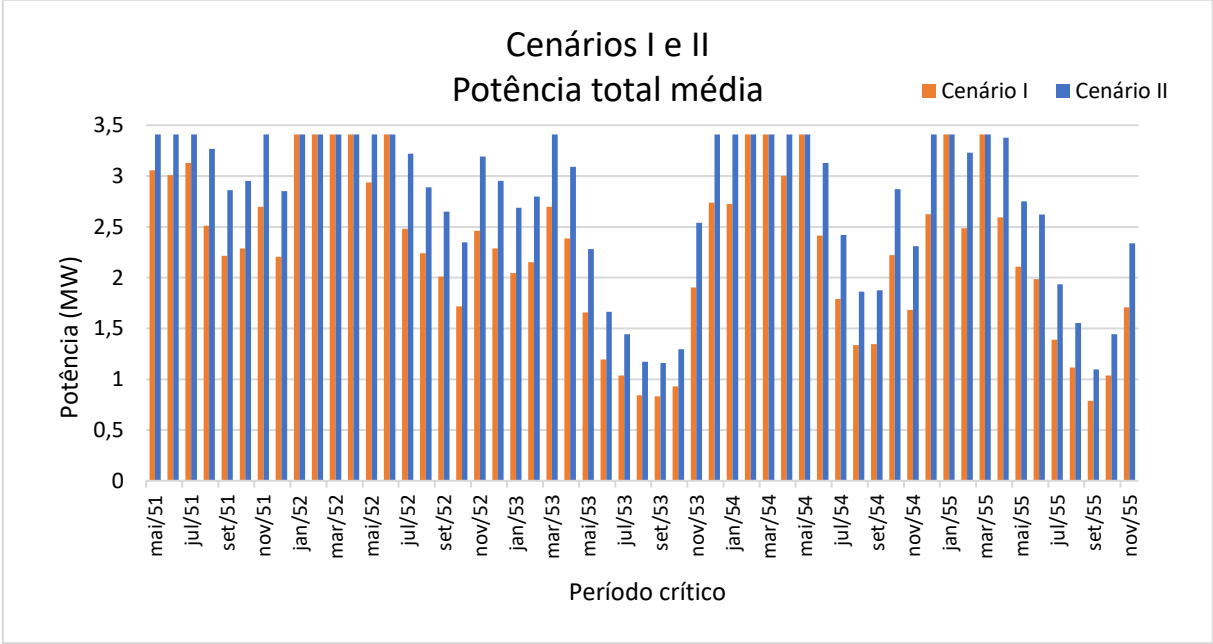
Figura 40. Perfil de potência total média no período crítico - Cenário II



Fonte: Elaboração pelo autor (2024)

Para comparação, na figura 41 estão combinados os perfis de potência média para o Cenário I e o Cenário II.

Figura 41. Perfil de potência total média no período crítico – Cenários I e II



Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

A associação proposta resultou em um aumento de potência média de 0,04 MW na UHE 1 e de 0,48 MW na UHE 2, com os fatores de capacidade aumentando de 0,86 para 0,94 na UHE 1 e de 0,63 para 0,79 na UHE 2. A potência total média da UHE foi de 2,77, o que corresponde a um FC de 0,81, um aumento de aproximadamente 21% em relação ao cenário I.

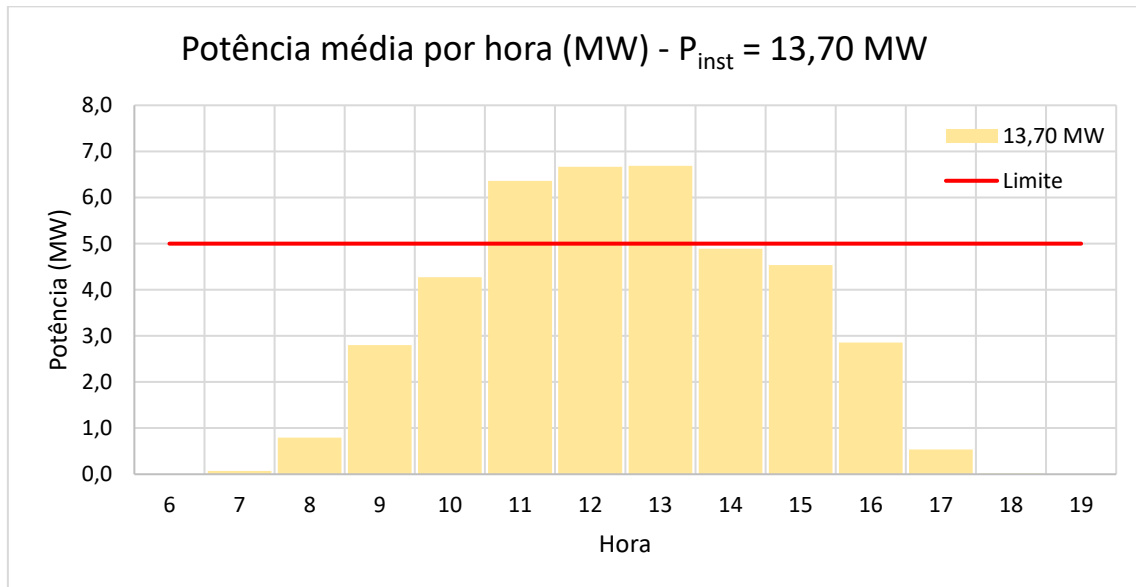
4.3 Cenário III

No Cenário III foi proposta uma usina hidrelétrica reversível (UHR) para armazenar a energia excedente da UFF.

Com base na figura 35, verificou-se que, para as UFFs com capacidades de 11, 12 e 13,70 MW, há um excesso de energia que não poderia ser injetado na rede. Foi selecionada a UFF com capacidade de 13,70 MW para análise neste cenário.

A partir do perfil de irradiação para o dia 02/06/2022, cuja irradiação total foi de 4,22 kWh/m² (figura 34), calculou-se a energia gerada hora a hora para essa UFF. Na figura 42, encontra-se o perfil de irradiação para a UFF com $P_{inst_{UFF}} = 13,70$ MW.

Figura 42. Potência gerada por hora – UFF com capacidade de 13,70 MW para o dia 02/06/2022.



Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

A partir do perfil da figura 42, verifica-se que há uma energia excedente total de 4,71 MWh ($E_{exc} = 4,71$ MWh) em um período de 3 horas (das 11h às 14h). Essa energia deve ser armazenada por meio da UHR. A partir das equações 17 a 20, foi calculada a potência média acrescida na operação da UHE 1 devido ao volume de água bombeado pela UHR ($P_{med_{UHR}}$).

Da equação 17, obtém-se uma potência requerida de acionamento para a turbina reversível (N_{turb}) igual a 1,57 MW, considerando o tempo de bombeamento (t_{bomb}) igual a 3 horas.

Da equação 18, obtém-se uma vazão de bombeamento (Q_{bomb}) igual a 4,82 m³/s. Logo, partindo da equação 19, o volume bombeado diariamente (V_{bomb}) é igual a 52.061 m³, considerando o tempo de bombeamento de 3 horas. A partir da equação 20, verificou-se que a potência média diária acrescida pela UHR na operação da UHE 1 é de 0,26 MW. Os resultados estão resumidos na tabela 10.

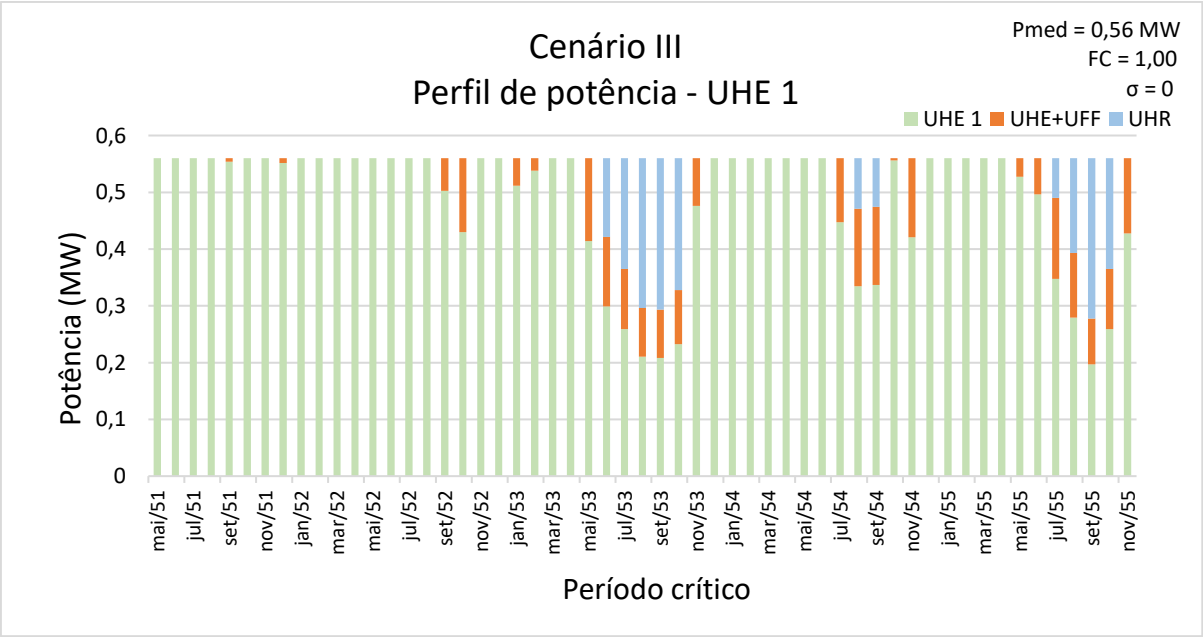
Tabela 10. Resumo de dados da UHR.

UHR	
E_{exc} (MWh)	4,71
N_{turb} (MW)	1,57
t_{bomb} (h)	3
Q_{bomb} (m³/s)	4,82
V_{bomb} (m³)	52.061
$P_{med_{UHR}}$ (MW)	0,26

Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

A $P_{med_{UHR}}$ obtida é então acrescentada às potências médias da UHE 1 obtidas no cenário II. O resultado dessa soma é exibido na figura 43, onde as barras verdes, laranjas e azuis são relativas aos cenários I, II e III, respectivamente.

Figura 43. Perfil de potência no período crítico para UHE superior - Cenário III



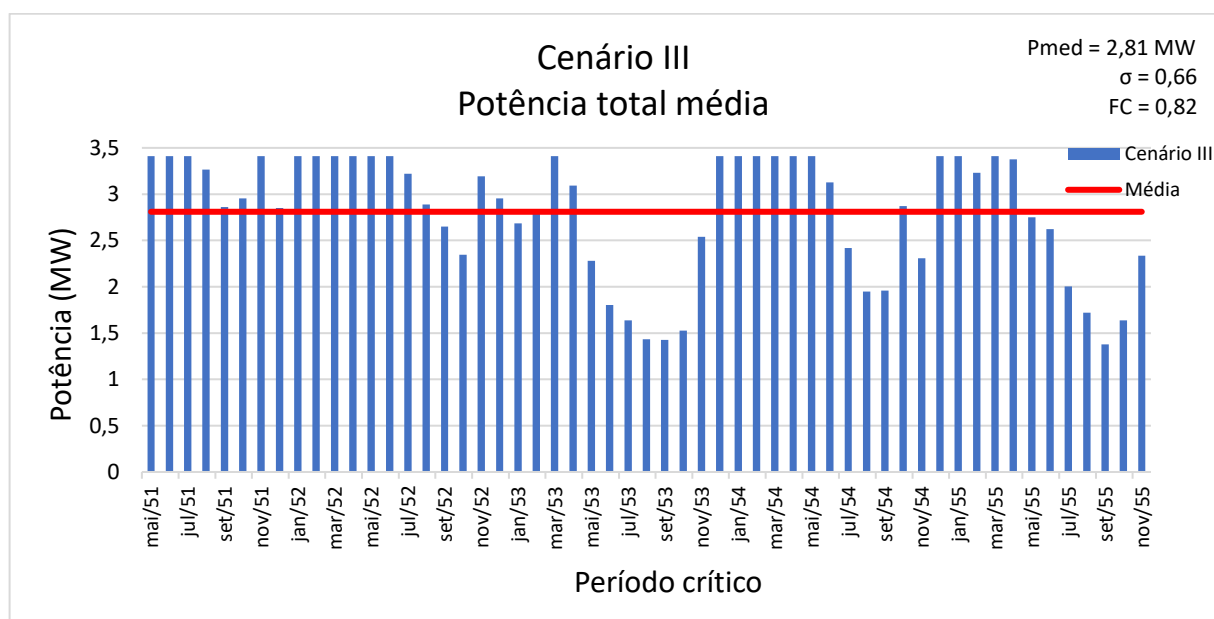
Fonte: Elaboração pelo autor.

Observa-se que a implementação da UHR resultou no aumento do fator de capacidade para o valor unitário, ou seja, a UHE superior passa a operar produzindo a máxima potência possível ao longo de todo o período crítico analisado. Entretanto, a potência instalada da UHE tornou-se um limitante a maiores ganhos com a UHR, pois a potência acrescida pela UHR ultrapassa o limite de 0,56 MW de potência instalada da UHE 1 em todos os meses analisados. Isso poderia ser contornado com a instalação de uma turbina reversível no lugar da bomba proposta. A turbina reversível faria tanto a operação de bombeamento, quanto de turbinamento, o que acarretaria aumento da capacidade instalada da UHE para geração.

Conforme exposto na seção 3.4.3.1 a operação da UHE inferior permanece inalterada com a introdução da UHR. Logo, os valores de potência média no período analisado são os mesmos obtidos no cenário II e exibidos na figura 39.

A potência total média para a UHE no cenário III é dada pela soma das potências médias de cada UHE. O resultado está exibido na figura 44. Considerando a potência média total, houve pouca diferença em relação ao cenário II: um aumento de 2,77 para 2,81 MW na potência média do período crítico analisado, o que corresponde a um aumento do FC de 0,81 para 0,82. Pelo perfil da figura 45, é possível notar que apenas os meses mais críticos foram beneficiados (junho a outubro de 1953; agosto e setembro de 1954; julho a outubro de 1955). Esses correspondem aos únicos meses que não operaram com potência máxima no cenário II.

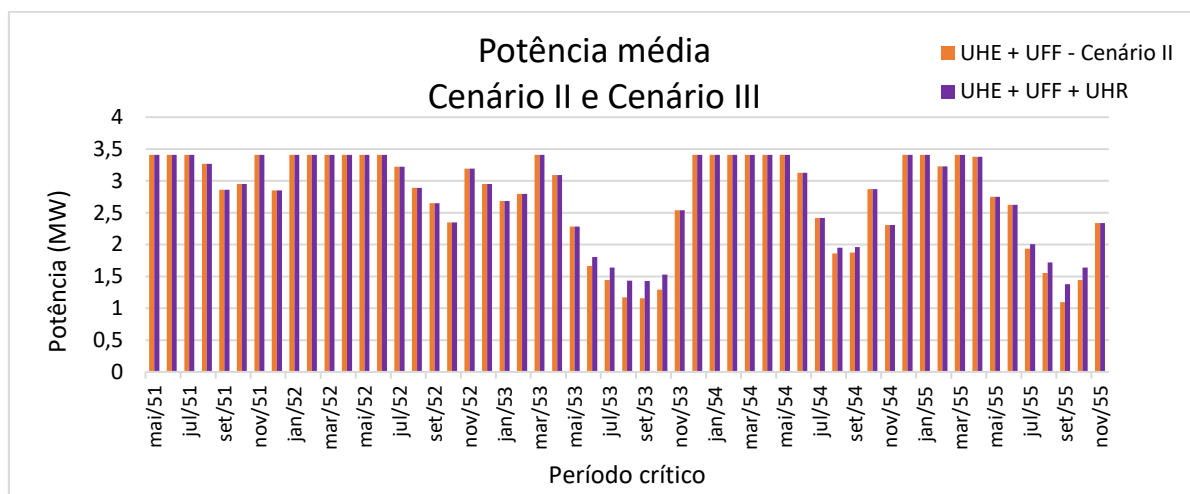
Figura 44. Perfil de potência total média no período crítico - Cenário III



Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

Na figura 45, está ilustrado o perfil de potência do cenário III comparado com o do cenário II.

Figura 45. Perfis de potência média para os Cenários II e III



Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

A UHR proposta é capaz de converter, diariamente, 4,71 MWh de energia excedente da UFF em um acréscimo de potência média de 0,26 MW para a UHE associada. Isso significa que a UHR converte energia que seria descartada (ou deixada de ser gerada) em energia firme, com uma eficiência de 0,72% (considerando eficiências de bombeamento e turbinamento de 85% - equação 21).

O impacto na potência média total da UHE não foi relevante devido às características da própria UHE estudada, cuja potência instalada da UHE superior é muito menor que a da UHE inferior (cerca de 5 vezes menor – 0,56 MW contra 2,85 MW). Com isso, apesar de haver vazão disponível para geração, a potência instalada da UHE 1 limitou a produção.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Por meio do método proposto neste estudo, foi possível verificar que a associação de uma usina fotovoltaica e uma usina hidrelétrica é capaz de mitigar o efeito de um período crítico de vazões na geração hidrelétrica por meio do armazenamento de água durante períodos de grande radiação solar. Ainda, foi destacado que esse tipo de associação é favorável à aplicação de usinas fotovoltaicas flutuantes, solução que promove o aumento da eficiência e melhor uso do espaço físico das usinas fotovoltaicas.

Foi visto também que uma associação UHE-UFF permite a implantação de uma usina hidrelétrica reversível altamente sustentável, que opera com a energia excedente produzida pela UFF. Essa solução armazena uma energia que não seria aproveitada e a converte em um acréscimo de energia firme para a UHE associada.

Como mencionado na introdução do trabalho, é necessário que a matriz energética brasileira tenha maior participação de outros tipos de fontes de energia, como a solar e eólica, para reduzir a dependência das hidrelétricas e estar menos vulnerável às mudanças climáticas esperadas para as próximas décadas. Entretanto, o crescimento exponencial e desordenado dessas fontes de energia pode ter o efeito contrário e trazer ainda mais insegurança ao SIN.

A associação dessas fontes intermitentes e altamente variáveis com as hidrelétricas, bem como o armazenamento de energia via hidrelétrica reversível, são algumas soluções promissoras para mitigar as características negativas dessas fontes. Nesse trabalho, foram investigadas essas duas possibilidades, tendo como base uma UHE real.

Em um primeiro momento, o empreendimento selecionado para estudo de caso foi avaliado de maneira individual como referência. Esse cenário foi chamado de Cenário I. Com base no histórico de vazões do período crítico, foram calculadas as potências médias de operação para cada unidade da UHE e a potência média total, resultante de soma de cada UHE. Pôde-se notar uma geração altamente variável, com períodos curtos de potência máxima e potência média de 2,29 MW. Dos 55 meses analisados, houve apenas 10 de operação com potência máxima. Apesar disso, o fator de capacidade obtido foi igual a 0,67, que é um FC alto quando se considera a média das UHEs, que estão em torno de 0,45. Isso pode ser explicado pela característica do projeto, boa hidraulicidade local e pela pequena capacidade instalada da UHE.

No cenário II, foi proposto um método para a associação entre a UHE e uma usina fotovoltaica flutuante (UFF). O objetivo da associação foi aumentar a potência média e a energia firme

produzida pela UHE, por meio da operação complementar e alternada das usinas associadas. A UFF foi dimensionada de acordo com a área disponível nos reservatórios, sem comprometer a vida nos reservatórios e a fluabilidade das estruturas, e de modo com que a energia produzida não excedesse o limite da rede de transmissão. A capacidade instalada considerada para a UFF neste cenário foi de 10 MWp. A associação resultou em melhora significativa na geração da UHE. A potência total média aumentou de 2,29 MW para 2,77 MW (um aumento de 21%), o correspondente a um FC de 0,81.

Para todos os cálculos da energia gerada pela UFF foi considerado um único perfil de radiação solar diária, correspondente ao dia 02/06/2022. A radiação total nesse dia é próxima da média para o mês de junho, o mês com irradiação média mais baixa na localidade estudada. Essa escolha se deve ao objetivo de simplificar a análise, mas também simular uma situação crítica, considerando o mês com menor irradiação como base.

No Cenário III, foi proposto um método para armazenar a energia excedente da UFF. A capacidade da UFF analisada nesse cenário foi de 13,70 MW, sendo limitada apenas pela área disponível nos reservatórios. Verificou-se que para essa capacidade instalada haveria produção de energia excedente que não poderia ser injetada na rede. Foi investigada a implementação de uma usina hidrelétrica reversível (UHR), cujo acionamento fosse realizado exclusivamente com a energia excedente da UFF e, dessa forma, promovesse o armazenamento dessa energia excedente da UFF para uso posterior na forma de incremento de potência média.

Devido ao princípio de funcionamento da UHR proposta (água bombeada do reservatório inferior para o superior), o incremento de potência promovido pela UHR foi possível apenas na UHE superior. Dessa forma, os potenciais ganhos da UHR foram limitados pela baixa potência instalada da UHE superior. A potência média da UHE 1 passou de 0,52 MW no cenário II para 0,56 MW no cenário III, equivalente a FC igual a 1,00. A operação da UHE 2 permaneceu inalterada. Com isso, a potência média total no período crítico foi de 2,81 MW (FC igual a 0,82), um modesto aumento em relação ao cenário II.

Apesar do resultado pouco relevante em relação à implementação da UHR, destaca-se que o método proposto foi capaz de promover o armazenamento de energia de forma sustentável e poderia ter resultados mais expressivos caso fosse aplicada em hidrelétricas com características mais favoráveis ou fosse utilizada uma turbina reversível no lugar da bomba proposta.

Para trabalhos futuros, sugere-se abordar as limitações mencionadas na seção 1.3, bem como estudar o método aqui apresentado em outros empreendimentos no Brasil e no mundo a fim de verificar sua aplicabilidade sob diferentes variáveis.

Outro ponto a ser verificado é que o uso do período crítico em uma PCH pode não refletir de forma derradeira as limitações hidrológicas locais. Para isso recomenda-se estudos mais aprofundados de forma a se determinar o período crítico da microbacia em casos de usinas de pequeno porte.

REFERÊNCIAS

- ABDALLA, A. N., NAZIR, M. S., TAO, H., CAO, S., JI, R., JIANG, M., YAO, L. **Integration of energy storage system and renewable energy sources based on artificial intelligence: An overview.** Journal of Energy Storage, Volume 40, Agosto de 2021. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102811>.
- ABDI, H., MOHAMMADI-IVATLOO, B., JAVADI, S., KHODAEI, A. R., DEHNAVI, E. **Chapter 7 - Energy Storage Systems.** Distributed Generation Systems, p. 333-368. 2017. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804208-3.00007-8>
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). 2022. Outorgas. **gov.br**, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao/outorgas>. Acesso em: 19 de mai. de 2023.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). 2023. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023.** Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>.
- AKUOENERGY. **Hydrelio® - Optimized Floating Structure for Solar Plant.** Brochure, 2018.
- AN, Y., FANG, W., MING, B., HUANG Q. **Theories and methodology of complementary hydro/photovoltaic operation: Applications to short-term scheduling.** J. Renewable Sustainable Energy 7, novembro de 2015. <https://doi.org/10.1063/1.4939056>
- ARIAS, M. E., FARINOSI, F., LEE, E., LIVINO, A., BRISCOE, J., MOORCROFT, P. R. **Impacts of climate change and deforestation on hydropower planning in the Brazilian Amazon.** Nat Sustain 3, 2020, p. 430–436. <https://doi.org/10.1038/s41893-020-0492-y>
- BARBOSA, P.; ADELAIDE, M.; BAJAY, S.; YASUOKA, J.; PINHEIRO, V. **Usinas hidrelétricas reversíveis combinadas com hidrelétricas em cascata e seus benefícios para a gestão do setor elétrico brasileiro.** Rio de Janeiro, 2020.

BARBOUR, E. R., POTTIE, D. L., EAMES, P. **Why is adiabatic compressed air energy storage yet to become a viable energy storage option?**. iScience, Volume 24, Issue 5, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102440>.

BETTEGA, R. **Influência das usinas hidrelétricas reversíveis no desempenho do sistema interligado brasileiro**. Tese (doutora em engenharia de recursos hídricos e ambiental) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2020.

BRANDÃO, R., CASTRO, N., HUNT, J. **A viabilidade das usinas reversíveis no sistema interligado nacional**. 1. ed. - Rio de Janeiro: E-Papers, 2021.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). **Diário Oficial da União**. Publicado em 07 de janeiro de 2022. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>

BREEZE, P. **Chapter 4 - Large-Scale Batteries**. Power System Energy Storage Technologies, Academic Press, 2018, p. 33-45. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812902-9.00004-3>.

BÜHLER, A. J., KRENZINGE, A. **Estudo do coeficiente de variação da tensão de circuito aberto de módulos fotovoltaicos com a temperatura a partir de ensaios no escuro**. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, vol. 11, 2007.

CACERES, A. L., JARAMILLO, P., MATTHEWS, H. S., SAMARAS, C., NIJSSENC, B. **Hydropower under climate uncertainty: Characterizing the usable capacity of Brazilian, Colombian and Peruvian power plants under climate scenarios**. Energy for Sustainable Development, vol. 61, p. 217-229, abril de 2021. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2021.02.006>

CASTRO-GUTIÉRREZ, J., CELZARD, A., FIERRO, V. **Energy Storage in Supercapacitors: Focus on Tannin-Derived Carbon Electrodes**. Frontier in Materials, vol. 7. 22 de julho de 2020. doi: 10.3389/fmats.2020.00217

CANADIAN SOLAR. **Preliminary Technical Information Sheet – BiHiKu 6, 520 W – 550 W**. 2020. Disponível em: https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/sites/2/2020/06/02103821/Canadian_Solar-Datasheet-CS6W-MB-AG-520-550-V1.0C3_AU.pdf

CANALES, F. A.; BELUCO, A.; MENDES, C. A. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Brasil e no Mundo: Aplicação e Perspectivas**. Instituto de Pesquisas Hidráulicas. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil. Revista Eletrônica em Gestão Educação e Tecnologia Ambiental, 2015.

CAZZANIGA, R., CICU, M., ROSA-CLOT, M., ROSA-CLOT, P., TINA, G. M., VENTURA, C. **Floating photovoltaic plants: Performance analysis and design solutions**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 81, Part 2, 2018, p. 1730-1741. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.269>.

CHEN, C., YANG, Z., HU, G. **Signalling the cost of intermittency: What is the value of curtailed renewable power?**. Journal of Cleaner Production, Volume 302, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126998>.

CIEL & TERRE. **Hydrelío® Technology Catalog**. Ciel & Terre. Sainghin-en-Mélantois. 2020.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO S. BRITO (CRESESB). **Base de Dados**. Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, RJ, 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 21 jun. 2023.

COSTA, P. P. N. **Viabilidade da instalação de centrais fotovoltaicas consorciadas à centrais geradoras hidrelétricas (CGHS)**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Minas Gerais, 2022.

DENHOLM, P., MAI, T., KENYON, R. W., KROPOSKI, B., O'MALLEY, M. **Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. 2020. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf>.

DEPARTMENT OF ENERGY U.S. (DOE). **Technology Strategy Assessment: findings from storage innovations 2030**. Pumped Storage Hydropower. Jul. 2023

DEUS, M. L. D. **Séries temporais aplicadas ao Planejamento da Operação do Sistema Interligado Nacional – SIN**. Dissertação (Mestrado em Engenharia elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: https://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/biblioteca/php/mostrateses.php?open=1&arqttese=0610776_08_Indice.html

DIAS, V. S., LUZ M. P., MEDERO, G. M., NASCIMENTO, D. T. **An Overview of Hydropower Reservoirs in Brazil: Current Situation, Future Perspectives and Impacts of Climate Change.** Water, 10 (5), 592, 2018. <https://doi.org/10.3390/w10050592>

DINCER, I. **Comprehensive Energy Systems.** 1st Edition. Fevereiro, 2018. ISBN: 9780128095973

DÖRENKÄMPER, M., WAHED, A., KUMAR, A., DE JONG, M., KROON, J., REINDL, T. **The cooling effect of floating PV in two different climate zones: A comparison of field test data from the Netherlands and Singapore.** Solar Energy, Volume 214, 2021, Pages 239-247. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.11.029>.

ELKHATEB, A., RAHIM, N. A., WILLIAMS, B. W. **Impact of fill factor on input current ripple of photovoltaic system.** 2015. International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Palermo, Italy, 2015, pp. 120-123. Doi: 10.1109/ICRERA.2015.7418480.

ELLIS, B. E., PEARRE, N. SWAN, L. **Power ramp rates and variability of individual and aggregate photovoltaic systems using measured production data at the municipal scale.** Solar Energy, Volume 220, 2021, p. 363-370. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.03.042>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2022/2026 – Ciclo 2021.** No. EPE-DEE-NT-150/2021-r2. 11 de fevereiro de 2022.

ESCOBAR, H. **Drought triggers alarms in Brazil's biggest metropolis.** Science, vol. 347, p. 812, 20 fev. 2015. DOI: 10.1126/science.347.6224.812

FANG, W., HUANG, Q., HUANG, S., YANG, J., MENG, E., LI, Y. **Optimal sizing of utility-scale photovoltaic power generation complementarily operating with hydropower: A case study of the world's largest hydro-photovoltaic plant.** Energy Conversion and Management, Volume 136, 2017, p. 161-172. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.01.012>.

GADZANKU, S., LEE, N., DYRESON, A. **Enabling floating solar photovoltaic (FPV) deployment: Exploring the operational benefits of floating solar-hydropower hybrids.** National Renewable Energy Laboratory (NREL). Junho, 2022. Disponível em: www.nrel.gov/publications.

GIMENO-GUTIÉRREZ, M.; LACAL-ARÁNTGUI, R. **Assessment of the European potential for pumped hydropower energy based on two existing reservoirs.** Renewable Energy, n. 75, p. 856-868, 2015.

GOEL, S., SHARMA, R. **Analysis of measured and simulated performance of a grid-connected PV system in eastern India.** Environment, Development and Sustainability, 23, 451–476, 2021. <https://doi.org/10.1007/s10668-020-00591-7>

GOOGLE EARTH. **Google Earth Website.** 2022. Disponível em: <https://earth.google.com/web/>

HALDER, P., DOPPALAPUDI, A. T., AZAD, A. K., KHAN, M. M. K. **Chapter 7 - Efficient hydroenergy conversion technologies, challenges, and policy implication.** Advances in Clean Energy Technologies, Academic Press, p. 295-318, 2021. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821221-9.00007-4>.

HASHEMI, B., TAHERI, S., CRETU, A., POURESMAEIL, E. **Systematic photovoltaic system power losses calculation and modeling using computational intelligence techniques.** Applied Energy, Volume 284, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116396>

HUNTOON, T. **Seneca speaker to present on Kinzua Dam energy relicensing.** The Bradford Era. 14 de novembro de 2022. Disponível em: https://www.bradfordera.com/news/seneca-speaker-to-present-on-kinzua-dam-energy-relicensing/article_ca3c439b-884f-56e6-bada-21ef6f877842.html. Acessado em: 15/09/2023.

INDÚSTRIA DE MATERIAL BÉLICO DO BRASIL (IMBEL). **Projeto básico pequena central hidrelétrica REPI.** Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas. Wenceslau Braz. 2009

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Renewables 2022 - Analysis and forecast to 2027.** IEA, Paris, 2022a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Solar PV Global Supply Chains.** IEA, Paris, 2022b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Renewables 2023 - Analysis and forecast to 2028.** IEA, Paris, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>.

INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION (IHA). **Hydropower Status Report - Sector trends and insights**. 2022.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Tabela de dados das estações**. Dados da estação Maria da Fé (A531) - de 01/01/2022 a 31/12/2022. Disponível em: <https://tempo.inmet.gov.br/TabelaEstacoes/A001>

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook**. Janeiro, 2015.
ISBN: 978-92-95111-54-7

JACOBSON, M. Z., JADHAV, V. **World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels**. Solar Energy, Volume 169, p. 55-66, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.030>.

KELMAN, J., KELMAN, R., PEREIRA, M. V. F. **Energia firme de sistemas hidrelétricos e usos múltiplos dos recursos hídricos**. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, v, 9, n, 1, p, 189-198, jan/mar 2004.

KHALID, A. M., MITRA, I., WARMUTH, W., SCHACHT, V. **Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, volume 65, 2016, p. 1139-1158. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.066>.

KILLINGTVEIT, A. 15 - Hydroelectric Power. In: Letcher, T. M. **Future Energy**, Elsevier, 2020, p. 315-330. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102886-5.00015-3>.

KUMAR, D. S., MAHARJAN, S., ALBERT, SRINIVASAN, D. **Ramp-rate limiting strategies to alleviate the impact of PV power ramping on voltage fluctuations using energy storage systems**. Solar Energy, Volume 234, 2022, p. 377-386. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.01.059>.

KUMAR, N. M., GUPTA, R. P., MATHEW, M., JAYAKUMAR, A., SINGH, N. K. **Performance, energy loss, and degradation prediction of roof-integrated crystalline solar PV system installed in Northern India**. Case Studies in Thermal Engineering, Volume 13, 2019, 100409. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2019.100409>.

LEITE, C. R. **Perda de capacidade de geração em centrais hidrelétricas por efeito da evolução temporal da rugosidade do circuito hidráulico da instalação**. Dissertação

apresentada no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da UNIFEI. Itajubá. 2020.

LELOUX, J., NARVARTE, L., TREBOSC, D. **Review of the performance of residential PV systems in Belgium.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 16, Issue 1, 2012, p. 178-184. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.145>.

LIU, H, KRISHNA, V, LEUNG, JL, REINDL, T, ZHAO, L. **Field experience and performance analysis of floating PV technologies in the tropics.** Prog. Photovolt. Res. Appl. 2018; 26: 957–967. <https://doi.org/10.1002/pip.3039>

MAKOLO, P., ZAMORA, R., LIE, T. **The role of inertia for grid flexibility under high penetration of variable renewables - A review of challenges and solutions.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 147, setembro de 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111223>.

MENG, B., LOONEN, R. C. G. M., HENSEN, J. L. M. **Performance variability and implications for yield prediction of rooftop PV systems – Analysis of 246 identical systems.** Applied Energy, Volume 322, 119550, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119550>.

MICHELI, L. **The temperature of floating photovoltaics: Case studies, models and recent findings.** Solar Energy, Volume 242, 2022, p. 234-245. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.06.039>.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Resenha energética brasileira – Exercício de 2016. Edição: Junho de 2017.** Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Brasília. 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). (2018). **Boletim Mensal de Energia. Mês de referência: dezembro de 2017.** Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/boletins-mensais-de-energia>

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). (2020). **Boletim Mensal de Energia. Mês de referência: dezembro de 2019.** Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/boletins-mensais-de-energia>

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). (2022). **Boletim Mensal de Energia. Mês de referência: dezembro de 2021.** Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/boletins-mensais-de-energia>

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). (2024). **Boletim Mensal de Energia. Mês de referência: outubro de 2023.** Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/boletins-mensais-de-energia>

MURARKA, M., PUROHIT, P. R., RAKSHIT, D., VERMA, A. **Progression of battery storage technology considering safe and sustainable stationary application.** Journal of Cleaner Production, Volume 377, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134279>.

NISAR, H., JANJUA, A. K., HAFEEZ, H., SHAKIR, S., SHAHZAD, N., WAQAS, A. **Thermal and electrical performance of solar floating PV system compared to on-ground PV system-an experimental investigation.** Solar Energy, Volume 241, 2022, p. 231-247. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.05.062>.

NOUSDILIS, A. I., CHRISTOFORIDIS, G. C., PAPAGIANNIS, G. K. **Active power management in low voltage networks with high photovoltaics penetration based on prosumers' self-consumption.** Applied Energy, Volume 229, p. 614-624, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.032>.

NUNES, E. A. F. **Análise de impactos na rede de distribuição de energia elétrica decorrentes da inserção de sistemas de geração fotovoltaicos.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.

OLIVEIRA, F. S., CARDINOT, F. G., SAMPAIO L. L., CATHARINO, M. G., REZENDE, P. F. V. S., ALMEIDA, R. S. **Determinação do período crítico do sistema interligado nacional.** XVIII SNPTTE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba-Paraná, 16 a 21 de outubro de 2005.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Avaliação das Condições de Atendimento Eletroenergético do Sistema Interligado Nacional – Estudo Prospectivo Junho a Novembro de 2021.** NT-ONS DGL 0059/2021. 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Plano de Operação Energética 2023/2027.** PEN 2023 – Relatório das Condições de Atendimento. 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200112-22023%20-%20PEN%202023%20-%20Condições%20de%20Atendimento.pdf>

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Mapas para download**. 2024a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 15/01/2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Programa mensal de operação (PMO) de março de 2024**. 2024b. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>

PALUDO, J. A. **Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente**. Dissertação (Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade São Paulo, São Carlos, 2014. doi:10.11606/D.18.2014.tde-23042014-153815. Acesso em: 2023-03-26.

PARK, C.-Y.; HONG, S.-H.; LIM, S.-C.; SONG, B.-S.; PARK, S.-W.; HUH, J.-H.; KIM, J.-C. **Inverter Efficiency Analysis Model Based on Solar Power Estimation Using Solar Radiation**. Processes 2020, 8, 1225. <https://doi.org/10.3390/pr8101225>

PARK, W. H., ABUNIMA, H., GLICK, M. B., KIM, Y. S. **Energy Curtailment Scheduling MILP Formulation for an Islanded Microgrid with High Penetration of Renewable Energy**. Energies, 14, 6038, 2021. <https://doi.org/10.3390/en14196038>

PICKEREL, K. **World's largest lithium-based energy storage system storing 1,200 MWh of power now online in California**. Solar Power World. 6 de Janeiro de 2021. Disponível em: <https://www.solarpowerworldonline.com/2021/01/worlds-largest-lithium-based-energy-storage-system-storing-1200-mwh-of-power-now-online-in-california/>. Acesso em 10/08/2023

POWER. **Spain inaugurates 2-GW pumped storage facility**. 2013. Available at: <https://www.powermag.com/spain-inaugurates-2-gwpumped-storage-facility/>.

QUEIROZ, A. R., FARIA, V. A. D., LIMA, L. M. M., LIMA, J. W. M. **Hydropower revenues under the threat of climate change in Brazil**. Renewable Energy, Volume 133, 2019, p. 873-882. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.050>.

RAPOSO, P. **Tecnologia: Hydrelío, a tecnologia híbrida que pode revolucionar o setor elétrico**. Sindicato da Indústria, 2020. Disponível em: <http://www.sindicatodaindustria.com.br/noticias/2020/11/72,147680/tecnologia-hydrelío-a-tecnologia-hibrida-que-pode-revolucionar-o-setor-eletrico.html>. Acesso em: 02 de junho de 2023.

ROSA-CLOT, P. **Chapter 9 - FPV and Environmental Compatibility**. Floating PV Plants, Academic Press, 2020, p. 101-118. ISBN 9780128170618. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817061-8.00009-9>.

SECRETARIA DE ASSUNTOS ESTRATÉGICOS DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA (SAE-PR). **Brasil 2040: Resumo executivo**. Brasília, 2015.

SHI, W., YAN, C., REN, Z., YUAN, Z., LIU, Y., ZHENG, S., LI, X., HAN, X. **Review on the development of marine floating photovoltaic systems**. Ocean Engineering, Volume 286, Part 1, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2023.115560>.

SILVA, L. S. **Proposta de inserção de usinas hidrelétricas reversíveis como mecanismo de armazenamento no setor elétrico brasileiro**. Tese (Doutorado em Ciência) – Programa de Pós-Graduação em Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, 2019.

SILVÉRIO, N. M., BARROS, R. M., TIAGO FILHO, G. L., REDÓN-SANTAFÉ, M., SANTOS, I. F. S., VALÉRIO, V. E. M. **Use of floating PV plants for coordinated operation with hydropower plants: Case study of the hydroelectric plants of the São Francisco River basin**. Energy Conversion and Management, Volume 171, 2018, Pages 339-349. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.05.095>.

SIQUEIRA, F. B. **Conflitos de usos múltiplos dos recursos hídricos e reservatórios hidrelétricos no brasil**. Tese de doutorado - Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2021.

SKOPLAKI, E., PALYVOS, J. A. **On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations**. Solar Energy, Volume 83, 2009. p. 614-624. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>.

STOCKS, M., STOCKS, R., LU, B., CHENG, C., BLAKERS, A. **Global Atlas of Closed-Loop Pumped Hydro Energy Storage**. Joule, Volume 5, Issue 1, 2021, p. 270-284. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.11.015>.

TONOLO, E. A. (2019). **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR - Campus Curitiba**. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2019.

TROMMSDORFF, M., DHAL, I. S., ÖZDEMİR, O. E., KETZER, D., WEINBERGER, N., RÖSCH, C. **Chapter 5 - Agrivoltaics: solar power generation and food production**. Solar

Energy Advancements in Agriculture and Food Production Systems, Academic Press, 2022, p. 159-210. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-89866-9.00012-2>.

VASCONCELOS, F. M. **Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**. Editora e Distribuidora Educacional S.A., 224 p., Londrina, 2017. ISBN 978-85-522-0179-3

VONSIEN, S., MADLENER, R. **Li-ion battery storage in private households with PV systems: Analyzing the economic impacts of battery aging and pooling**. Journal of Energy Storage, Volume 29, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101407>.

ZUBI, G., ADHIKARI, R. S., SÁNCHEZ, N. E., ACUÑA-BRAVO, W. **Lithium-ion battery-packs for solar home systems: Layout, cost and implementation perspectives**. Journal of Energy Storage, Volume 32, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101985>.

ANEXOS

- Cenário I

Os resultados para a UHE superior e inferior se encontram nas tabelas **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, respectivamente. Nos meses destacados em azul, a UHE operou com potência média (P_{med}) equivalente à potência máxima (P_{max}) em cada unidade geradora. P_{max} UHE superior = 0,56 MW e P_{max} UHE inferior = 2,85 MW. Na tabela **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, encontram-se os valores de potência média total para a UHE no período crítico (soma das potências médias UHE 1 + UHE 2).

Tabela 11. Potência média produzida pela UHE superior no cenário I

UHE 1 – Potência média produzida (MW) – Cenário I														
Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média	FC
1951					0,56	0,56	0,56	0,56	0,55	0,56	0,56	0,55		
1952	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,50	0,43	0,56	0,56		
1953	0,51	0,54	0,56	0,56	0,41	0,30	0,26	0,21	0,21	0,23	0,48	0,56		
1954	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,45	0,33	0,34	0,56	0,42	0,56		
1955	0,56	0,56	0,56	0,56	0,53	0,50	0,35	0,28	0,20	0,26	0,43		0,48	0,86

Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

Tabela 12. Potência média produzida pela UHE inferior no cenário I

UHE 2 – Potência média produzida (MW) – Cenário I														
Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média	FC
1951					2,50	2,45	2,57	1,95	1,66	1,73	2,14	1,65		
1952	2,85	2,85	2,85	2,85	2,38	2,85	1,92	1,68	1,51	1,29	1,90	1,73		
1953	1,53	1,61	2,14	1,83	1,24	0,90	0,78	0,63	0,62	0,70	1,43	2,18		
1954	2,16	2,85	2,85	2,44	2,85	1,85	1,34	1,00	1,01	1,67	1,26	2,06		
1955	2,85	1,93	2,85	2,03	1,58	1,49	1,04	0,84	0,59	0,78	1,28		1,81	0,63

Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

Tabela 13. Potência total média produzida pela UHE – Cenário I

Potência total média – UHE 1 + UHE 2 (MW)														
Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média	FC
1951					3,06	3,01	3,13	2,51	2,21	2,29	2,70	2,20		
1952	3,41	3,41	3,41	3,41	2,94	3,41	2,48	2,24	2,01	1,72	2,46	2,29		
1953	2,05	2,15	2,70	2,39	1,66	1,20	1,04	0,84	0,83	0,93	1,90	2,74		
1954	2,72	3,41	3,41	3,00	3,41	2,41	1,79	1,34	1,35	2,22	1,68	2,63		
1955	3,41	2,49	3,41	2,59	2,11	1,98	1,39	1,12	0,79	1,04	1,71		2,29	0,67

Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

- Cenário II

Tabela 14. Volume reservado por dia durante o período de radiação no período crítico

Volume reservado diário no período crítico (m³)												
Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
1951					67680	66420	69660	52920	45000	46800	57960	44820
1952	132840	105840	129420	88740	64440	94860	52020	45540	40860	34920	51480	46800
1953	41580	43740	57960	49500	33660	24300	21060	17100	16920	18900	38700	59040
1954	58680	181620	77760	66240	78300	50220	36360	27180	27360	45180	34200	55980
1955	104220	52200	84240	55080	42840	40320	28260	22680	16020	21060	34740	

Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

Tabela 15. Potência média acrescida à UHE superior (UHE 1)

Potência média acrescida à UHE 1 (MW)												
Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
1951					0,34	0,33	0,35	0,27	0,23	0,24	0,29	0,23
1952	0,67	0,53	0,65	0,45	0,32	0,48	0,26	0,23	0,21	0,18	0,26	0,24
1953	0,21	0,22	0,29	0,25	0,17	0,12	0,11	0,09	0,09	0,10	0,19	0,30
1954	0,30	0,91	0,39	0,33	0,39	0,25	0,18	0,14	0,14	0,23	0,17	0,28
1955	0,52	0,26	0,42	0,28	0,22	0,20	0,14	0,11	0,08	0,11	0,17	

Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

Tabela 16. Potência média acrescida à UHE inferior (UHE 2)

Potência média acrescida à UHE 2 (MW)												
Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
1951					0,96	0,95	0,99	0,75	0,64	0,67	0,83	0,64
1952	1,89	1,51	1,84	1,26	0,92	1,35	0,74	0,65	0,58	0,50	0,73	0,67
1953	0,59	0,62	0,83	0,71	0,48	0,35	0,30	0,24	0,24	0,27	0,55	0,84
1954	0,84	2,59	1,11	0,94	1,12	0,72	0,52	0,39	0,39	0,64	0,49	0,80
1955	1,49	0,74	1,20	0,79	0,61	0,57	0,40	0,32	0,23	0,30	0,50	

Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

Tabela 17. Potência média produzida pela UHE superior no cenário II

UHE 1 – Potência média produzida (MW) – Cenário II														
Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média	FC
1951					0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56		
1952	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56		
1953	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,42	0,37	0,30	0,29	0,33	0,56	0,56		
1954	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,47	0,47	0,56	0,56	0,56		
1955	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,49	0,39	0,28	0,37	0,56		0,52	0,94

Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

Tabela 18. Potência média produzida pela UHE inferior no cenário II

UHE 2 – Potência média produzida (MW) – Cenário II														
Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média	FC
1951					2,85	2,85	2,85	2,71	2,30	2,39	2,85	2,29	2,25	0,79
1952	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,66	2,33	2,09	1,79	2,63	2,39		
1953	2,13	2,24	2,85	2,53	1,72	1,24	1,08	0,87	0,87	0,97	1,98	2,85		
1954	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,57	1,86	1,39	1,40	2,31	1,75	2,85		
1955	2,85	2,67	2,85	2,82	2,19	2,06	1,45	1,16	0,82	1,08	1,78			

Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

Tabela 19. Potência total produzida pela UHE no cenário II

Potência média total (MW) – Cenário II														
Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média	FC
1951					2,85	2,85	2,85	2,71	2,30	2,39	2,85	2,29	2,77	0,81
1952	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,66	2,33	2,09	1,79	2,63	2,39		
1953	2,13	2,24	2,85	2,53	1,72	1,24	1,08	0,87	0,87	0,97	1,98	2,85		
1954	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,57	1,86	1,39	1,40	2,31	1,75	2,85		
1955	2,85	2,67	2,85	2,82	2,19	2,06	1,45	1,16	0,82	1,08	1,78			

Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

- Cenário III

Tabela 20. Potência média produzida pela UHE superior no cenário III

UHE 1 – Potência média produzida (MW) – Cenário III														
Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média	FC
1951					0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	1,00
1952	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56		
1953	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56		
1954	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56		
1955	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56		

Fonte: Elaboração pelo autor (2024).

Tabela 21. Potência média total produzida pela UHE no cenário III

Potência média total (MW) – Cenário III														
Ano	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média	FC
1951					3,41	3,41	3,41	3,27	2,86	2,95	3,41	2,85	2,81	0,82
1952	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,22	2,89	2,65	2,35	3,19	2,95		
1953	2,69	2,80	3,41	3,09	2,28	1,80	1,64	1,43	1,43	1,53	2,54	3,41		
1954	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,13	2,42	1,95	1,96	2,87	2,31	3,41		
1955	3,41	3,23	3,41	3,38	2,75	2,62	2,01	1,72	1,38	1,64	2,34			

Fonte: Elaboração pelo autor (2024).