

UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAZONAS
CENTRO DE CIÊNCIAS DO AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MEIO AMBIENTE E
SUSTENTABILIDADE NA AMAZÔNIA

MAURICIO GAMA JÚNIOR

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES:
UMA SOLUÇÃO ENERGÉTICA SUSTENTÁVEL PARA A AMAZÔNIA?

MANAUS – AM

2021

MAURICIO GAMA JÚNIOR

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES: UMA SOLUÇÃO ENERGÉTICA
SUSTENTÁVEL PARA A AMAZÔNIA?**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências do Ambiente e Sustentabilidade na Amazônia da Universidade Federal do Amazonas, para obtenção do título de Mestre.

Orientador (a): Prof^a Dra. Andrea Viviana Waichman

Coorientador: Dr. João Tezza Neto

MANAUS – AM

2021

Ficha Catalográfica

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

G184s Gama Junior, Mauricio
Sistemas fotovoltaicos flutuantes: uma solução energética sustentável para a Amazônia ? / Mauricio Gama Junior . 2021
137 f.: il. color; 31 cm.

Orientadora: Andrea Viviana Waichman
Coorientador: João Tezza Neto
Dissertação (Mestrado em Ciências do Ambiente e Sustentabilidade na Amazônia) - Universidade Federal do Amazonas.

1. Sistemas fotovoltaicos flutuantes. 2. Hidrelétricas. 3. Impactos ambientais. 4. Sustentabilidade. I. Waichman, Andrea Viviana. II. Universidade Federal do Amazonas III. Título

AGRADECIMENTOS

Ao saudoso e inesquecível Prof. Dr. João Nildo, que sugeriu o tema da pesquisa e deflagrou os primeiros passos do trabalho.

À Dra. Andrea Waichman, pela orientação e apoio técnico, acadêmico e por jamais ter deixado de acreditar.

Ao Dr. João Tezza Neto pela coorientação.

A todos os docentes do PPG-CASA.

Aos servidores, pessoal de apoio do PPG-CASA e da UFAM.

Aos meus colegas discentes, pelos meses de muito estudo, trabalho, apoio, e por estarmos juntos nos bons e maus momentos de nossa jornada, sempre nos apoiando mutuamente.

A meus pais, esposa, filhos, irmãs e irmãos pelo apoio inflexível.

RESUMO

A geração hidrelétrica permanece como a principal fonte de geração de eletricidade no Brasil, mantendo a Matriz Elétrica brasileira predominantemente abastecida por fontes renováveis. Apesar disso, a geração hidrelétrica brasileira é sensível aos ciclos hidrológicos dos cursos d'água, podendo ser severamente impactada por mudanças climáticas nos próximos anos, interferindo negativamente na segurança energética nacional, além de ser uma fonte com altos impactos ambientais, inclusive a emissão de gases do efeito estufa. Como o potencial hidrelétrico inexplorado dos rios próximos aos grandes centros consumidores está se esgotando, e grande parte do potencial inexplorado se encontra na Amazônia, a construção de hidrelétricas na nessa região é tema recorrente no setor energético nacional, a despeito dos impactos e dificuldades relacionados a este tipo de projeto, dos quais a Usina Hidrelétrica de Balbina é exemplo categórico. O presente estudo analisa a utilização de sistemas fotovoltaicos flutuantes (FVF) sobre reservatórios de grandes usinas hidrelétricas na Amazônia. Sistemas fotovoltaicos flutuantes são grandes arranjos fotovoltaicos instalados sobre corpos d'água, com os módulos fotovoltaicos posicionados sobre flutuadores. A geração FVF, quando instalada sobre reservatórios de hidrelétricas, pode operar autonomamente como uma usina fotovoltaica tradicional, ou operar em cooperação com a hidrelétrica potencializando as vantagens (abundância e renovabilidade) e mitigando as debilidades (sazonalidade e intermitência) de ambas as fontes. Foram realizadas estimativas e modelos de instalação e aproveitamento, e em seguida foram analisadas as fontes em termos de sustentabilidade ambiental, estimando os resultados em termos energéticos das duas fontes atuando em cooperação, e também em termos de impactos ambientais, comparando com a alternativa de construção de novas hidrelétricas na Amazônia Brasileira, verificando se o uso deste tipo de tecnologia é mais vantajosa em termos de sustentabilidade ambiental. A análise comparativa foi realizada utilizando a Matriz Rápida de Avaliação de Impactos. Verificou-se que os impactos ambientais são mais reduzidos quando a FVF opera em complementariedade com a UHE instalada na barragem, melhorando o desempenho de ambas as instalações. Barragens antigas, com grandes reservatórios, desempenho energético ruim e maiores passivos ambientais são preferíveis para a instalação deste tipo de usina na Amazônia.

Palavras-chaves: Fotovoltaicas flutuantes; hidrelétricas; impactos ambientais.

ABSTRACT

Hydroelectric generation remains the main source of electricity generation in Brazil, with Brazilian Electric Matrix predominantly supplied by renewable sources. Nevertheless, Brazilian hydroelectric generation is sensitive to the hydrological cycles of local rivers, impacted by climate change in the next years, negatively interfering in national energy security, moreover, it's a source with high environmental impacts, including the emission of greenhouse gases. As the unexplored hydroelectric potential of rivers near to big cities are ending, and a large part of the unexplored potential is found in the Amazon region, the construction of hydroelectric power plants in the Amazon is a current topic on the national energy sector, despite the impacts and difficulties of this type of project, with the major example of Balbina power plant. This study aims to analyze the use of floating photovoltaic systems (FVF, in portuguese initials) about reservoirs of large hydroelectric power plants in the Amazon region. Floating photovoltaic systems are large photovoltaic devices installed on the water surface, with photovoltaic modules positioned on floaters. When installed on hydroelectric reservoirs, PVF generation operates autonomously as a traditional photovoltaic plant, or in cooperation with the hydroelectric power plant, to maximize the advantages, like abundance and renewability, and mitigating the fragilities, like the seasonality and intermittence, of both sources. Estimates and models of installation and utilities were made, and after that, sources were analyzed in terms of environmental sustainability, estimating the results in energy terms of the two sources, acting in cooperation, and also in terms of environmental impacts, comparing with the alternative construction of new hydroelectric power plants in the Brazilian Amazon, verifying if the use of this type of technology is better in environmental sustainability subjects. The comparative analysis was made using the Rapid Impact Assessment Matrix. It was found that the environmental impacts are reduced when the FVF operates in addition with the hydroelectric power plant installed in the dam, improving the performance of both installations. Old dams with large reservoirs, poor energy performance and greater environmental liabilities are preferable for installing this type of plant in the Amazon region.

Keywords: Floating photovoltaics; hydroelectric power plants; environmental impacts.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema Fotovoltaico.....	21
Figura 2 - Aspecto de um sistema fotovoltaico flutuante.....	22
Figura 3 - Evolução da capacidade instalada de FVF.....	23
Figura 4 - Arquitetura básica de uma FVF na modalidade <i>on grid</i>	24
Figura 5 - UFVF hexagonal otimizada.....	25
Figura 6 - Tipos de flutuadores	25
Figura 7 - Aplicação de filme fino a flutuador de espuma.	26
Figura 8 - Montagem e lançamento de flutuadores	28
Figura 9 - Média anual da irradiação na região Amazônica brasileira	36
Figura 11 - Tipo de flutuador a ser modelado.....	47
Figura 12 - Localização das UHEs	56
Figura 13 - Diagrama das UHEs e conexão ao SIN	56
Figura 14 - Balbina FVF = UHE	63
Figura 15 - BALBINA FVF=UHE	63
Figura 16 - BALBINA, 7% do reservatório.....	63
Figura 17 - Balbina - posição e comparação com a área de Manaus.....	64
Figura 18 - SAMUEL FVF=UHE	64
Figura 19 - SAMUEL FVF=UHE, 10% de cobertura	64
Figura 20 - SAMUEL FVF=UHE, 10% de cobertura, comparando com a área de Porto Velho	65
Figura 21 - TUCURUÍ - FVF=UHE.....	65
Figura 22 - CURUÁ-UNA FVF=UHE	65
Figura 23 - S. A. do Jari, 10% de cobertura	66
Figura 24 – Coracy Nunes, FVF=UHE.....	66
Figura 25 - Ferreira Gomes FVF=UHE.....	66
Figura 26 - RIAM resultados para UHE fase de instalação.....	93
Figura 27 - RIAM resultados para FVF por eixos	94
Figura 28 - componentes da RIAM para fase de instalação de UHEs	95
Figura 29 - componentes da RIAM para fase de instalação de FVFs	95
Figura 30 - Eixos da RIAM - operação de UHEs.....	97

Figura 31 - RIAM para operação de FVF.....	98
Figura 32 - Componentes RIAM operação UHE	99
Figura 33 - Componentes RIAM operação FVF	99
Figura 34 - RIAM UHE + UTE	100
Figura 35 – RIAM UHE + FVF	101
Figura 36 - Análise RIAM para FVF na UHE de BALBINA	105
Figura 37 - Análise RIAM para FVF na UHE de TUCURUÍ	106
Figura 38 - Análise RIAM para FVF na UHE de SANTO ANTÔNIO	106
Figura 39 - Análise RIAM para FVF na UHE de BELO MONTE.....	107
Figura 40 - Análise RIAM para FVF na UHE de SAMUEL.....	107
Figura 41 - Análise RIAM para FVF na UHE de CURUÁ-UNA.....	108

LISTA DE TABELAS

Tabela 3 - Tecnologias de células fotovoltaicas	28
Tabela 1 - Valores de referência (t.CO ₂ /MWh)	35
Tabela 2 - Critérios de escolha de locais	37
Tabela 4 - Estações de coleta de dados referentes às UHEs.....	46
Tabela 5 - Critério de avaliação (SUTHAR; SAJWAN, 2014)	50
Tabela 6 - Faixas de escore da RIAM.....	51
Tabela 7 - Projeção de consumo e oferta para 2030 e indicadores sociais - elaborado pelo autor.....	53
Tabela 8 – UHEs previstas na cesta de ofertas para 2019-2029.....	54
Tabela 9 - energia total adicionada pelas UHEs na Amazônia.....	55
Tabela 10 – UHEs que atendem aos critérios estabelecidos.	55
Tabela 11 - Insolação considerada nos reservatórios.....	57
Tabela 12 - Parâmetros do módulo	58
Tabela 13 - Parâmetros de projeto para a simulação dos sistemas FVFs.....	58
Tabela 14 - Geração nas FVFs com percentuais hipotéticos de cobertura de 10%.....	58
Tabela 15 - avaliação de complementariedade.....	60
Tabela 16 - Geração FVF limitada à capacidade da UHE.....	61
Tabela 17 - Valores estimados dos projetos de UHEs.....	67
Tabela 18 - Comparação de custo entre hidrelétrica e fotovoltaica	67
Tabela 19 - custo relativo dos componentes de sistema fotovoltaico.....	68
Tabela 20 - comparação de CAPEX entre fotovoltaica montada no solo e FVF.....	68
Tabela 21 - Comparativo geral de custos (U\$/W).....	69
Tabela 22 – Comparação de custos socioambientais de energias renováveis	70
Tabela 23 – Estimativa de evaporação e energia potencial nos reservatórios.....	70
Tabela 24 – Supressão de emissões de GEEs.....	72
Tabela 25 - Escore RIAM para UHE por eixos e total	93
Tabela 26 - RIAM resultados para FVF por eixos	94
Tabela 27 - Valores dos eixos operação UHE.....	97
Tabela 28 - Escore RIAM por eixos para operação de FVFs.....	98
Tabela 29 - Conjunto inicial de componentes ambientais.....	122

Tabela 30 - Matriz RIAM para instalação de hidrelétricas	125
Tabela 31 - componentes RIAM instalação de FVF	128
Tabela 32 - Hidrelétricas – operação.....	130
Tabela 33 - Grandes fotovoltaicas flutuantes na Amazônia - Operação	133
Tabela 34 - Hidrelétricas complementadas por fotovoltaicas flutuantes	136

Sumário

INTRODUÇÃO	13
OBJETIVOS	17
Objetivo Geral:	17
Objetivos Específicos:.....	17
FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	18
Segurança Energética e eletricidade.....	18
Energia Solar e conversão fotovoltaica.....	19
Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes (FVF).....	21
Histórico e evolução das FVFs	23
Aspectos tecnológicos.....	24
Tipos de sistemas de flutuação	25
Módulos fotovoltaicos	28
Eficiência dos módulos.....	29
Uso de Seguidor Solar - <i>Tracker</i>	30
Módulos bifaciais	30
FVFs em reservatórios de UHEs	31
Complementariedade	32
Evaporação.....	32
Bateria Virtual	34
Geração de créditos de carbono	35
Uso de FVFs na Amazônia	36
MATERIAIS E MÉTODOS	38
Estimativa da Demanda e custo da energia.....	38
Seleção dos reservatórios	39
Irradiação nos reservatórios	39
Módulo fotovoltaico.....	40
Configurações dos sistemas.....	41
Potencial de produção de energia – critério pelo percentual de superfície coberta.	41
Dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos pela capacidade instalada da hidrelétrica.	45
Evaporação.....	45
Energia da Bateria Virtual	48
Geração de Créditos de Carbono.	49

Complementariedade temporal.....	49
Comparação de impactos ambientais através da matriz RIAM	49
Opções consideradas na Matriz RIAM:	52
RESULTADOS E DISCUSSÃO	53
Estimativa de demanda.....	53
Reservatórios para avaliação das FVFs na Amazônia.....	55
Irradiação nos reservatórios	57
Parâmetros das modelagens das usinas fotovoltaicas.....	57
Capacidade da FVF limitada a percentual de cobertura do reservatório.	58
Complementariedade temporal.....	60
Operação híbrida - complementada	61
Comparação de custos de projeto	67
Fotovoltaica VS Fotovoltaica Flutuante	68
Custos de mitigação de impactos ambientais.....	69
Emissões de GEEs e créditos de carbono	72
Impactos ambientais de usinas hidrelétricas	73
Impactos ambientais de sistemas fotovoltaicos	80
Impactos das usinas fotovoltaicas flutuantes	82
FVF de grandes dimensões - considerações.....	92
Análise gráfica RIAM UHE x FVF– Fase de INSTALAÇÃO	93
Análise gráfica RIAM UHE x FVF– Fase de OPERAÇÃO	97
Operação complementada – híbrida.	100
Análise RIAM dos reservatórios	101
CONCLUSÃO	115
REFERÊNCIAS.....	118

INTRODUÇÃO

A geração brasileira de energia elétrica tem origem principalmente em fontes renováveis, com destaque para a hidrelétrica. Segundo dados do Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional (2021), a produção de eletricidade oriunda de fontes renováveis na Matriz Elétrica Brasileira atingiu o patamar de 84,8% em 2020, com a energia hidrelétrica respondendo por 65,2% do total (EPE, 2021).

Apesar deste número considerável, a geração hidrelétrica brasileira enfrenta dificuldades operacionais nos períodos de estiagem nos reservatórios, com tendência de agravamento com a ocorrência de mudanças climáticas. A crise de 2001, conhecida como “crise do apagão”, demonstrou a fragilidade da segurança energética nacional, tendo sido causada por baixa pluviosidade no ano de 2001 e deflagrada por problemas crônicos na gestão energética (falta de investimentos e estrutura). O modelo de solução adotado nos anos seguintes se voltou para o aproveitamento do potencial hidrelétrico ainda inexplorado na Amazônia, onde foram construídas grandes hidrelétricas, e para a complementação nos períodos naturais de baixa nos reservatórios se investiu em usinas termelétricas. Com estas soluções, foi melhorada a segurança energética, porém com prejuízos ambientais associados a ambas às fontes, além dos custos maiores associados às termelétricas.

Com relação à expansão, segundo informação da Empresa de Pesquisas Energéticas¹, o potencial brasileiro total para a produção de energia hidrelétrica é de 172 GW, dos quais 60% já foram utilizados, e 70% do potencial hidrelétrico ainda não explorado se situa na Amazônia brasileira. Estudo de Fearnside (2015a) aponta que o potencial hidrelétrico da Amazônia é 97,8GW. Mesmo com uma estimativa menor, o enorme potencial hidrelétrico inexplorado coloca a Região Amazônica como um dos principais alvos da expansão energética brasileira nos próximos anos. Apesar dos números favoráveis em termos de potencial energético, os projetos de grandes hidrelétricas na Amazônia têm se mostrado tecnicamente complicados, cronologicamente demorados, economicamente dispendiosos, além de ambiental e socialmente polêmicos (para alguns, desastrosos), além de serem frequentemente vinculados a episódios de corrupção.

¹<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes>

A Região da Amazônia possui inestimável de biodiversidade sendo essencial à regulação do clima em diversas escalas, incidindo sobre a região mecanismos de proteção ambiental.

Os projetos de construções de hidrelétricas na Amazônia ficaram temporariamente paralisados por entraves no processo de licenciamento, acusações de corrupção nas obras, resistência de entidades da sociedade civil etc. Em 2017 o Tribunal de Contas da União editou o relatório RA 02919220161 recomendando que o poder executivo retomasse os projetos de usinas hidrelétricas na Amazônia como os projetos de Jatobá, estado do Pará (PA), São Luiz do Tapajós (PA), São Simão Alto, estado do Mato Grosso/Amazonas (MT/AM), Salto Augusto Baixo (MT/AM) e Marabá (PA). No início de 2019, a Presidência da República declarou a intenção de adotar como paradigma estratégico para a Amazônia na gestão 2019 a 2022 o ensaio “Uma estratégia nacional para a Amazônia Legal” Rosa (2013), o qual recomenda a ocupação da Amazônia por meio de grandes obras, incluindo hidrelétricas, como uma maneira de manter a soberania do Brasil na região².

Estas manifestações podem indicar uma tendência de realinhamento da política energética nacional, reativando o interesse pelo aproveitamento do potencial hidrelétrico presente na Amazônia, enquanto se removem as barreiras de proteção jurídicas ambientais na região. O interesse no aproveitamento do potencial hidrelétrico presente na Amazônia não é recente. Segundo levantamento de Fearnside (2015), existiam cerca de 79 barragens planejadas para a Amazônia brasileira no “Plano 2010”. Já o “Plano Decenal de Expansão Energética” concebido para o período de 2011-2020 previa 30 grandes Usinas Hidroelétricas (UHE) e várias pequenas barragens para a Amazônia³.

Apesar do caráter renovável da energia hídrica, as hidrelétricas ocasionam consideráveis impactos ambientais que combinados com peculiaridades da região amazônica tornam ambientalmente temerária a construção de novos grandes reservatórios na região. Dentre os impactos e obstáculos técnicos podem ser mencionados a perda de biodiversidade no reservatório e na região atingida, deslocamento de populações e perda de patrimônio cultural de populações tradicionais Rodrigues (2013), alterações no ciclo hidrológico e no regime de evaporação da água, emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) (KEMENES, 2006), contaminação por mercúrio (ANDRADE, 2018), acirramento dos conflitos sociais etc.

²<https://oglobo.globo.com/brasil/governo-prepara-decreto-para-construir-hidreletrica-ponte-concluir-rodovia-na-amazonia-23393157>, e <http://amazonia.inesc.org.br/materias/o-que-a-agenda-do-ministro-de-minas-e-energia-revela-sobre-as-prioridades-do-setor-energetico/>

³Os números são listados por Fearnside, e são compilados a partir de relatórios oficiais.

Além dos impactos ambientais, a geração hidrelétrica na região amazônica possui pontos a considerar sob o ponto de vista energético, como o baixo rendimento energético e sazonalidade na produção. O regime anual de cheias e vazantes provoca irregularidade na produção no período de vazantes, com utilização de usinas termelétricas para complementar a produção, com consequente aumento da emissão de GEE, além do preço da solução termelétrica.

Diante deste cenário se levanta a questão de como prover a necessária expansão na geração para satisfazer a demanda por energia elétrica e prover segurança energética, ao mesmo tempo em que se evitam os impactos ambientais advindos da construção de hidrelétricas na Amazônia?

A energia fotovoltaica vem aumentando sua participação na Matriz Energética Brasileira. A projeção é de que a capacidade instalada apresente crescimento de 21 MW (2016) até 10 GW em 2026 segundo estudo de Borba e Novak (2018). A região Amazônica tem disponibilidade de energia solar, e seu aproveitamento por meio da conversão fotovoltaica aparece como uma possível alternativa viável em relação às hidrelétricas.

Dentre as possíveis configurações de sistemas de conversão fotovoltaica, os Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes (FVF) constituem uma tecnologia recente, sendo realizada por módulos fotovoltaicos posicionados sobre corpos d'água através de flutuadores. Quando o corpo d'água é um reservatório de hidrelétrica, os sistemas hidrelétrico e fotovoltaico compõem um sistema híbrido, podendo operar em complementação. Alguns fatores tornam as FVFs vantajosas no Brasil, como território situado em zona tropical, com grande disponibilidade de irradiação solar, Matriz Energética baseada em hidrelétricas, com numerosos reservatórios, e a iminência de uma crise hídrica, com secas cada vez mais pronunciadas, grande demanda por de água e altas taxas de evaporação, o que torna possivelmente vantajosa a preservação de água proporcionada pela cobertura dos reservatórios.

A Amazônia brasileira já possui várias hidrelétricas construídas com características peculiares, como reservatórios com grande dano ambiental na instalação e baixo rendimento energético. O uso do reservatório poderia recuperar parte da dívida ambiental destes projetos. Por outro lado, mesmo sendo a energia solar uma forma de energia renovável, a conversão fotovoltaica pode acarretar impactos ambientais na instalação, além do passivo ambiental pesado associado ao processo de fabricação dos módulos, um processo que é eletrointensivo, e realizado com pesadas emissões em países como a China, país que lidera o mercado de produção de componentes para o setor fotovoltaico.

O presente estudo investigará os possíveis impactos da utilização de sistemas fotovoltaicos flutuantes em reservatórios de hidrelétricas na Amazônia. Para isso, foram analisadas duas formas de utilização híbridas de hidrelétricas e fotovoltaicas flutuantes:

1. Usinas fotovoltaicas flutuantes - Instaladas em reservatórios, operando de maneira independente da hidrelétrica.
2. Sistema fotovoltaico flutuante - Operando em conjunto com a usina hidrelétrica.

Serão estudados os possíveis impactos desta tecnologia na região e comparando este modelo de geração com a construção de hidrelétricas na região amazônica. A comparação foi realizada através Matriz Rápida de Avaliação de Impactos Ambientais RIAM (*Rapid Impact Assessment Matrix*).

OBJETIVOS

Objetivo Geral:

Estimar os resultados em termos de energia produzida, custos e impactos ambientais do uso de sistemas fotovoltaicos flutuantes em grandes UHEs selecionadas na Amazônia brasileira, e comparar com o uso de hidroeletricidade, avaliando se a adoção desta tecnologia, nas condições dadas, proporciona uma solução melhor em termos de sustentabilidade, até o ano de 2030.

Objetivos Específicos:

- Estimar a demanda de energia até 2030.
- Estimar a produção de energia até 2030, considerando as opções de atendimento da demanda com fotovoltaica flutuante e com hidrelétricas.
- Estimar os custos econômicos, de implantação, manutenção e custos sociais, e a geração de créditos de carbono até 2030, considerando as opções fotovoltaica flutuante, e hidrelétricas.
- Identificar os impactos ambientais dos sistemas fotovoltaicos flutuantes com os impactos de construção de novas hidrelétricas até 2030;
- Comparar as opções de sistemas fotovoltaicos flutuante sem operação conjunta com hidrelétricas com a construção de hidrelétricas, com auxílio da Matriz Rápida de Avaliação Impactos Ambientais.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Segurança Energética e eletricidade.

O Objetivo do Desenvolvimento Sustentável (ODS) nº 7 das Nações Unidas propõe aos signatários “Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todas e todos”⁴, reconhecendo a necessidade de alinhar esforços pela democratização do acesso à energia. Como forma de energia de qualidade superior, a eletricidade proporciona por meio de sistemas eletrônicos o acesso a serviços de comunicação, saúde, educação, circulação de riquezas entre outros. Assim, assegurar a disponibilização e o amplo acesso da população à eletricidade contribui relevantemente para a segurança energética e para inclusão social.

Aspectos da geração de eletricidade no Brasil

A Matriz Elétrica brasileira é preponderantemente baseada em conversão de energias renováveis, em sua maioria hidrelétrica. Esta predominância torna o sistema dependente dos ciclos hidrológicos, pluviométricos e climáticos em uma vasta extensão territorial. A fim de estabilizar a geração nos cada vez mais frequentes episódios de escassez pluviométrica, são utilizadas usinas termelétricas, de modo que o sistema elétrico brasileiro é por vezes considerado hidrotérmico, e mais recentemente com o aumento da participação da energia eólica, hidrotermoeólico.

A geração elétrica pode ser realizada de maneira distribuída ou centralizada, sendo considerada distribuída quando é realizada próximo ao local de consumo pelo próprio consumidor utilizando fontes de energias renováveis ou cogeração qualificada. A geração distribuída foi regulada a partir da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, atualizada pela Resolução Normativa nº 687 de 2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL que enquadra os sistemas geradores de eletricidade de acordo com a potência instalada: microgeração até 75KW; minigeração de 75kW até 3 MW (hídrica) ou 5 MW (outras

⁴ <https://nacoesunidas.org/pos2015/ods7/>

renováveis, incluindo cogeração qualificada), e usinas para potências acima dos limites superiores da minigeração⁵.

A geração centralizada é a tradicional forma de geração realizada em sistemas de grande porte, englobando os grandes sistemas já instalados antes do modelo regulatório atual, e também as usinas que convertam fontes renováveis, como eólica e fotovoltaica não enquadradas como geração distribuída, estando interligados através de um grande circuito de linhas de transmissão, o Sistema Interligado Nacional, o SIN.⁶ A geração centralizada é controlada pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) que é o órgão responsável pela coordenação e operação do SIN e determina a energia que os sistemas efetivamente podem disponibilizar, independente da capacidade instalada, levando em conta fatores como a necessidade de coordenação entre os reservatórios e a demanda por eletricidade, que é estimada a partir do histórico de consumo registrado pelo ONS. Portanto, os sistemas geradores nem sempre entregam sua capacidade máxima, e a energia efetivamente entregue será a determinada pelo ONS, sendo este mecanismo de controle a base do conceito de energia despachada. Para assegurar os investimentos em sistemas de geração, já que a operação não utilizará a capacidade total da usina, utiliza-se o parâmetro energia assegurada (ou garantia física), que é um valor estimado a partir de ensaios e a do histórico de fluxo de energia, sendo um valor variável e dependente das características próprias das usinas⁷.

Energia Solar e conversão fotovoltaica

A radiação proveniente do Sol é a grande responsável pelos processos de movimentação de matéria e energia no planeta nos sistemas físico-químicos, biológicos,

⁵ As energias renováveis geralmente estão sujeitas à intermitência, uma unidade micro ou minigeração pode ser complementada pela rede elétrica de distribuição, incidindo cobrança pelo consumo. Caso sua geração seja superior ao consumo, a energia excedente é injetada na rede, e a unidade consumidora recebe créditos para compensar a despesa de consumo de energia. O usuário então fica com créditos que serão abatidos na fatura de períodos subsequentes. Não há remuneração pela energia excedente injetada na rede.

⁶ À exceção de um número pequeno de localidades fisicamente isoladas, grande parte na região Norte do país, Fernando de Noronha e poucas localidades no Centro-Oeste. Parte de Roraima é abastecida por importação a partir da Venezuela. A interconexão proporcionada pelo SIN permite um gerenciamento amplo dos sistemas de geração e dos recursos, como os reservatórios (como armazenamento de energia potencial). Porém também acarreta aumento de perdas técnicas e acarreta aumento em custos de investimentos.

⁷ Como valores gerais encontra-se para hidrelétricas valores em torno de 50% da capacidade instalada. Para termelétricas é de 90% e para fotovoltaicas é de 15% da capacidade instalada.

ecológicos que compõem a biosfera, e pode ser convertida em formas de energia de qualidade superior para aproveitamento em atividades humanas, podendo ser utilizada diretamente pela conversão em , convertida em calor e de calor convertida em eletricidade através de sistemas heliotérmicos⁸, ou ainda convertida em eletricidade em dispositivos semicondutores denominados células fotovoltaicas, que transformam radiação solar em eletricidade através do efeito fotovoltaico. Devido à relativamente pequena intensidade de energia gerada por célula (tensão de 0,5 V por célula) várias células são conectadas em conjunto, em estruturas denominadas módulos fotovoltaicos, que são as unidades básicas de comercialização do mercado fotovoltaico. Módulos típicos geram potência em torno de 300 Wp. Para possibilitar o aproveitamento comercial, vários módulos são conectados, formando painéis fotovoltaicos⁹. Como os módulos geram corrente na forma contínua, são usados conversores CC/CA, ou Inversores, para converter para a forma alternada utilizada universalmente na rede comercial e equipamentos. Assim, a operação dos painéis fotovoltaicos requer diversos outros componentes e dispositivos, formando então um sistema fotovoltaico.

Devido à descontinuidade e intermitência da energia solar¹⁰, a conversão fotovoltaica também sofre variações. Para que não ocorra interrupção do fornecimento de eletricidade uma fonte de energia suplementar deve ser utilizada, como a eólica, hidrelétrica, termelétrica, baterias elétricas¹¹, e neste caso serão necessários dispositivos de supervisão e gerenciamento do fluxo de energia e conexão da fonte suplementar ao circuito consumidor, sendo este tipo de sistema denominado (*off grid*). No caso da própria rede de fornecimento de energia elétrica comercial ser utilizada para completar a energia necessária, o sistema é denominado (*on grid*) sendo necessárias, além das conexões e dispositivos de gerenciamento e controle, o uso de transformadores para adequação da energia gerada à rede de transmissão ou distribuição.

A **Figura 1** ilustra um sistema fotovoltaico *off-grid*.

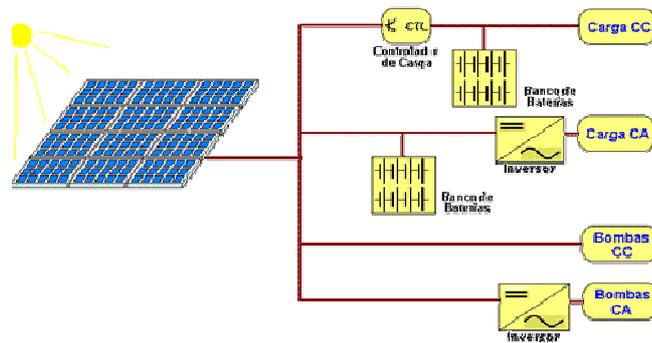
⁸Por meio de equipamentos como calhas, Fresnel, torre solar, disco concentrador parabólico etc.

⁹Em módulos de filme fino, uma única célula de grandes dimensões e maior capacidade de geração de energia ocupa toda a superfície.

¹⁰ A descontinuidade ocorre pela indisponibilidade de energia solar no período noturno. A intermitência é devido a variações na intensidade devido à pluviosidade e nebulosidade, por exemplo.

¹¹ As baterias podem armazenar a energia fotovoltaica gerada em horários onde a geração supera o consumo.

Figura 1 - Sistema Fotovoltaico



Fonte: CRESESB, 2008.

No que se refere ao local de montagem, conforme Sahu, Yadav e Sudhakar (2016), uma instalação fotovoltaica pode ser: a) montada em solo; b) montadas sobre o teto de residências, prédios e outros tipos de instalações; c) montadas sobre canais de água corrente; d) montadas sobre a superfície do oceano; e) montadas sobre reservatórios ou lagos: corpos d'água naturais ou artificiais, como os reservatórios de hidrelétricas.

Os sistemas fotovoltaicos como usinas fotovoltaicas fornecem acima de 5 MW conforme Resolução Normativa nº 687 da ANEEL, integrando a geração centralizada do sistema, e quando montados sobre o solo possuem como elementos integrantes os módulos fotovoltaicos, inversores, transformadores, estruturas de posicionamento e fixação dos módulos, fundações de concreto, parafusos e cabeamento, canaletas, e eventualmente rastreadores solares (SILVA; BRANCO, 2018), além da estrutura elétrica convencional de controle, gerenciamento, e conexão às linhas de transmissão.

Apesar dos sistemas fotovoltaicos não emitirem GEEs na sua operação e estarem associadas a emissões reduzidas em relação a outras fontes, elas também acarretam impactos ambientais negativos, como ocupação de grandes porções territoriais, custos de aquisição de terrenos, possibilidade de ocupação de áreas potencialmente produtivas, desmatamento, interferência no microclima na região, alterações na flora e na fauna, interferência na paisagem, dentre outros, sendo a fase de instalação a de impactos mais pronunciados.

Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes (FVF)

Nos sistemas fotovoltaicos flutuantes (FVF), os módulos fotovoltaicos são montados sobre flutuadores e posicionados sobre corpos d'água, sejam naturais como lagos, oceanos (*off-shore*), sejam reservatórios artificiais como os açudes etc., sendo esta a principal

diferença em relação à montagem tradicional dos painéis sobre solo¹² (Figura 2). Com este tipo de montagem são obtidas algumas vantagens sobre a forma tradicional de montagem dos módulos sobre solo:

- Eliminação da ocupação de vastas extensões de solo, bem como dos impactos supervenientes da ocupação, incluindo o desmatamento; Para Silva e Branco (2018) as FVFs solucionam principalmente os impactos de fotovoltaicas relacionados a desmatamento e ocupação de grandes territórios das usinas fotovoltaicas tradicionais.
- Melhor eficiência da conversão fotovoltaica pela redução da temperatura de operação;
- Redução da evaporação pela cobertura do corpo d'água, melhorando a disponibilidade hídrica;
- Redução dos custos de manutenção, pela disponibilidade imediata de água, facilitando a limpeza dos painéis;
- Quando instalados em reservatórios de hidrelétricas pode formar com esta um sistema híbrido operando de maneira complementar, beneficiando-se tanto da economia de água proporcionada pela redução da evaporação, que pode ser convertida em energia (efeito “bateria virtual”), beneficiando-se da melhor eficiência.

Dentre as desvantagens, cita-se o custo superior ao sistema fotovoltaico sobre o solo (15 a 30% mais caro), embora tenha um tempo de retorno de investimento menor.

A

Figura 2 mostra um conjunto fotovoltaico com a estrutura de flutuadores exposta.

Figura 2 - Aspecto de um sistema fotovoltaico flutuante



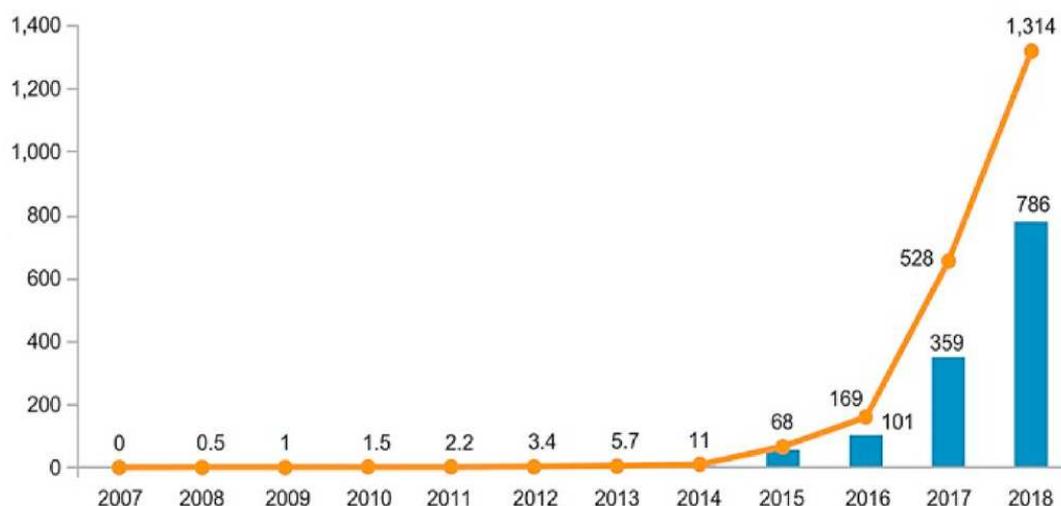
Fonte: GORJAN (2020).

¹²Sucintamente, são usinas fotovoltaicas, montadas sobre superfícies de corpos d'água.

Histórico e evolução das FVFs

A primeira FVF foi construída em 2007 em Aichi, no Japão, pelo *Japan National Institute of Advanced Industrial Science*, com capacidade instalada de 20kW. Em 2008, a primeira FVF comercial é inaugurada em *Napa Valley*, na Califórnia, Estados Unidos Zhou *et al.* (2020), usando módulos instalados no corpo d'água e nas margens. No Japão a tecnologia é ligada ao melhor aproveitamento dos escassos recursos hídricos. Nos EUA a está mais vinculada à economia de custos com energia. Em 2010 foi implantada FVF utilizando módulos de filme fino, e em 2011 FVF com concentrador de luz e FVF com rastreadores solares (RODRIGUES; RAMALHO; MEDEIROS, 2020). A partir do ano de 2015 a tecnologia começa a apresentar um maior crescimento de seu uso, aproximadamente triplicando a capacidade anual instalada, conforme ilustra a **Figura 3**

Figura 3 - Evolução da capacidade instalada de FVF



Fonte: Banco Mundial (2019).

Alguns sistemas fotovoltaicos flutuantes no Brasil foram planejados ou já estão implantados¹³:

1. UHE Porto Primavera e Rosana, SP (2016), a primeira FVF brasileira, em funcionamento desde 2016, com 50kWp e 440VAC.

¹³ Havia previsão de instalação de uma FVF no reservatório da UHE de Balbina, com capacidade final total de 5MWp, porém o projeto foi desativado.

2. UHE de Sobradinho (2018). Fase inicial de 1MW formada por 158 x 24 módulos de 265Wp, tensão de saída de 540 /850 V(cc). Potência final de 2,5 MWp.

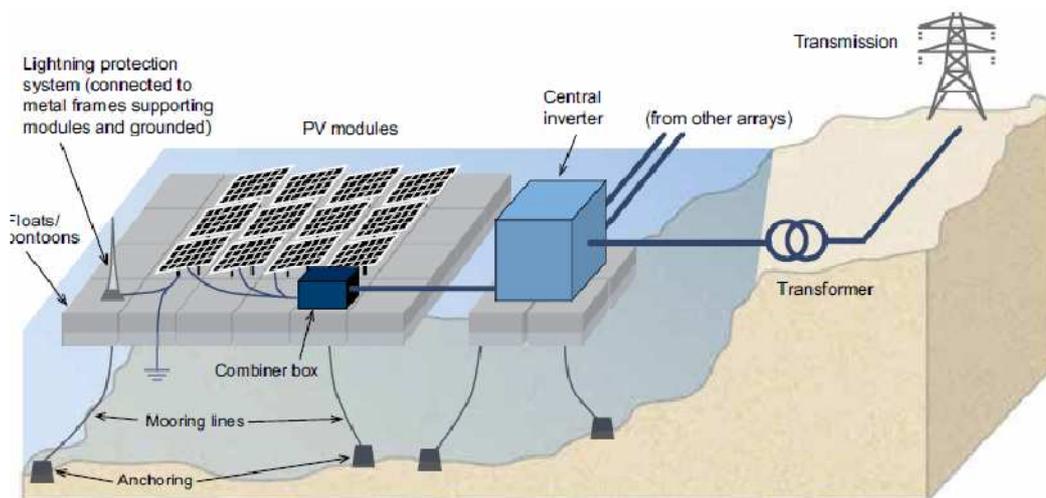
Aspectos tecnológicos

Uma FVF é composta pelos seguintes componentes a) sistema de flutuação, b) sistema de ancoragem, c) Sistema fotovoltaico, e d) Cabeamento Choi (2014). Para Sahu, Yadav e Sudhakar (2016) os componentes da FVF são o pontão, os flutuadores, os sistemas de ancoragem, os módulos fotovoltaicos, cabos e conectores.

Transformadores são necessários para conexão à rede de distribuição (ou à rede de transmissão). Os componentes estão ilustrados na **Figura 4**

Figura 4.

Figura 4 - Arquitetura básica de uma FVF na modalidade *on grid*



Fonte: World Bank Group.

Os módulos fotovoltaicos são montados sobre os flutuadores e conectados mecanicamente, formando “ilhas fotovoltaicas”. Os conjuntos são ancorados no leito do corpo d’água através de cabos, e devem possuir um sistema de ancoragem que permita ao sistema conformar-se à movimentação natural das águas, compensando as oscilações e esforços aplicados. Todo o sistema é conectado eletricamente à carga por meio de cabos e conexões elétricas. No caso de conexão à rede de transmissão também são necessários transformadores e controladores.

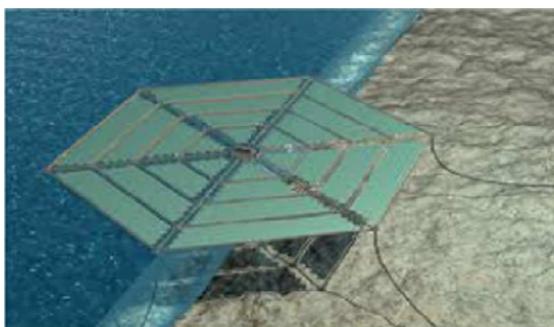
Em relação ao sistema de flutuação, Ferrer-Gisbert *et al.* (2013) identificam os seguintes componentes: módulos flutuantes, juntas intermódulos, juntas elásticas e ancoramento. O uso de rastreadores nos painéis pode aumentar a eficiência do sistema fotovoltaico flutuante, da mesma forma que nos sistemas instalados em solo. Segundo

Cazzaniga *et al.* (2012) o incremento na eficiência é de até 25% para rastreadores verticais e de 50 a 60%, quando conjugados com resfriamento, segundo estudo com protótipo.

Algumas arquiteturas de sistemas fotovoltaicos flutuantes foram listados por Sahu, Yadav e Sudhakar (2016):

1. FVF rotativa com refrigeração ativa e concentrador;
2. FVF com rastreamento, resfriamento e concentrador (FTCC);
3. Fotovoltaica com painéis solares submersos, com aumento de 20% na eficiência.
4. Design flexível hexagonal : usa painéis de filme fino dispostos em configuração hexagonal (Figura 5), ancoragem nos vértices, transformador no centro, com vantagens mecânicas e de flutuação para ilha fotovoltaica, bem como para a manutenção¹⁴.

Figura 5 - UFVF hexagonal otimizada



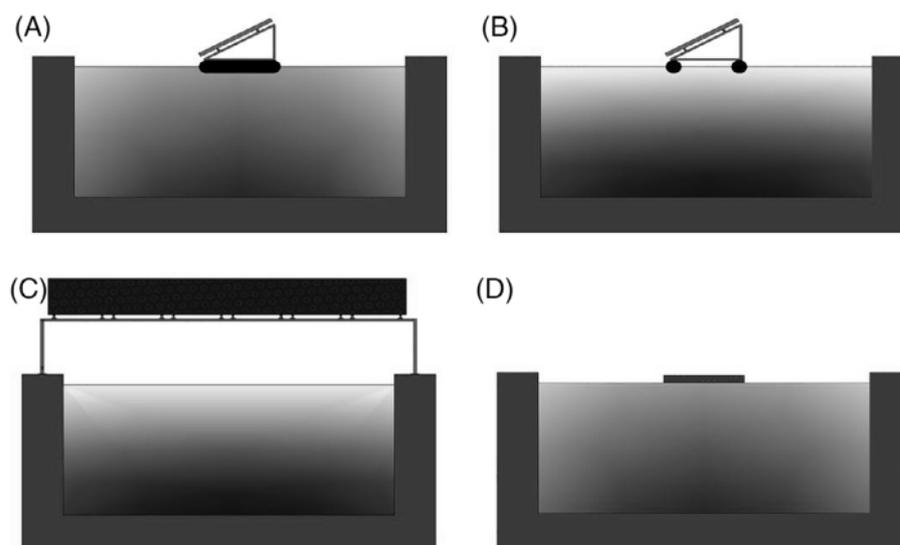
Fonte: Sahu, Yadav e Sudhakar (2016).

Tipos de sistemas de flutuação

As os sistemas de flutuação podem receber diversas configurações. Bontempo Scavo *et al.* (2020), em seu estudo sobre a influência da configuração os flutuadores na evaporação, elencou as seguintes configurações ilustradas na **Figura 6**.

Figura 6 - Tipos de flutuadores

¹⁴Kurzbeschreibung_SUNdy_Offshore-Solarfeldkonzept.pdf (energie-experten.org).



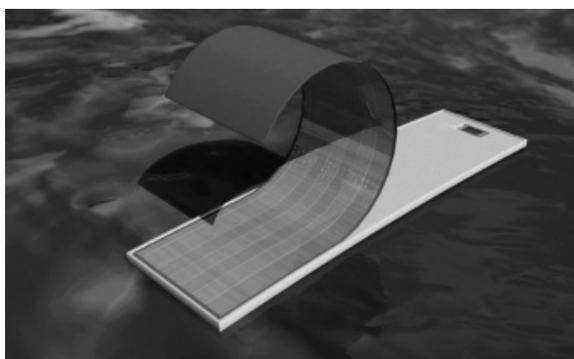
Fonte: Bontempo Scavo *et al.* (2020).

Onde:

- (A) Sistemas flutuantes que cobrem totalmente a superfície da água abaixo do módulo;
- (B) Sistema de flutuabilidade tubular (não cobre toda a superfície abaixo do módulo);
- (C) Sistemas instalados sobre canais, apoiados no solo a partir das margens;
- (D) Flutuantes flexíveis em contato direto com a água.

Os módulos são de filme fino e os flutuadores são esponjosos, conformando-se ao movimento natural das águas. Na estrutura hexagonal citada por o módulo de filme fino é fixado sobre um flutuador de espuma completamente plano, conforme se verifica na **Figura 7**:

Figura 7 - Aplicação de filme fino a flutuador de espuma.



Fonte: Sahu, Yadav e Sudhakar (2016).

A Nota Técnica EPE 2019 considera os seguintes tipos de flutuadores para FVFs:

- Flutuadores para sustentação direta dos módulos fotovoltaicos, sendo a fixação mecânica realizada pela própria estrutura do flutuador;
- Flutuadores que sustentam uma base metálica de sustentação dos módulos fotovoltaicos;
- Estrutura de flutuação sustentando membranas ou tapetes;
- Estruturas tubulares de sustentação coletiva dos módulos.

Flutuadores

Os flutuadores e encaixes comercialmente disponíveis são fabricados em sua maioria em material plástico são ensaiados para resistirem condições climáticas severas. Os seguintes ensaios são listados para o flutuante *Hydrelio*®¹⁵:

1. Raios ultravioleta: (ASTM G154 e ISO 4892-2): importante por se tratar de componente exposto aos raios UV.
2. Temperatura até 50° C (norma ASTM G154 e ISO 4892-2, testado por 40.000h acumulado com UV)
3. Vento (norma 493-NR-2015-12): Flutuadores e sistemas de fixação testados até 60m/s
4. Neve (-20°C, 30 cm de neve, 1000N/m²).
5. Potabilidade: NORMA BS 6920:2000: para sistemas instalados em reservatórios onde a água é utilizada para abastecimento e consumo das populações do entorno do reservatório.
6. Névoa salina: norma JIS H 8502:1999 (corrosão por sal) e operação na água salgada – norma ISO 9223. Estas condições são importantes para sistemas *off shore* montados nos mares e oceanos, devido à salinidade da água.

Montagem das FVF.

¹⁵ <https://ciel-et-terre.net/>

Os flutuadores geralmente são desenhados de modo a facilitar a montagem por encaixe e fixação simples, permitindo que a montagem ocorra por encaixe e lançamento sobre a água de maneira facilitada e rápida ($1,7\text{kW/homem-hora}^{16}$), não requerendo mão de obra especializada, nem ferramentas especiais. **A Erro! Fonte de referência não encontrada. Figura 8** ilustra flutuadores sendo montados, conectados mecanicamente e lançados na sequência sobre o reservatório.

Figura 8 - Montagem e lançamento de flutuadores



Fonte: SERIS, (2019).

Módulos fotovoltaicos

A escolha do módulo fotovoltaico empregado nos sistemas impactará diretamente na produção bruta de energia, bem como determinará por meio da geometria o fator de ocupação da instalação, os custos de manutenção, por meio do MTBF e vida útil, dentre outros fatores. Existe grande disponibilidade de modelos de módulos fotovoltaicos no Brasil. As principais tecnologias de manufatura de células fotovoltaicas são o silício monocristalino, silício policristalino, filme fino e célula híbrida. A **Tabela 1** compara as principais características entre as três principais tecnologias, conforme Villalva (2015).

Tabela 1 - Tecnologias de células fotovoltaicas

PARÂMETROS	Si mono	Si poli	Filme fino
Eficiência	15 a 18%	13 a 15%	7,9 a 9,5%
Corrente painel (A)	8	8	2
Resposta ao sombreamento	Normal	Normal	Ótima

¹⁶Segundo a ISIFLOATING, a instalação de seu sistema demanda uma equipe de 4 pessoas por 17 dias para instalação de cada 1MW, uma métrica de 1,5 kW/homem/hora. Nenhuma especialização é necessária à instalação (apenas ferramentas “IKEA”)

PARÂMETROS	Si mono	Si poli	Filme fino
Custo	Elevado	Elevado	baixo
Coefficiente de temperatura	-	-	Menor
Vida útil	-	-	Menor
Processo básico	Lingote/dopagem	Lingote/dopagem	Deposição
Temperatura de manufatura	1500	1500	200 a 500°C
Uso de matéria prima e energia	-	-	Baixa
Complexidade da tecnologia (relativa)	-	-	Baixa

Dentre as tecnologias inovadoras a mais promissora são os módulos bifaciais, com as duas faces do módulo convertendo energia. Utilização do Efeito triboelétrico para geração de energia a partir da pluviosidade e a célula fotovoltaica que gera energia do contraste luz e sombra são algumas das tecnologias que podem impulsionar a indústria fotovoltaica.

Eficiência dos módulos

A eficiência do módulo fotovoltaico reduz-se com o aumento da temperatura, em cerca de 0,4 a 0,5%/°C. Como os módulos operam próximos à lâmina d'água, sua temperatura de operação é menor, levando a um aumento na eficiência na conversão de energia. Este efeito é identificado como a principal vantagem em termos de conversão de energia deste tipo de sistema em relação aos sistemas fotovoltaicos instalados em terra, segundo Sahu, Yadav e Sudhakar (2016) e Durković e Durišić (2017). O aumento de eficiência é em média de pelo menos 11% segundo Stiubiener *et al.* (2020). Galdino e Olivieri (2017) apontam, porém que o ganho de eficiência é função da temperatura de bulbo molhado, sendo, portanto, dependente tanto da temperatura quanto da umidade. Ainda há que considerar que os estudos que estimam os ganhos de eficiência em até 11% foram realizadas em instalações situadas em clima temperado (Coréia, por exemplo), enquanto o clima das UHEs da Amazônia, por exemplo, é tropical e úmido. Na mesma tendência conservadora Silvério *et al.* (2018) consideram em 7% de melhoria de eficiência nos painéis. A Nota Técnica EPE (2020) lista uma variedade de valores desde 25% apresentados pelos fabricantes de estruturas, até 4% em relação a estrutura fixa e menos ainda quando a estrutura tem rastreadores. Assim, se observa que o resfriamento

evaporativo é dependente do bulbo úmido local, que depende da temperatura local, que depende do bulbo seco e velocidade do vento, reforçando a idéia de que as condições na Amazônia podem não ser tão favoráveis às estimativas mais altas de ganho de eficiência.

Uso de Seguidor Solar - *Tracker*

Em 2011 foram utilizados pela primeira vez rastreadores solares em FVF (RODRIGUES; RAMALHO; MEDEIROS, 2020). Os ganhos em relação à estrutura fixa podem chegar a 20% (GUARNIERI, 2017). Experimento realizado por (CAMPANA et al., 2019) estimou que a geração do sistema FVF com rastreadores foi de cerca de 5% a mais que o sistema tradicional de referência, porém com custos mais elevados e em ambiente aquático confinado. A instalação de rastreadores nos módulos ou nos painéis de sistemas fotovoltaicos é comum e predominante em projetos no solo, porém não é aconselhável em flutuantes, pois a ondulação natural das águas provoca esforços mecânicos acelerando o processo de falha dos rastreadores. Uma exceção pode ser o uso de ilhas flutuantes cujo rastreamento é alcançado com a rotação da ilha inteira para ajustar a melhor posição dos módulos em relação ao percurso do sol, melhorando a eficiência global do sistema.

Módulos bifaciais

O uso de módulos bifaciais em geral aumenta a geração em relação aos sistemas montados em base fixa ou no solo, melhorando a eficiência pelo aproveitamento do albedo na contraface do módulo, com geração proporcional ao albedo da superfície onde foi instalado o módulo. O fator de bifacialidade é definido como a razão entre a potência na face secundária (traseira) e a potência na face principal (frontal) sendo tipicamente, de 85% a 95%, enquanto a geração de energia com este tipo de módulo atinge acréscimos de 10% a 50% (GARRO ETXEBARRIA, 2018). Segundo a Nota Técnica EPE (2020), o aproveitamento do albedo da água pode não ocorrer de maneira vantajosa, pois a reflexão da água ocorre majoritariamente de maneira especular, dificultando o aproveitamento pela face posterior dos módulos, que ocorreria de maneira vantajosa apenas em alguns lapsos temporais. Além desta dificuldade, o relatório aponta que alguns flutuadores bloqueiam totalmente a superfície da água, atenuando a vantagem. Há relatos de FVFs utilizando módulos bifaciais sustentados por flutuadores com tratamento em cor branca, com o flutuador compensando a ausência de albedo natural. Porém ainda não há publicações com os resultados.

FVFs em reservatórios de UHEs

Os sistemas híbridos utilizam duas ou mais fontes de energia para gerar eletricidade com gerenciamento dos recursos disponíveis e de forma coordenada, podendo haver alguma forma de complementaridade entre as fontes, o que permitirá que o sistema opere de forma otimizada, conforme Pinho e Galdino (2014). Segundo estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2018) os sistemas híbridos podem ser adjacentes, associados, híbridos em sentido estrito ou ainda Portfólios comerciais, sendo de interesse para o presente estudo as seguintes configurações:

1. **Adjacentes:** com as fontes compartilhando o reservatório, porém operando de maneira independente. É o caso das usinas fotovoltaicas flutuantes instaladas nos reservatórios de UHEs com operação independente¹⁷.
2. **Associadas:** É o caso da FVF instalada em reservatório de UHE operando em complementaridade, compartilhando a estrutura de transmissão. Além do compartilhamento, as híbridas associadas FVF+UHE realizam a geração de maneira coordenada.

Uma FVF instalada sobre reservatórios de UHEs pode compartilhar a estrutura de equipamentos e de linhas de transmissão já existente. Conforme observa Galdino e Olivieri (2017) a legislação brasileira permite que a estrutura admita sobrecarga de 120% por 4 horas e de 140% por 30 minutos. Para permitir o compartilhamento, quando a FVF gera acima de centenas de MW, a arquitetura do sistema flutuante deve ser tal que permita a divisão em subsistemas, permitindo o fluxo de grandes blocos de energia na estrutura interna da usina, conforme Silvério *et al.* (2018), devendo a usina ser construída longe da subestação da UHE, devido ao uso da água e outras questões ambientais.

Segundo Galdino e Olivieri (2017) para que a operação coordenada seja viável é necessário que a geração da FVF tenha a mesma magnitude da hidrelétrica. Ainda conforme os mesmos autores, a combinação entre FVF e UHE apresenta dificuldades devido à intermitência e variações rápidas da fonte fotovoltaica, que tornam difíceis de integrar ao sistema brasileiro, que requer estabilidade. A constante de tempo da geração da UHE é alta, tornando difícil compensar as variações muito rápidas da energia gerada pela FVF, por isso

¹⁷ Dois aspectos da regulação da geração impactam neste tipo de configuração: a obrigatoriedade de conexão ao SIN na capacidade das usinas, e o valor assegurado (genérico) de 15% estabelecido para as usinas fotovoltaicas.

operação combinada demandaria a instalação de baterias, tornando o sistema mais complexo e mais caro. Para os autores o mais correto em termos operacionais é trabalhar com a FVF adicionando energia ao sistema, de maneira independente.

Estudo de Silvério *et al.* (2018) sobre operações coordenadas de FVFs e UHEs em tipo reservatório a fio d'água, concluiu que para o aproveitamento de forma coordenada, a potência da FVF deve ser limitada à capacidade instalada da UHE. No caso das UHEs tipo reservatório, a área ocupada geralmente não deverá causar interferência em outras atividades e usos, porém no caso de fio d'água a ocupação é maior devido ao menor tamanho do reservatório. Velloso (2017) e Mouriño *et al.* (2016) destacam a importância desses sistemas para a regularização dos níveis dos reservatórios em hidrelétricas.

Complementariedade

A complementariedade entre fontes de energia renováveis é capacidade de uma ou mais fontes de estarem disponíveis de maneira complementar no tempo, no espaço ou em ambos, de modo que uma delas esteja disponível num determinado período ou região onde a outra não está disponível, conforme Beluco, Krenzinger e Souza (2016). A complementariedade é uma avaliação importante diante da escassez ou variabilidade decorrente da sazonalidade, intermitência e não continuidade de fontes, o que é o caso das fontes renováveis. O regime de cheias e vazantes dos rios amazônicos resulta em diferenças pronunciadas entre os níveis máximo de cheia e mínimo de vazante, sendo desejável que a produção de energia fotovoltaica, que também experimenta variação ao longo do ano, complemente a produção de energia hidrelétrica.

Evaporação

Os reservatórios das UHEs brasileiras situam-se em região tropical, sujeitos a altas temperaturas, o que resulta em desperdício de água por evaporação. Em reservatórios artificiais criados para finalidades específicas como agropecuária, irrigação, abastecimento de água, geração doméstica de eletricidade e outros, a instalação de FVFs proporciona tanto a geração de eletricidade para serviços auxiliares à finalidade do reservatório, quanto sombreamento para redução da evaporação, preservando água no reservatório que será revertido nas finalidades específicas do reservatório. Em hidrelétricas o sombreamento proporcionado pela cobertura do reservatório com painéis fotovoltaicos reduz a evaporação,

gerando em maior disponibilidade de água no reservatório, acumulando energia potencial na forma de massa de água para conversão em eletricidade nas turbinas, contribuindo para a formação da "bateria virtual".

A evaporação de água nos reservatórios de hidrelétricas causa perda de massa de água que estaria de outra forma disponível para conversão, portanto num reservatório de hidrelétrica, a evaporação pode ser traduzida em termos de perdas energéticas. Porém, qualquer que seja o tipo de reservatório, quando a quantidade evaporada ultrapassa o ciclo hidrológico normal, além da perda de energia, também pode prejudicar os ecossistemas e os usos socioeconômicos do corpo d'água já estabelecido no reservatório. Enquanto o efeito da evaporação na produção de energia afeta em maior ou menor grau todos os reservatórios de UHEs, o grau de impactos ecológicos, biológicos e socioeconômicos dependem de características de cada reservatório.

Estudos demonstram que o uso de FVFs tem impacto positivo na evaporação em reservatórios. A redução de fluxo de circulação de ar e bloqueio da incidência direta dos raios solares reduzem a evaporação (SPENCER *et al.*, 2019). Modelos matemáticos para modelar a evaporação em reservatórios foram sintetizados na forma de relações empíricas por Mittal, Kumar Saxena e Rao (2017), e Vieira *et al.* (2015), avaliando o impacto da cobertura proporcionada pela usina FVF. A redução de evaporação devida à cobertura de um corpo d'água é um efeito que resulta da combinação entre redução da radiação solar e de efeitos aerodinâmicos na superfície do reservatório, segundo relata Rodrigues, Ramalho e Medeiros (2020).

Bontempo Scavo *et al.* (2020) estudaram modelos de evaporação em reservatórios parcialmente cobertos com estrutura flutuantes, comparando os resultados obtidos para diversas estruturas de cobertura e percentuais de cobertura dos reservatórios. Dentre os modelos estudados, está o tipo de estrutura proposta para as usinas FVF no presente estudo. Os resultados demonstraram que a quantidade de água evaporada depende tanto da proporção do reservatório coberta, quanto das características construtivas do sistema, com redução de até 42% da evaporação para uma cobertura de 30% do reservatório Lentini Lake (isolado, sem fluxo de água), cuja área é de 12km² e profundidade de 10m. Sahu, Yadav e Sudhakar (2016) citam a redução de evaporação de até 33% em reservatórios naturais e de até 50% em artificiais.

Pesquisa de Farfan e Breyer, (2018) em reservatórios no mundo inteiro estimou uma economia na evaporação de 74 bilhões de m³, o que além de contribuir para o melhor aproveitamento do reservatório, disponibilizaria 142,5 TWh em termos energéticos mundiais.

Bateria Virtual

Para (FARFAN; BREYER, 2018) sob a configuração de “bateria virtual” um sistema híbrido de UHE e FVF pode suprir a energia a ser injetada transmitida na rede com a energia fotovoltaica durante o período de pico da irradiação, enquanto UHE diminui sua vazão e o reservatório acumula ou apenas acumula massa de água para uso nos períodos de diminuição e ausência de irradiação solar. Neste caso o reservatório atua como bateria e a carga de energia potencial é a água acumulada.

Em estudo sobre uso de FVF em reservatórios brasileiros avaliaram o efeito “bateria virtual”, com a capacidade da FVF igual à instalada na UHE, operando em capacidade máxima durante o dia e a UHE operando apenas para estabilizar a geração, acumulando água para operação à noite ou em dias chuvosos Stiubiener *et al.* (2020). Esses estudos concluíram que as condições do Brasil são expressivamente favoráveis para o uso deste tipo de tecnologia, citando como vantagens: geração de energia “firme”, ou garantida com uso moderado da superfície, uso da infraestrutura da UHE e do sistema de transmissão já existentes, aumento da disponibilidade de energia do reservatório para a UHE, pela supressão de evaporação pela porção coberta e ausência de emissões de GEE. Como desvantagens citam impactos nas dimensões econômicas e políticas, além a saúde da população no entorno e impactos na preservação do meio ambiente. A instalação da FVF no reservatório hidrelétrica permite que a hidrelétrica diminua a vazão de água, armazenando energia potencial, num efeito conhecido como “Bateria Virtual, mediante os seguintes mecanismos descritos a seguir:

Com as usinas conectadas operando em complementariedade:

- a. A energia adicional gerada na fotovoltaica permite redução da vazão de água no período diurno, de modo que seja acumulado um volume na hidrelétrica para uso no período noturno, quando não há geração fotovoltaica.
- b. Nos períodos de cheia dos rios, a energia adicional gerada na fotovoltaica pode ser adicionada à da UHE, permitindo redução da vazão de água, acumulado um volume a ser utilizado no período de estiagem.

- c. No período de vazante, que dependendo das características locais coincide com períodos de maior calor e incidência solar, as cotas nos reservatórios diminuem. Porém, a geração fotovoltaica produz seu máximo de eletricidade, compensando a geração reduzida da hidrelétrica, permitindo que a hidrelétrica diminua a vazão e economize água.

Geração de créditos de carbono

Os créditos de carbono são um conjunto de mecanismos¹⁸ estabelecidos pelo Protocolo de Quioto (1997) para possibilitar o cumprimento da meta de redução de emissões de gases do efeito estufa. Projetos de redução de emissões geram unidades negociáveis denominadas Reduções Certificadas de Emissões (RLE), que equivale a uma tonelada de dióxido de carbono equivalente. Segundo Oliveira, Leoneti e Cezarino (2019):

"[...] As reduções certificadas de emissões (RCE) são resultados de projetos cuja existência permite a geração de créditos de carbono. Uma unidade de RCE é igual a uma tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente, calculada de acordo com o Potencial de Aquecimento Global (*Global Warming Potential - GWP*), índice divulgado pelo *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)* e utilizado para uniformizar as quantidades dos diversos GEE em termos de dióxido de carbono equivalente, possibilitando que reduções de diferentes gases sejam somadas.[...]"

Este valor varia de acordo com as condições de conversão, dentre outros fatores. Kim, Oh e Park (2019) utilizam um valor de referência de 0,4415 tCO₂/MWh em pesquisa conduzida na Coreia.

No Brasil, o valor de referência reflete as características da geração e conversão em eletricidade da matriz¹⁹. A Tabela 2 sintetiza alguns valores de referência para a eletricidade presente no SIN e para alguns combustíveis utilizados na geração termelétrica de eletricidade, conforme (RUPP; LAMBERTS, 2017).

Tabela 2 - Valores de referência (t.CO₂/MWh)

Combustível	Fator de Emissão de CO ₂ (t.CO ₂ /MWh)
Eletricidade – SIN*	0,090

18Os Mecanismos de Desenvolvimentos Limpos permitem que países com grande compromisso de emissões invistam em projetos em países em desenvolvimento, gerando créditos que abatem seu passivo de emissões.

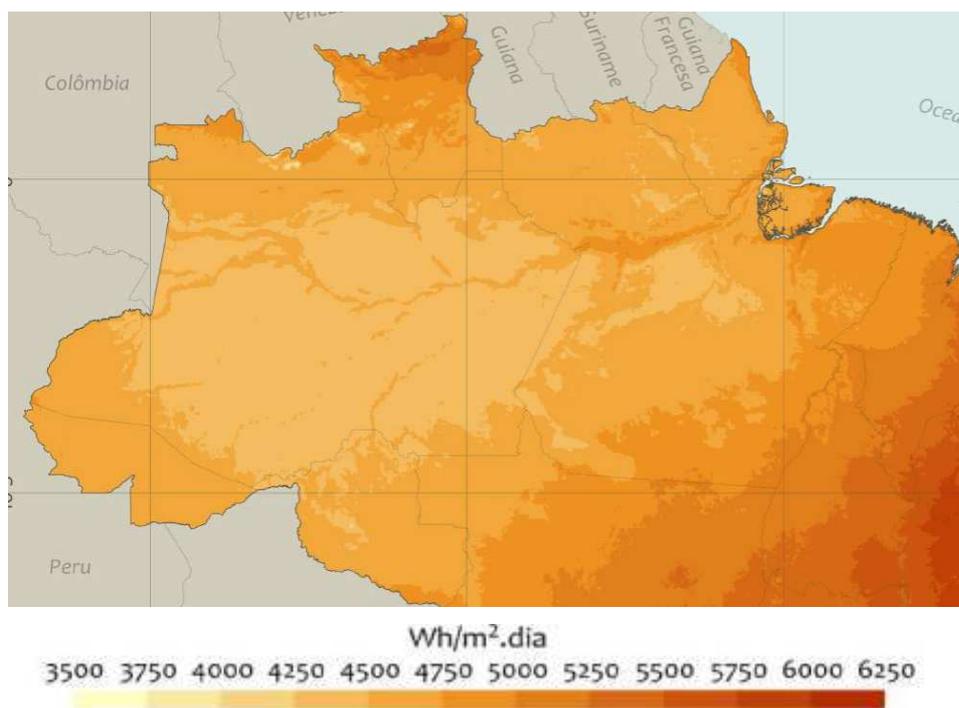
19a referentes à geração preponderantemente hidrelétrica, organização em sistema integrado e de uso de termelétricas.

Gás natural ciclo simples	0,532
Gás natural ciclo combinado	0,367
Óleo Diesel	0,762

Uso de FVFs na Amazônia

A Amazônia brasileira ocupa uma área de aproximadamente 5.015.067,75 km², .média brasileira de insolação diária atinge 5 kW/m²/dia, com a região Nordeste apresentando variabilidade de 5,7 a 6,1 e a Região Norte de 5,2 a 5,8 conforme Pinto (2014). Em relação à Amazônia, a existência de uma rigorosa e extensa estação chuvosa impacta o potencial energético solar da região, pois a nebulosidade é um fator de atenuação, conforme estudo de Borma e Nobre (2013). Não obstante, a insolação na região Norte ainda é em torno de 35% superior à da Alemanha, que é um dos países líderes em aproveitamento da energia solar, cujo melhor marca é de 3,5 kW/m² conforme Villalva (2015) demonstrando que o aproveitamento da energia solar é vantajoso na região. A Figura 9 ilustra a distribuição da média anual da irradiação no noroeste do território brasileiro, onde se situa a maior parte da Amazônia Legal brasileira.

Figura 9 - Média anual da irradiação na região Amazônica brasileira



Fonte: adaptado do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2017)

Uma avaliação preliminarmente da viabilidade do local de implantação de projetos fotovoltaicos flutuantes é disponibilizada pelo Banco Mundial no livro “Where Sun Meets Water: FLOATING SOLAR HANDBOOK FOR PRACTITIONERS”, SERIS (2019), sendo adaptada e reproduzida na **Tabela 3**, e comentada para as condições majoritárias dos grandes (em termos de superfície) reservatórios de hidrelétricas situadas na Amazônia brasileira.

Tabela 3 - Critérios de escolha de locais.

Fatores	CRITÉRIOS		Reservatórios de UHEs na Amazônia.
	Alta performance	Baixa preferência	
Localização	Facilmente acessível por rodovia ou estrada; situada em local seguro ou com acesso restrito; local próximo a instalações de manufatura ou portos de logística simplificada.	Lugares remotos, com altos custos de transporte.	Os acessos às UHEs proporcionam acesso e logística, e acesso a portos. Maior parte não possui grandes aglomerações humanas no entorno (exceção: Jirau/Santo Antônio).
Tempo e clima	Alta irradiação solar, pouco vento ou tempestades, águas calmas. Regiões secas, onde conservação de água é importante	Regiões frias com água congelada. Regiões com ventos fortes, com risco de desastres naturais, como tufão, tsunami. Regiões com enchentes sazonais e secas que exponham o leito do reservatório.	Irradiação excelente, vento moderado, com ventanias ocasionais. Regulação de cheias pelo reservatório da UHE. Possibilidade de vazantes extremas (mudanças climáticas)
Tipo de corpo d'água	Reservatório artificial, hidrelétricas, corpos d'água criados para aplicações, industriais, águas residuais de atividade mineral, açudes de irrigação	Lagos naturais Locais de turismo ou usados para recreação	Serão analisados reservatórios de hidrelétricas, com atividades e outros usos da água, em escalas diversas.
Características do corpo d'água	Formato regular Abertura ampla para norte/sul	Faixas estreitas entre montanhas (vales profundos) Presença de ilhas e obstáculos no corpo d'água	Formato irregular, porém ocupando grandes superfícies, sem obstáculos para norte-sul. Presença de ilhas em alguns dos reservatórios.
Gerenciamento do corpo d'água	Proprietário único Propriedade de pessoa jurídica	Vários proprietários Proprietário pessoa física	Águas de pessoas jurídicas de direito público
Condições do subsolo e condições do solo	Águas pouco profundo e leito regular; Solo consistente, para ancoragem; Leito livre de cabos, dutos, construções submersas, e outras estruturas.	Terreno lamacento, não firme, dificultando a ancoragem	Reservatórios pouco profundos. Leitões livres de cabos e ruínas de cidades.
Condições da água	Água fresca, com baixa salinidade e dureza.	Água salgada. Água suja ou com corrosivos. Água com propensão à bioincrustação.	Água corrente, doce, porém com tempo residual relativamente alto (ambiente lótico); Necessário estudo da composição da água efetivamente acumulada.
Outras condições	Existência de infraestrutura elétrica, linhas de transmissão Facilidade de acesso à água. Área de entorno suficiente para implantação e colocação de equipamentos elétricos. Consumo próprio (tratamento de águas residuais, irrigação, etc).	Sem infraestrutura elétrica Acesso à água dificultado por muros, contenções, tanques, e outras estruturas; Horizonte encoberto (montanhas, por exemplo) Fontes de poluição próximas (chaminés, queimadas, pedreiras)	Com infraestrutura elétrica, e baixa ocupação no entorno.
Ecologia	Ecologia simples e robusta .	habitat natural de espécies protegidas, grande população de pássaros, espécies aquáticas sensíveis à temperatura da água, oxigênio dissolvido e luz	Biodiversidade e ecologia original complexa, porém já alterada e comprometida pela formação do reservatório da UHE.

Pelos critérios do Banco Mundial as condições são favoráveis para a implantação de usinas fotovoltaicas flutuantes nos grandes reservatórios de hidrelétricas na Amazônia brasileira. Não se levou em consideração a diversidade de condições entre os grandes reservatórios e nem as condições dos pequenos reservatórios, como os de PCHs.

MATERIAIS E MÉTODOS

A presente pesquisa é de cunho descritivo, coletando dados na literatura especializada e em repositórios públicos de dados na rede mundial de computadores para qualificar e quantificar os elementos do problema proposto. A fase de prospecção e coleta dos dados foi realizada de forma bibliográfica, sendo posteriormente utilizados os dados secundários obtidos, não tendo sido realizados ensaios e experimentos práticos. Os dados foram extraídos de bancos de dados públicos bem como em artigos científicos e resultados de pesquisas na literatura especializada. A análise foi realizada usando os métodos de modelagem, cálculos, e estimativas para comparar impactos ambientais, utilizando abordagens tanto quantitativas quanto qualitativas, a depender do impacto avaliado. Trata-se de uma pesquisa aplicada com o objetivo de avaliar o uso de uma tecnologia em relação ao modelo atualmente utilizado, além da avaliação geral de impactos de uma FVF na região Amazônica.

A seguir são detalhados os métodos para cada uma das etapas da pesquisa.

Estimativa da Demanda e custo da energia

Foi utilizada a previsão de geração e a previsão de construções de novas hidrelétricas a partir das publicações do “Plano Decenal de Expansão de Energia MME 2029 - ed 2020”, publicado pelo Ministério das Minas e Energia, e do “Caderno Estudos DEE 2019_27.01.2020 (rev 7)”, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A comparação de custos de instalação e manutenção foi realizada a partir de dados da NOTA TÉCNICA PR 07/18 - Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050 publicado pela EPE em conjunto com o MME, através da construção de tabelas demonstrativas. A comparação foi realizada entre hidroeletricidade e geração fotovoltaica montada em solo e posteriormente entes esta e a geração fotovoltaica flutuante, conforme informações da “Nota Técnica Solar Fotovoltaica Flutuante”, publicada pela EPE. Os custos

das medidas socioambientais estão de acordo com dados da NT PR 007-2018 - Premissas e Custos Oferta de Energia Elétrica.

Seleção dos reservatórios

Foram avaliados os reservatórios de hidrelétricas localizadas na Amazônia brasileira e conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) conforme informações do banco de dados do Sistema Nacional de Acompanhamento de Reservatórios, mantido pela Agência Nacional de Águas (ANA), por serem reservatórios com superfície considerável, em sua maioria localizados em região com baixa densidade demográfica, boa disponibilidade sazonal de energia solar devido à proximidade da linha do Equador, e histórico de impactos ambientais severos a serem compensados e relevância ambiental global da região amazônica. Os dados dos reservatórios foram obtidos nas páginas oficiais dos reservatórios, páginas das agências oficiais de energia, pesquisas relacionadas na literatura especializada.

Irradiação nos reservatórios

Os dados de irradiação foram obtidos da página do CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito), a partir da aplicação *SunData* (v 3.0) disponível na rede mundial de computadores, bastando inserir as coordenadas da localidade. A informação retornada é apresentada como irradiação solar diária média mensal na unidade kWh/m².dia.

O sistema *SunData* foi desenvolvido pelo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB)²⁰. Neste sistema, os dados de entrada são as coordenadas geográficas. O sistema fornece resultados para as três estações de medição mais próximas. Para cada estação, o sistema fornece quatro sequências de dados, uma referente ao plano horizontal, e três outras inclinações, calculadas de acordo com as equações desenvolvidas por Liu e Jordan (1962), e Klein (1977), a partir dos valores medidos no plano horizontal. Os três ângulos além do plano horizontal são a inclinação igual à latitude da localidade, a inclinação que resultou na maior média diária, e a inclinação que resultou na maior dentre as médias mínimas diárias. Estes dados de inclinação são fornecidos como opções para subsidiar decisões de engenharia com relação à instalação dos módulos: o ângulo igual à latitude é indicado para localidade cujas latitudes são menores ou em torno de 10°. O ângulo que corresponda à maior incidência média de energia é indicado para sistemas que

²⁰Acessível na página “<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>”.

objetivem produção bruta, como os grandes sistemas fotovoltaicos *on grid* ligados ao Sistema Interligado Nacional – SIN, enquanto o ângulo correspondente à maior entre as menores médias diárias é indicado quando o que se busca é estabilidade ou confiabilidade da produção de energia.

Como as usinas FVF serão conectadas ao SIN, será considerada a inclinação que apresenta a maior média anual teórica, medida na menor distância em relação à UHE para minimizar erros. Para fins práticos, porém, a inclinação deveria ser limitada a 10°, por recomendação dos próprios fabricantes, devido ao acúmulo de resíduos sobre os módulos.

Módulo fotovoltaico

Os critérios para seleção escolha de módulo fotovoltaico nas pesquisas variam com desde projetos detalhados, com projeção de sombreamento, temperatura e albedo, enquanto outros estipulam preço, qualidade e disponibilidade no mercado, enquanto outros apenas estipulam potência de pico e área, sendo este critério o adotado para o presente estudo, já que o foco é a avaliação comparativa de sustentabilidade da tecnologia, e não apenas a eficiência e custo econômico da geração de energia. Questões como custo, disponibilidade no mercado, e outros ligados à dimensões econômica foram abrangidos globalmente em conjunto com outros fatores quando da comparação de custos das tecnologias²¹. Foi adotado um modelo com características comuns a várias pesquisas, principalmente Santos *et al.* (2019) devido à aderência ao método de cálculo da potência gerada pela FVF ali utilizada, com valor de potência relativamente moderado:

- CS6X-300M (fabricante *Canadian*);
- Potência STC²²: 300 Watts
- Dimensões: 1,95m x 0,98m x 3,58 cm.

²¹ A combinação de calor e umidade típica da região amazônica somados à operação próxima a lâmina d'água poderia demandar uma classe de módulos diferenciada em relação à resistência a fatores climáticos, já que a combinação pode resultar em facilitação da corrosão dos módulos, impactar o projeto quando ao aumento de custos de manutenção, falhas na produção de energia, e contaminação da água do reservatório. Porém em razão da operação dos módulos fotovoltaicos ser “ao tempo”, os módulos comercialmente disponíveis já são ensaiados para suportar as condições climáticas da região. Ademais, não foram encontrados projetos considerando especificamente a resistência climática dos módulos como um fator especial.

²² STC: *standard test conditions*

Configurações dos sistemas

As opções utilizadas correspondem aos modos de utilização das FVF correspondem a usinas híbridas utilizando fotovoltaicas flutuantes combinadas com hidrelétricas em duas configurações:

1. **Usinas híbridas adjacentes:** com as fontes compartilhando o reservatório mas operando de maneira independente. As usinas foram modeladas utilizando como critério o percentual de superfície coberta em dimensões conforme limitações técnicas recomendadas na literatura pesquisada.
2. **Usina híbrida associada:** com as usinas operando em complementaridade, de maneira coordenada, e compartilhando a estrutura de transmissão. Para esta análise, o critério é a capacidade da FVF limitada à capacidade da UHE.

Potencial de produção de energia – critério pelo percentual de superfície coberta.

Para o critério de percentual de cobertura do reservatório a geração foi estimada utilizando o procedimento simplificado descrito em Santos *et al.* (2019), que utiliza o método da insolação, considerando os painéis gerando energia de maneira otimizada dinamicamente para a carga, por meio de MPPT²³, mantendo-se automaticamente no ponto ótimo de produção de energia. Foram utilizados os parâmetros de engenharia descritos a seguir:

1. Área da usina FVF: fração da área total do reservatório a ser ocupada pela usina FVF. Os estudos sobre FVF utilizam diferentes percentuais de ocupação. Santos *et al.* (2019) utilizou 10% da área total do reservatório. Strangueto (2016) utilizou 10% da área útil, considerando como tal um percentual de 80% em relação à área total do reservatório. Esta limitação se deve, segundo o já referido estudo, a três fatores: 1) área de segurança nas proximidades da estrutura de geração da hidrelétrica (tomada d'água, vertedouro etc.), 2) proximidade das margens e 3) superfície de aeração do corpo d'água. Assim, portanto, a área a ser coberta é 10% da área útil (80% da área total), perfazendo 8% da área total do reservatório. O critério adotado por Farfan e Breyer (2018) é de 25% da área total dos reservatórios. Este estudo é global e considera reservatórios de natureza muito diversificadas. Considerou-se na pesquisa o percentual de 10% por ser o valor mais frequente nos estudos.

²³ Maximum Power Point Tracking.

2. Ganho na eficiência do sistema: Liu *et al.*, (2018), em estudo comparativo verificou que as FVFs proporcionam ganhos relacionados à temperatura e eficiência nos módulos, porém os ganhos dependem da qualidade dos módulos, configuração do sistema, manufatura etc. Segundo Galdino e Olivieri (2017) o ganho de eficiência é função da temperatura de bulbo molhado, sendo dependente tanto da temperatura quanto da umidade, e os estudos que estimam os ganhos de eficiência em até 11% foram realizadas em instalações situadas em clima temperado (Coréia), enquanto o clima das UHEs da Amazônia é tropical e úmido, portanto não se pode esperar alcançar o percentual de 11%, citando o caso de Balbina, situada em local de clima úmido e de baixa velocidade média do vento. Por isso, para o presente foi escolhido o percentual conservador de 2/3 do valor mais comumente utilizado de 11%, resultando no valor de 7,5%, arredondado para 8%. O aumento de eficiência proporcionado pela instalação dos módulos não é previsto pelas modelagens tradicionais, não havendo igualmente previsão nos softwares dedicados à modelagem de sistemas fotovoltaicos. O ganho de eficiência das FVFs foi modelado se aplicando o percentual aditivo de 8% à potência estimada dos sistemas FVFs.
3. Albedo: o efeito do albedo não foi considerado na modelagem. O uso de módulos bifaciais poderia aproveitar o albedo, usando configuração de flutuação apropriada, sem cobrir totalmente a água ou utilizando flutuadores com coloração branca.
4. Irradiância foi considerado o valor de 1000 W/m^2 , que é o valor utilizado nos ensaios de certificação dos módulos
5. Inclinação: estudos de Liu e Jordan (1962) e Klein (1977) *apud* Moreira, (2018, p. 197) acerca da incidência de radiação sobre uma superfície inclinada fixa, conduziram à conclusão de que a captação anual máxima de energia ocorre com a inclinação igual à latitude. Devido à proximidade da linha do Equador, todas as UHEs estão a menos de 10° de latitude. Nesta situação, os módulos deverão ser montados com 10° de inclinação, independentemente de sua latitude, já que não é recomendado pelos fabricantes instalar módulos com inclinação inferior a 10° , devido ao acúmulo de material na superfície.
6. Sombreamento: Não foi considerado o efeito de sombreamento, devido à proximidade dos reservatórios em relação à linha do Equador, o que torna as inclinações necessárias em torno de 10° , ou seja, quase horizontais. Além disso, as dimensões e localização dos reservatórios tornam improváveis, na janela de tempo considerada, a construção de obras de grande altura nas proximidades, que ofereçam obstáculo à

incidência direta dos raios solares. Por outro lado, o estado atual da tecnologia dos flutuadores mostra que os modelos disponíveis posicionam os módulos muito próximos da lâmina d'água, dificultando a incidência de sombreamento de um módulo no outro. Ademais, a possibilidade de fabricação customizada de flutuadores minimizar ainda mais a possibilidade de sombreamento.

7. Azimuth: Considerou-se a montagem dos módulos exatamente voltados para norte geográfico, otimizando a instalação.
8. “Taxa de Desempenho”, ou “*Performance Ratio*”: parâmetro estrutural que reflete a qualidade do material empregado e da montagem do sistema. É influenciado, por exemplo, por perdas de energia em cabos e conexões, ou por falha de posicionamento dos módulos, ou “descasamento” entre módulos que deveriam operar com desempenho similar, o que não ocorre por problemas de qualidade. Segundo Pinho e Galdino (2014) este parâmetro assume, tipicamente, um percentual entre 70 e 75%. Stiubiener *et al.*, (2020) utiliza um PR de 85%, em seu estudo específico sobre fotovoltaicas flutuantes. Em estudo de caso, comparando diversas configurações de “ilhas fotovoltaicas” com módulos instalados no teto de um prédio, se concluiu que o PR das FVF foi de 5 a 10% superior à referência instalada em um teto (de alvenaria). O estado novel da tecnologia recente induz à crença de problemas pelo não amadurecimento da tecnologia. Porém a indústria relacionada mostra-se altamente especializada e automatizada quanto à instalação que 80% é um percentual aceitável Liu *et al.*, (2018).
9. Fator de utilização: O fator de utilização é uma métrica de utilização efetiva utilizada em geração de energia em relação à área total ocupada pela instalação. Mede-se pela proporção entre a projeção no solo da área dos módulos e área total dedicada à instalação do modulo, ou ainda a projeção da área do módulo mais o afastamento para evitar sombreamento, e no caso de FVF, ou área para circulação e manutenção etc.²⁴. A engenharia utiliza a seguinte regra empírica: $d = 3,5 * Z$, onde Z é a altura do suporte vertical dos módulos. $Z = L * \text{seno}(\alpha)$, onde L é o comprimento do módulo e α é a inclinação do módulo. Marcelo Gadelha Villalva (p. 62) considera que o valor típico para usinas fotovoltaicas convencionais fica entre 35 e 45%. Para as Usinas Fotovoltaicas Flutuantes, é possível verificar que o distanciamento entre os módulos é de cerca de 1/3 da projeção do módulo sobre a superfície. Assim será utilizado o valor

²⁴Tipicamente, o fator de utilização de usinas fotovoltaicas convencionais é de 35 a 40%.

de 66% como fator de utilização (2/3). Este fator será aplicado à capacidade da instalação fotovoltaica, após a aplicação do ganho por eficiência.

Para o critério de percentual de cobertura do reservatório, é estipulado o percentual de área disponível para instalação da FVF e com os parâmetros do módulo fotovoltaico e de engenharia do sistema já descritos nesta seção, calcula-se a potência da FVF.

Inicialmente calcula-se o total de módulos da FVF:

$$N_{mód} = \frac{\hat{Área}_{disp}}{\hat{Área}_{mód}}$$

Estimativa da potência total dos módulos é dada pela equação:

$$P_{fv} = P_{mód} \times N_{mód}$$

A potência da instalação fotovoltaica FVF é encontrada após a aplicação do ganho de eficiência ε e do Fator de Capacidade FC:

$$P_{FVF} = P_{fv} \times \varepsilon \times FC$$

Estimativa da energia anual total produzida por sistema, por meio da equação;

$$E = \frac{P_{FVF} \times H_{tot} \times PR}{G} \times 365$$

Por fim, estima-se a energia total de sistemas nas UHEs consideradas por meio da equação:

$$E_{total} = \sum E_{UHEi}$$

Onde:

E_{total} é a contribuição energética total dos sistemas fotovoltaicos flutuantes;

E_{UHEi} é a capacidade de cada sistema fotovoltaico instalado sobre o reservatório “i”.

Dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos pela capacidade instalada da hidrelétrica.

Por este critério a capacidade da FVF é conhecida, sendo igual à capacidade máxima de geração da hidrelétrica, e a partir das características do módulo determina-se o número total de módulos necessários da instalação²⁵.

O número de módulos foi estimado pela seguinte equação:

$$N_{mód} = \frac{P_{inst}}{P_{pico_mód}}$$

A área coberta total é estimada através do produto entre a área do módulo e o número total estimado:

$$A_{total} = N_{mód} \times A_{mód}$$

Para satisfazer ao percentual máximo de cobertura, compara-se a área resultante com o percentual máximo de estabelecido na avaliação pelo método do percentual de área do reservatório (10%).

Evaporação

A evaporação nos reservatórios foi estimada através da equação utilizada em Vieira *et al.* (2015)²⁶. A escolha desse método foi motivada pela maior simplicidade em relação às variáveis climáticas utilizadas, apenas temperatura média, precipitação e velocidade do vento, e por serem parâmetros climáticos disponíveis na rede mundial de computadores. Por este método a evaporação é calculada através da seguinte equação:

$$E_R = (0,015 + 0,000042T + 10^{-6}h) \times [0,8R_s - 40 + 2,5Fu_2(T - T_d)]$$

Onde:

E_R : evaporação no reservatório (mm/mês);

T: temperatura média mensal do ar (°C);

R_s : radiação solar incidente na superfície do reservatório (W/m²);

²⁵ . para esta estimativa não foram aplicados fatores detalhados de engenharia.

²⁶ Utiliza um modelo desenvolvido por Linacre a partir de uma simplificação do modelo de Penman.

F: fator de correção devido à altitude do local (adimensional);

U_2 : velocidade do vento a 2 m de altura (m/s);

h: altitude do local (m);

T_d : temperatura média mensal do ponto de orvalho (°C).

Os dados climáticos foram obtidos da base de dados do INMET disponível publicamente na rede mundial de computadores. O modelo utiliza a irradiação solar obtida a utilizando também dados de precipitação, porém na modelagem do presente estudo foi utilizada a base de dados do CRESESB, que já havia sido utilizada para cálculo da energia gerada nas estações. Foram utilizados dados das estações mais próximas dos reservatórios, conforme **Tabela 4**:

Tabela 4 - Estações de coleta de dados referentes às UHEs

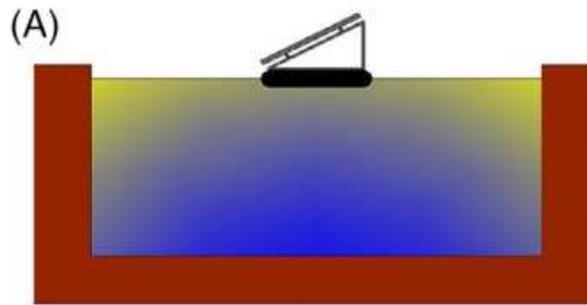
ESTAÇÃO	UHE
Tucuruí	Tucuruí
Presidente Figueiredo	Balbina
Porto Velho	Santo Antônio Jirau Samuel
Porto Grande	Cachoeira Caldeirão Coracy Nunes Ferreira Gomes Santo Antônio Do Jari
Altamira	Belo Monte
Santarém	Curuá-Uma

Foi extraída a média mensal da temperatura do ar, média mensal da temperatura de ponto de orvalho, e velocidade do vento, bem como registrada a altura da estação de medida em relação ao nível do mar. Como muitos registros estavam em branco, ou traziam erros de leitura, foi utilizada a função “MÉDIASE()”, de modo que o cálculo da média desprezou campos com valor zero, em branco, ou com valor “-9999”, recorrente nas medidas. A taxa de evaporação foi estimada para o ano de 2019. Foi utilizada como referência para conferir os cálculos a evaporação bruta no reservatório de Balbina, estimada em 122 mm/m².ano, conforme estudo de Galdino e Olivieri (2017).

A redução na evaporação proporcionada pela cobertura fotovoltaica foi estimada utilizando relações entre a área total coberta pelo reservatório e a área da ilha fotovoltaica, baseadas em estudos de Bontempo Scavo *et al.* (2020b), e de Assouline, Narkis e Or (2011), aplicadas sobre a evaporação total bruta calculada, para o tipo de flutuador que bloqueia toda a superfície da água, conforme ilustrado na

Figura 10.

Figura 10 - Tipo de flutuador a ser modelado



Fonte: Bontempo Scavo *et al.* (2020).

$$E_{parcial} = (1 - \alpha)E_{livre},$$

Onde:

$E_{parcial}$: Taxa de evaporação do reservatório parcialmente coberto.

E_{livre} : Evaporação do reservatório livre;

α : percentual de cobertura do reservatório, dada por:

$$\alpha = \frac{\text{Areatotaldoreservatório}}{\text{Áreacobertapelasilhasfotovoltaicas}}$$

Para a estimativa da supressão de evaporação anual, utilizou-se a seguinte estimativa de evaporação anual:

Volume suprimido pela redução de evaporação

$$V_{economizado} = V_{livre} - V_{comcobertura}$$

Onde:

$$V = E \times A$$

V : volume;

E : taxa de evaporação no reservatório (podendo ser livre, ou com cobertura);

A: Área do reservatório.

O potencial de geração de energia do volume resultante da supressão da evaporação de água pode ser obtida através da mesma equação de conversão de energia derivada da expressão utilizada em Silvério *et al.* (2018)

$$E = V.d.g.h$$

Onde:

E: Energia gerada na operação da hidrelétrica com o volume economizado;

V: volume resultante da supressão de evaporação;

d: densidade da água (1000 kg/m³);

g: gravidade (9,81 m/s²);

h: altura da lâmina d'água no período (utilizada a altura da barragem);

Energia da Bateria Virtual

A energia armazenada na bateria virtual pode ser avaliada de maneira simplificada através do volume de água que deixa de fluir na forma de vazão na turbina pela operação da FVF, que é a energia da FVF adicionada à energia potencialmente acumulada pela supressão da evaporação, e que pode ser estimada pelo modelo utilizado no estudo de Silvério *et al.* (2018).

$$V = E/d.g.h$$

Onde:

E: Energia gerada na operação da hidrelétrica com o volume economizado;

V: volume resultante da supressão de evaporação;

d: densidade da água (1000 kg/m³);

g: gravidade (9,81 m/s²);

h: altura da lâmina d'água no período (utilizada a altura da barragem);

Esta estimativa despreza os efeitos da intermitência e outros eventos e efeitos que demandem funcionamento da hidrelétrica incidentalmente. Adiciona-se a energia potencial resultante da evaporação suprimida.

Geração de Créditos de Carbono.

O potencial de geração de créditos de carbono dos sistemas fotovoltaicos flutuantes foi calculado a partir da geração de energia da instalação fotovoltaica no período de escopo da pesquisa (até 2030) em MWh, sobre o qual será aplicado o fator valor de referência de emissões de GEEs por fontes fósseis, obtendo o valor toneladas de Carbono. Para o valor de referência foi adotado o valor 0,090 t.CO₂/MWh, valor referente ao da geração do SIN, 0,367 referente a UTE a gás natural de ciclo combinado, e e 0,762 referente a UTE a óleo Diesel, conforme a Tabela 2, página 35.

Complementariedade temporal

A avaliação de complementariedade entre a geração fotovoltaica nos reservatórios e o regime de cheias e vazantes nos reservatórios através do procedimento simplificado sugerido por Beluco, Risso e Canales (2019), através do seguinte procedimento:

1. Determinar o mês de máxima energia da 1ª fonte;
2. Determinar o mês de máxima energia da 2ª fonte;
3. Determinar a complementariedade no tempo, usando o menor valor dentre os encontrados nas equações:

$$\kappa_t = \frac{|m_1 - m_2|}{6} \quad \kappa_t = \frac{|m_2 - m_1 + 12|}{6}$$

Os dados de insolação foram obtidos quando da avaliação do potencial de produção de energia. A produção de energia hidrelétrica foi avaliada pela cota dos reservatórios ou pelo volume útil, tomando-se os dados do ano de 2019 das hidrelétricas a partir do sistema SAR da ANA.

Comparação de impactos ambientais através da matriz RIAM

As estimativas dos impactos ambientais associados às fontes energéticas comparadas foram compiladas a partir de dados obtidos em levantamento bibliográfico junto à literatura especializada sobre UHEs previamente instaladas na Amazônia e sobre resultados da utilização de FVFs em outras localidades. A partir das estimativas os impactos foram comparados utilizando-se a Matriz Rápida de Avaliação de Impactos (RIAM). Esta rotina foi desenvolvida por Pastakia (1998) para caracterização, valoração, comparação e documentação dos impactos ambientais resultantes das atividades. A análise foi realizada dentro de uma

abordagem multidimensional da sustentabilidade, permitindo também uma compreensão rápida dos impactos totais, pois os resultados são apresentados graficamente, permitindo visualizar a tendência geral dos efeitos, comparando as alternativas. O registro dos critérios subjetivos utilizados permite revisão futura, contribuindo para sanar uma lacuna dos estudos de impactos ambientais, associada à dificuldade de recuperar registros da subjetividade utilizada nas avaliações.

O método consiste em a) identificar as etapas e atividades a serem realizadas e seus possíveis efeitos; b) definir critérios (importância da condição e valor da situação), permitindo comparar efeitos (positivos e benefícios), por importância e valor, classificadas da seguinte forma Pastakia e Madsen (1995):

Importância (A1): é critério espacial que corresponde ao alcance do impacto em termos de abrangência não apenas territorial, mas também em termos de divisão política.

Magnitude (A2) traduz a intensidade do impacto em termos de benefício ou prejuízo, correspondendo a escala de valores que excursionam do positivo ao negativo, respectivamente.

Estes dois parâmetros podem individualmente determinar se a componente terá ou não efeito. Em caso de qualquer um dos dois for igual a zero, a escala irá a zero, e a componente não terá efeito na avaliação ambiental.

1. **Permanência (B1)** é a medida temporal, avaliando a transitoriedade ou permanência do impacto.
2. **Reversibilidade (B2)** avalia a possibilidade de retorno à condição anterior à introdução do impacto. Não se confunde com a permanência, pois o efeito pode ser transitório, porém ao cessar a interferência, os efeitos permanecem.
3. **Cumulatividade (B3)** avalia a possibilidade de interação entre os impactos e outras condições impostas no projeto potencializando os efeitos.

Os impactos são analisados e processados sob quatro eixos: físico-químico, biológico-ecológico, sociológico-cultural e econômico-operacional, sendo atribuídos valores numéricos, proporcionando uma avaliação quantitativa ao efeito/impacto.

Os valores numéricos correspondem a faixas de avaliação dos impactos conforme **Tabela 5**.

Tabela 5 - Critério de avaliação (SUTHAR; SAJWAN, 2014)

Critério		Escala	Descrição
A1	Importância da condição	4	Importância nacional e/ou internacional
		3	Importância regional e/ou nacional
		2	Importância para áreas nas cercanias das condições locais
		1	Importância apenas para as condições locais
		0	Sem importância
A2	Magnitude da alteração/efeito	+3	Principal benefício
		+2	Melhoria significativa na situação anterior
		+1	Melhoria na situação anterior
		0	Nenhuma alteração
		-1	Alteração negativa (piora) na situação anterior
		-2	Alteração negativa (piora) na situação anterior
		-3	Principal prejuízo
B1	Permanência	1	Nenhuma alteração/não aplicável
		2	Temporária
		3	Permanente
B2	Reversibilidade	1	Nenhuma alteração/não aplicável
		2	Reversível
		3	Não reversível
B3	Cumulatividade	1	Nenhuma alteração/não aplicável
		2	Não cumulativo
		3	Cumulativo ou sinérgico

As componentes ambientais e os critérios de avaliação foram escolhidos a partir da discussão sobre histórico de impactos ambientais positivos e negativos relacionados às tecnologias, e outras questões relevantes relacionadas à aplicação destas.

O escore de cada componente é obtido de acordo com as seguintes equações:

$$A_t = A_1 \times A_2$$

$$B_t = B_1 + B_2 + B_3$$

$$E_s = A_t \times B_t$$

Os resultados obtidos são classificados em faixas de impactos conforme mostrado na **Tabela 6:**

Tabela 6 - Faixas de escore da RIAM

Score RIAM	Escala alfabética	Escala numérica	Descrição das escalas
108 a 72	E	5	impacto ou alteração positiva principal
71 a 36	D	4	Impacto ou alteração positiva significativa

35 a 19	C	3	Impacto ou alteração positiva moderada
10 a 18	B	2	Impacto ou alteração positiva
1 a 9	A	1	Impacto ou alteração positiva leve
0	N	0	Nenhuma alteração ou não aplicável
-1 a -9	-A	-1	Impacto ou alteração negativa leve
-10 a -18	-B	-2	Impacto ou alteração negativa
-35 a -19	-C	-3	Impacto ou alteração negativa moderada
-71 a -36	-D	-4	Impacto ou alteração negativa significativa
-108 a -72	-E	-5	Impacto ou alteração negativa principal

A partir da totalização das faixas é possível construir uma representação gráfica dos resultados com barras representativas dos valores das componentes posicionadas num eixo dividido em setores, permitindo verificar rapidamente o posicionamento e acumulação das componentes. Dessa forma, visualiza-se se o efeito global da alternativa é positivo, negativo, neutro ou não conclusivo. Também se visualiza rapidamente quais as componentes contribuíram mais fortemente para os resultados.

Opções consideradas na Matriz RIAM:

As opções utilizadas correspondem aos modos de utilização das FVF correspondem a usinas híbridas utilizando fotovoltaicas flutuantes combinadas com hidrelétricas em duas configurações:

1. Usinas híbridas adjacentes: com as fontes compartilhando o reservatório, porém operando de maneira independente. Foram comparadas as opções de construção de novas hidrelétricas com a opção de instalação de usinas fotovoltaicas flutuantes instaladas sobre os reservatórios de hidrelétricas na Amazônia brasileira interligadas ao SIN.
2. Usina híbrida associada, com as usinas operando em complementaridade, compartilhando a estrutura de transmissão. Foram comparadas as opções de complementação da geração hidrelétrica por meio de fotovoltaicas flutuantes com o a complementação de hidrelétricas complementadas por termelétricas.
3. Comparação entre alguns dos reservatórios selecionados, de modo a demonstrar possíveis locais mais ambientalmente adequados em termos de impactos para a instalação das FVFs.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Estimativa de demanda

Para a estimativa de demanda foi considerada a projeção do Plano Decenal de Energia 2029, elaborado pelo Ministério das Minas e Energia (MME/EPE, 2020). A projeção consolidada neste estudo foi elaborada a partir de uma estimativa de crescimento da oferta interna de eletricidade por uma taxa média de 3,8% a.a. Ao final de 2029 a oferta estimada deverá ser de 942 TWh²⁷. A **Tabela 7** demonstra os dados da projeção considerada e outros indicadores econômicos e sociais projetados:

Tabela 7 - Projeção de consumo e oferta para 2030 e indicadores sociais - elaborado pelo autor

PROJEÇÕES		2019	2024	2029
População Residente	(10 ⁶ hab.)	211	218	224
PIB	(10 ⁶ reais de 2017)	4.143	4.765	5.526
	Per capita (10 ³ R\$/hab)	19,6	21,8	24,6
Consumo total	TWh	552	673	802
Oferta	TWh	649	794	942

Foi considerado como valor de referência a diferença de 293 TWh entre os valores de oferta entre 2019 e 2029²⁸. O acréscimo anual considerado foi 29,3 TWh, correspondente aos 293 TWh nos 10 anos considerados no estudo. A contribuição da energia hidrelétrica na expansão 2019-2029 foi avaliada a partir das hidrelétricas projetadas para inauguração no período segundo o Plano Decenal De Expansão De Energia 2029²⁹. São nove hidrelétricas

27O documento “Cenários de Demanda para o PNE 2050 Relatório Parcial 2” (“Cenários de Demanda para o PNE 2050 Relatório Parcial 2”, 2018) descreve cenários (condições de contorno) e estimativa de demanda de energia (todas os usos e fontes) para os cenários desenvolvidos. Este documento descreve dois possíveis cenários, com PIB crescendo 1,6% a.a. na pior hipótese, e 3,0% a.a. na melhor. Esta projeção pode estar definitivamente prejudicada pela crise gerada pela pandemia da Covid-19 em 2020.

28Diferença entre os valores de 649 TWh disponíveis em 2019 e o valor estimado de 942 TWh que deverá ser oferecido até 2029.

29Segundo esta projeção, a participação da geração hidrelétrica na Matriz Energética permanecerá relevante devido ao parque já instalado, porém sua participação na expansão tenderá a diminuir, enquanto outras fontes renováveis como a eólica e a fotovoltaica tendem a aumentar a participação na matriz, bem como o gás natural, que é uma fonte não renovável.

previstas para o período 2019-2029, das quais duas localizadas na Amazônia. Os dados destas hidrelétricas estão listados na **Tabela 8**:

Tabela 8 – UHEs previstas na cesta de ofertas para 2019-2029.

ANO	UHE	POTÊNCIA MW
2025	Apertados (PR)	139
2025	Davinópolis (PR)	74
2025	Ercilândia (PR)	87
2025	Telêmaco Borba (PR)	118
2026	Castanheira (MT)	140
2026	Comissário (PR)	140
2027	*Tabajara (RO)	400
2028	*Bem Querer (RR)	650
2028	Formoso (MG)	342
	TOTAL	2.090
TOTAL DAS UHEs a serem construídas na Amazônia		1.050
(Tabajara e Bem Querer)		

Adaptado de Plano Decenal De Expansão De Energia 2029. Página 57

Do total de 2.090 MWp, as duas usinas hidrelétricas projetadas para a Amazônia acrescentarão um total de 1.050 MWp à capacidade instalada, enquanto as demais hidrelétricas trarão um acréscimo de 1.040 MWp, ou seja, as duas hidrelétricas situadas na Amazônia representam pouco mais da metade da capacidade a ser instalada, ratificando o grande potencial de geração hidrelétrica dos rios da região amazônica.

A energia total gerada pelas instalações pode ser calculada a partir da previsão de entrada em operação e é mostrada na **Tabela 9**.

Tabela 9 - energia total adicionada pelas UHEs na Amazônia.

UHE	Ano de inauguração	potência (MWp)	Energia/ano (TWh)
*Tabajara (RO)	2027	400	3,5
*Bem Querer (RR)	2028	650	5,6
Total UHEs Amazônia			9,19
Total UHEs		2090	18,30

Elaboração do próprio autor a partir de dados da tabela 7.

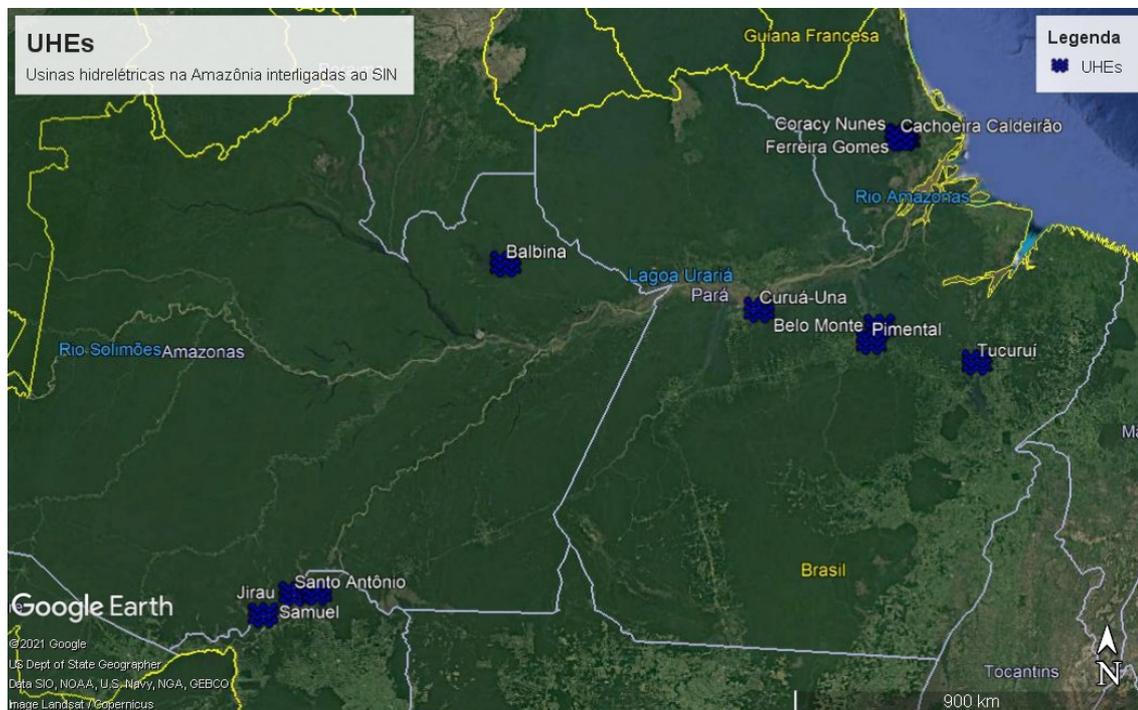
Reservatórios para avaliação das FVFs na Amazônia

Conforme os critérios de seleção, foram escolhidas as hidrelétricas listadas na **Tabela 10**. A Figura 11 ilustra a localização das UHEs e Figura 12 esquematiza a ligação ao SIN.

Tabela 10– UHEs que atendem aos critérios estabelecidos.

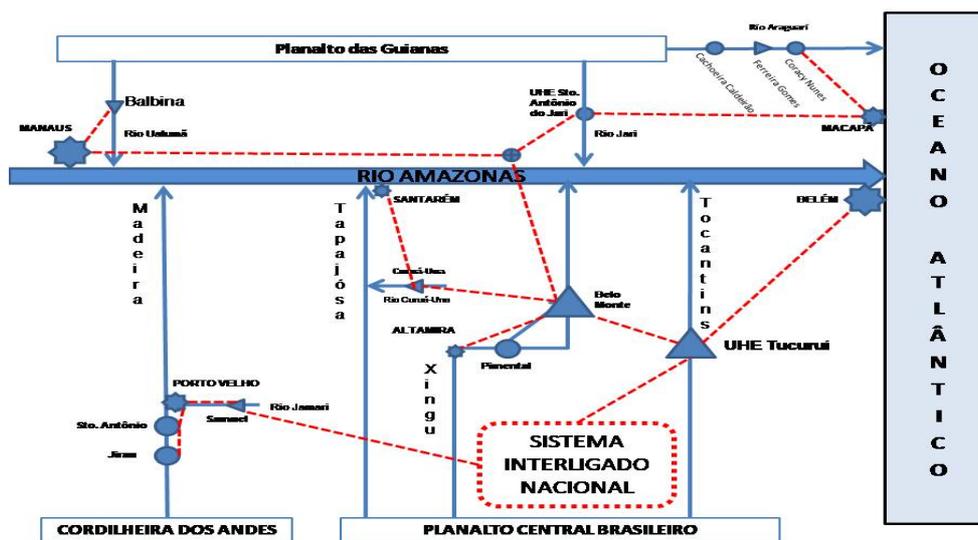
UHE	estado	rio	latitude	longitude	Inaug.	tipo
BALBINA	AM	UATUMÃ	-1,91575	-59,47361	1989	BARRAGEM
CACHOEIRA CALDEIRÃO	AP	ARAGUARI	0°51'10" N	51°17'48" W	2016	FIO D'ÁGUA
CORACY NUNES	AP	ARAGUARI	0°54'11"N	51°15'36"W	1976	BARRAGEM
FERREIRA GOMES	AP	ARAGUARI	0°51'20"N	51°11'41W	2014	FIO D'ÁGUA
SANTO ANTÔNIO DO JARI	AP	JARI	0°38'26"S	52°30'25"W	2014	FIO D'ÁGUA
BELO MONTE	PA	XINGÚ	3°7'40"S	51°46'33"W	2016	BARRAGEM
PIMENTAL	PA	XINGÚ	3°7'40"S	51°46'33"W	2016	FIO D'ÁGUA
CURUÁ-UNÁ	PA	CURUÁ-UNÁ	02°49'11" S	54°17'59" W	1977	BARRAGEM
TUCURUÍ	PA	TOCANTIN S	-3,83280	-49,64930	1984	BARRAGEM
JIRAU	RO	MADEIRA	-9,26444	-64,64194	2016	FIO D'ÁGUA
SAMUEL	RO	JAMARI	8°45'10"S	63°27'0"W	1989	BARRAGEM
SANTO ANTÔNIO	RO	MADEIRA	8° 48' 04" S	63° 56' 59"O	2012	FIO D'ÁGUA

Figura 11 - Localização das UHEs



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 12 - Diagrama das UHEs e conexão ao SIN



Fonte: Gama Júnior (2021).

Irradiação nos reservatórios

A **Tabela 11** apresenta os valores coletados da página do CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito), a partir da aplicação *SunData* (v 3.0) em kWh/m².dia:

Tabela 11 - Insolação considerada nos reservatórios

UHE	potência (MW)	área (km ²)	Insolação média (kWh/m ² .dia)
Balbina	250,00	2360,00	4,52
Cachoeira Caldeirão	219,00	47,99	4,79
Coracy Nunes	76,95	30,37	4,79
Ferreira Gomes	252,00	17,70	4,69
Santo Antônio do Jari	392,95	31,70	4,68
Belo Monte	11233,00	478,00	4,50
Pimental	233100	359,00	4,50
Curuá-uná	42,80	78,00	4,51
Tucuruí	8370,00	2850,00	4,71
Jirau	3750,00	361,60	4,56
Samuel	216,00	540,00	4,61
Santo Antônio	3568,00	421,56	4,53

As médias já contemplam o efeito da intermitência da produção de energia devido ao período noturno, e a sazonalidade devido ao período de chuvas. Não obstante, um levantamento preciso dos valores de irradiação é obrigatório numa implementação prática para diminuir as incertezas no projeto a partir do melhor conhecimento da capacidade de produção real dos sistemas fotovoltaicos.

Parâmetros das modelagens das usinas fotovoltaicas

A **Tabela 12** mostra os parâmetros referentes ao módulo fotovoltaico considerado nas estimativas. A **Tabela 13** apresenta as considerações de projeto referentes ao arranjo fotovoltaico.

Tabela 12 - Parâmetros do módulo

DADOS DO PAINEL	VALOR	UNIDADE
MODELO	CS6X-300M (CANADIAN)	-
POTÊNCIA DO PAINEL	300,03	Wp
LARGURA	1,931	m
COMPRIMENTO	0,959	m
ÁREA DO PAINEL	1,85	m ²

Tabela 13 - Parâmetros de projeto para a simulação dos sistemas FVFs

DADOS	VALOR	UNIDADE
POTÊNCIA DO PAINEL	320	W _p
ÁREA DO PAINEL	1,85	m ²
PERFORMANCE RATIO	75%	%
IRRADIÂNCIA	1000	W/m ²
COBERTURA	10%	%
FATOR DE UTILIZAÇÃO	66%	%
GANHO TÉRMICO	8%	%

Capacidade da FVF limitada a percentual de cobertura do reservatório.

A **Tabela 14** mostra os resultados para um percentual de cobertura de 10% do total dos reservatórios.

Tabela 14 - Geração nas FVFs com percentuais hipotéticos de cobertura de 10%.

UHE	Número	Potência	Energia anual
	de módulos	fotovoltaica	
	106 UNID.	GWp	TWh
Balbina	127	41,3	51,10
Cachoeira Caldeirão	2,59	0,84	1,10
Coracy Nunes	1,64	0,53	0,70
Ferreira Gomes	0,956	0,31	0,40
Santo Antônio do Jari	1,71	0,55	0,71
Belo Monte	25,8	8,36	10,30

UHE	Número de módulos	Potência fotovoltaica	Energia anual
	106 UNID.	GWp	TWh
Pimental	19,4	6,28	7,74
Curuá-uná	4,21	1,36	1,69
Tucuruí	154	49,9	64,30
Jirau	19,5	6,33	7,90
Samuel	29,2	9,45	11,92
Santo Antônio	22,8	7,38	9,15
TOTAIS	409	133	167

Como o acréscimo anual necessário de oferta de eletricidade estimado é 29,3 TWh, a energia anual gerada com a cobertura de 10% dos reservatórios é de 167 TWh por ano, mais de 5 vezes o incremento anual de energia elétrica necessário. Uma consideração importante nesta configuração é a energia assegurada de 15% da potência máxima, estabelecida para as usinas fotovoltaicas. Com esta consideração, o valor da energia das FVFS é de **25,05 TWh**, ou 85% do necessário para atingir a oferta anual necessária.

Com relação às novas hidrelétricas na previsão de expansão de energia por hidrelétricas no Plano Decenal 2029, a energia total gerada pelas hidrelétricas em oferta na cesta é de 18,30 TWh, enquanto a energia das UHEs na Amazônia é de 9,19 TWh. Ambos os valores são cobertos pela geração despachada de 25,05 TWh projetado para as FVFs. Portanto, o valor das FVFs é superior ao produzido por todas as hidrelétricas projetadas para a expansão, podendo evitando a construção de grandes sistemas hidrelétricos na região amazônica. Estes resultados são teóricos e limitados aos parâmetros do estudo, e sujeitos a uma série de limitações advindas da simplificação técnica utilizada, além de imposições regulatórias que escapam ao escopo do presente debate. Em termos práticos, existem limitações a superar, para que as usinas fotovoltaicas forneçam a quantidade teórica de maneira tecnicamente sustentável, como a intermitência e não continuidade da geração fotovoltaica, e as dimensões inéditas das usinas projetadas, que possivelmente trarão desafios técnicos para instalação e manutenção ³⁰.

30A cobertura de percentuais dos reservatórios resultam em dimensões comparáveis às das metrópoles da região, como é o caso de Balbina, cuja ocupação de apenas 10% do reservatório equivale uma área equivalente a 30.649 campos de futebol, ou 2,36 vezes a área da Reserva Ducke em Manaus.

Complementariedade temporal

A **Tabela 15** mostra os resultados da avaliação da complementariedade temporal. Os resultados são adimensionais, onde o valor unitário se refere à complementariedade temporal ideal entre as fontes e o zero é a inexistência total de complementariedade.

Tabela 15 - avaliação de complementariedade

UHE	Complementariedade temporal
Balbina	0,83
Cachoeira Caldeirão	0,67
Coracy Nunes	0,33
Ferreira Gomes	0,33
Santo Antônio do Jari	0,67
Belo Monte	0,33
Pimental	0,33
Curuá-uná	0,67
Tucuruí	0,83
Jirau	0,67
Samuel	0,67

Os melhores resultados referentes à complementariedade temporal no ano de 2019, para os dados utilizados, foram as usinas da Balbina e de Tucuruí, porém, sem que tenha ficado evidenciado uma forte complementariedade. Segundo Galdino e Olivieri (2017) haveria coincidência entre os ciclos de produção de eletricidade pela operação da UHE e os ciclos de irradiação em Balbina, inclusive comprometendo o aproveitamento da estrutura de transmissão e requerendo reforço das linhas. Observa-se que não há grande variação sazonal na radiação solar ao longo do ano na região, portanto há não deve haver grandes variações na produção de energia fotovoltaica, demonstrando que esta é uma fonte de energia estável em termos sazonais. Apesar de não ter sido evidenciada complementariedade no complexo Belo Monte, este pode ser muito beneficiado com a instalação de um sistema FVF, pois o regime de cheias e vazantes do rio Xingu apresenta grande amplitude entre as cotas máximas e mínimas anuais. Na cota mínima o nível do reservatório atinge níveis baixos o suficiente para que a produção atinja níveis críticos de energia, de tal modo que a queda na produção de

eletricidade nos períodos de vazante levou ao a planejarem a instalação de usinas termelétricas para complementar a produção³¹. Além dos problemas com a amplitude das cotas, o regime de cheias e vazantes segue o mesmo ciclo anual dos rios das bacias dos grandes rios que abastecem o sul do Brasil, atenuando a contribuição do complexo para o desabastecimento do sistema experimentado durante o período de vazante. Possível alteração no regime hidrológico da região Amazônica, com eventos extremos cada vez mais constantes, incluindo cheias e vazantes (secas) extremas, podem afetar a capacidade de produção mesmo das usinas com reservatórios, tornando o fator complementariedade importante no futuro.

Operação híbrida - complementada

Nesta modalidade a capacidade da FVF é limitada a uma capacidade de geração da UHE. Os resultados utilizando este critério são exibidos na **Tabela 16**.

Tabela 16 - Geração FVF limitada à capacidade da UHE.

UHE	Potência instalada	Área do reservatório	Número de módulos	Área da FVF	%
	kW	km ²	n	km ²	%
Balbina	250000	2360,00	781250	1,52	0,06
Cachoeira Caldeirão	219000	47,99	684375	1,33	2,78
Coracy Nunes	78000	30,37	243750	0,48	1,57
Ferreira Gomes	252000	17,70	787500	1,54	8,68
Santo Antônio Do Jari	392950	31,70	1227969	2,39	7,55
Belo Monte	11233000	478,00	35103125	68,45	14,32
Pimental	233100	359,00	728438	1,42	0,40
Curuá-Uná	42800	78,00	133750	0,26	0,33
Tucuruí	8535000	2850,00	26671875	52,01	1,82
Jirau	3750000	361,60	11718750	22,85	6,32
Samuel	216000	540,00	675000	1,32	0,24
Santo Antônio	3568000	421,56	11150000	21,74	5,16
TOTAIS			90.135.468	175,76	

31 <https://epocanegocios.globo.com/Empresa/noticia/2019/12/epoca-negocios-belo-monte-quer-termica-para-suprir-baixa-geracao.html>

As figuras de 15 a 26 ilustram exemplos de instalações hipotéticas ilustrando coberturas dos reservatórios nas áreas estipuladas usando ambos os critérios. A cobertura da FVF no reservatório de Belo Monte ultrapassou o critério de 10% da cobertura do reservatório, sendo o maior percentual de cobertura, seguida pelas FVFs nos reservatórios das UHEs Ferreira Gomes, Santo Antônio do Jari, Jirau e Santo Antônio, que demandariam demandas percentuais de cobertura ente 5 e 10%. Todas são reservatórios de usinas tipo fio d'água cuja operação requer menor área de reservatórios.

A operação complementar entre hidrelétrica e fotovoltaica é a configuração mais adequada. O uso das FVF de maneira autônoma também é possível, embora aumente os impactos. Os reservatórios mais favoráveis à instalação são Balbina, Samuel, Belo Monte, Tucuruí, Coracy Nunes e Curuá-Una. As usinas fio d'água, mais recentes, podem ser aproveitadas porém podem demandar desafios construtivos adicionais, pelo que se mantém a preferência às usinas antigas, com grandes barragens.

O critério de potência da fotovoltaica igual ao da hidrelétrica resulta em melhor aproveitamento, sendo possível em quase todos os reservatórios, sendo mais difícil de aplicar nos casos de a fio d'água pelo menos tamanho dos reservatórios. No caso da UHE de Belo Monte, mesmo o critério pela potência da UHE resulta em vastas áreas cobertas. O uso do reservatório intermediário pode proporcionar uma melhor cobertura, mas demandará construção de estrutura de transmissão.

O formato do reservatório tem muita influência o aproveitamento fotovoltaico na escala estudada, pois quanto mais irregular o formato, menos propício à instalação das grandes formas poligonais requeridas. O reservatório de Balbina fica ocioso mesmo usando FVF em complementaridade, pois a potência da UHE é diminuta em face do imenso reservatório, portanto neste caso específico a instalação de FVF acima da potência da UHE, com reforço das Linhas de transmissão pode ser viável. O reservatório de Samuel, que recebeu um muro de contenção em grande parte do formato, emprestando aspecto regular ao reservatório, também pode ser investigado para receber uma FVF de maiores dimensões, poupando os reservatórios de Santo Antônio e Jirau.

Figura 13 - Balbina FVF = UHE



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 14 - BALBINA FVF=UHE



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 15 - BALBINA, 7% do reservatório



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 16 - Balbina - posição e comparação com a área de Manaus



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 17 - SAMUEL FVF=UHE



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 18 - SAMUEL FVF=UHE, 10% de cobertura



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 19 - SAMUEL FVF=UHE, 10% de cobertura, comparando com a área de Porto Velho



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 20 - TUCURUÍ - FVF=UHE



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 21 - CURUÁ-UNA FVF=UHE



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 22 - S. A. do Jari, 10% de cobertura



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 23 – Coracy Nunes, FVF=UHE



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 24 - Ferreira Gomes FVF=UHE



Fonte: Gama Júnior (2021).

Comparação de custos de projeto

Para hidrelétricas o investimento (CAPEX) é inversamente proporcional à potência instalada. Alguns dos custos totais das hidrelétricas da Amazônia estão listados na **Tabela 17**.

Tabela 17 - Valores estimados dos projetos de UHEs

UHE	REAIS	R\$/KW
BALBINA	R\$750.000.000,00	R\$3.000,00
CACHOEIRA CALDEIRÃO	R\$ 1.207.350.000,00	R\$5.513,01
FERREIRA GOMES	R\$ 1.881.750.000,55	R\$ 7.467,26
BELO MONTE	R\$ 28.861.480.000,00	R\$ 2.569,35
TUCURUÍ	R\$ 9.200.000.000,00	R\$1.077,91
JIRAU	R\$ 16.631.000.000,00	R\$ 4.434,93
SAMUEL	R\$ 965.000.000,00	R\$ 4.467,59
SANTO ANTÔNIO	R\$ 19.911.000.000,00	R\$ 5.580,44

Segundo o estudo de Kahn, Freitas e Petrere (2014), a energia hidrelétrica varia entre 4 e 8 dólares por Watt, enquanto a energia fotovoltaica varia entre 2,6 e 5 dólares por Watt (Tabela 10). No mesmo estudo, a variação quando se acrescentam outros fatores, a projeção para o futuro apontou o valor de 8,5 a 20,6 dólares por watt para a energia hidrelétrica enquanto a fotovoltaica variará entre 1,6 e 4,0 dólares por watt, indicando que ao contrário da hidrelétrica a fotovoltaica tende a cair de preço, evidenciando uma enorme vantagem para a energia fotovoltaica. A **Tabela 18** mostra a comparação entre os custos das energias hidrelétrica e fotovoltaica, compilada de Kahn, Freitas e Petrere (2014).

Tabela 18 - Comparação de custo entre hidrelétrica e fotovoltaica

Custo/Tipo	Custo atual da capacidade efetiva por W (U\$)	Provável custo futuro por W (U\$)
Hidráulica	4,0 a 7,9	8,5 a 20,6
Fotovoltaica	2,8 a 5,0	1,6 a 2 (com armazenamento) 2,25 a 4 (sem armazenamento)

Custo dos componentes do sistema Fotovoltaico

A **Tabela 19** mostra o custo dos principais componentes integrantes de um sistema fotovoltaico em relação ao custo total do sistema conforme (RAMOS *et al.*, 2018).

Tabela 19 - custo relativo dos componentes de sistema fotovoltaico

Equipamento	% em relação ao custo total	OBS
Módulo	40 a 50%	-
Inversor	10 a 30%	-
Outros, incluindo baterias	20 a 50%	200 USD/kWh para baterias (2017)

Fonte: SEBRAE (2018)

Fotovoltaica VS Fotovoltaica Flutuante

Segundo nota técnica EPE (2020), o custo de investimento da FVF é superior ao da fotovoltaica construída em solo, devido ao custo adicional dos flutuadores e sistema de ancoragem, que tornam o CAPEX da tecnologia FVF 18% superior ao das usinas situadas em solo. A **Tabela 20** compara os CAPEX entre instalações fotovoltaicas flutuantes e montadas em solo, considerando instalações de 50MWp.

Tabela 20 - comparação de CAPEX entre fotovoltaica montada no solo e FVF.

Componente	FVF 50MWp	FV solo 50MWp
Módulos	0,25	0,25
Inversores	0,06	0,06
Sistema de montagem	0,15	0,10
Balanço do sistema	0,13	0,08
Projeto, construção, teste e comissionamento	0,14	0,13
CAPEX Total	0,73	0,62

Adaptada de NOTA TÉCNICA DA EPE SOBRE USINA FOTOVOLTAICA FLUTUANTE (página 25)

Segundo Galdino *et al.*, (2017) um FVF de 100 kWp teve custo de US\$6,4/Wp, enquanto outra usina de 500kWp apresentou custo de US\$64,35/Wp. Segundo Sahu, Yadav e Sudhakar (2016), a estrutura de flutuação atinge 25% do valor total do projeto, porém essa quantidade é menor que a preparação da área ao redor e testes sísmicos. É esperado um custo da energia de aproximadamente 10 vezes a proveniente de combustíveis fósseis, nos primeiros anos de operação do sistema. A **Tabela 21** combina as informações das tabelas de custos apresentadas, estabelecendo uma estimativa de máximo e mínimo para o custo de energia gerado pelas fontes:

Tabela 21 - Comparativo geral de custos (U\$/W)

FORTE	MÍN	MÁX	MIN 2	MÁX2
UHE	4	7,92	8,51	20,6
UFV	2,6	5	1,62	4
FVF	3,06	5,9	1,91	4,72

Embora estas projeções possam variar, serão assumidos os custos em termos relativos, ou seja, que os custos das energias em ordem decrescente são hidrelétricas, fotovoltaicas em solo e fotovoltaicas flutuantes.

Custos de mitigação de impactos ambientais

Em projetos de hidrelétricas, os impactos socioambientais são mitigados com projetos sociais, implantados como medidas mitigadoras, reparadoras ou de compensação. Segundo dados presentes no estudo EPE (página 105) estes custos representam em média 20% do Custo Direto Total de UHEs. A tendência em projetos na Amazônia é maior número absoluto, devido à proteção legal e ambiental das áreas atingidas. Os projetos de energia fotovoltaica, os custos socioambientais atingem de 0,4% a 1,9 %. A tendência indicada pelo estudo é de aumento neste percentual, devido à ainda incipiente experiência dos órgãos de licenciamento ao lidar com este tipo de tecnologia, e por isso alguns impactos podem vir a ser incorporados no futuro. Destaque para a geração de resíduos, à medida que as instalações começarem a atingir o final da vida útil (em torno de 20 anos), devido à necessidade de descarte dos módulos. Estes possuem metais ambientalmente agressivos em sua composição, exigindo cuidados especiais. A **Tabela 22** compara os custos associados a medidas

socioambientais de algumas fontes renováveis, conforme estudo presente na NOTA TÉCNICA PR 07/18 - Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica (EPE, 2018).

Tabela 22 – Comparação de custos socioambientais de energias renováveis

Fonte	Custo médio das ações socio-ambientais/Custo direto total médio (%) – média
HIDRELÉTRICAS	20%
PCH e CGH	10%
Fotovoltaica	1%
Térmica (gás, biomassa e carvão)	2%

Fonte: Adaptada da Tabela 37 – página 110 da NOTA TÉCNICA PR 07/18.

Evaporação e estimativa de energia potencial anual

A tabela **Tabela 23** apresenta estimativas de evaporação para os critérios de percentual fixo de cobertura e cobertura equivalente à potência da UHE.

Tabela 23 – Estimativa de evaporação e energia potencial nos reservatórios

UHE	Área	Taxa de evaporação	Área da FVF igual a 10% da área do reservatório			Potência da FVF igual à potência da UHE		
			Fração de área coberta	Volume economizado por ano	Energia anual estimada	Fração de área coberta	Volume economizado por ano	Bateria virtual abastecida pela redução da evaporação
			α	m^3	MWh	α	m^3	MWh
Balbina	2,36E+09	47,95	10%	1,13E+07	1,57E+03	0,06%	7,30E+04	1,01E+01
C. Caldeirão	4,80E+07	53,16	10%	2,55E+05	4,05E+01	2,78%	7,09E+04	1,13E+01
Coracy Nunes	3,04E+07	53,16	10%	1,61E+05	1,01E+01	1,57%	2,53E+04	1,58E+00
Ferreira Gomes	1,77E+07	53,16	10%	9,41E+04	5,46E+00	8,68%	8,16E+04	4,73E+00
Santo Antônio do Jari	3,17E+07	53,16	10%	1,69E+05	1,38E+01	7,55%	1,27E+05	1,04E+01
Belo Monte	4,78E+08	49,75	10%	2,38E+06	6,31E+02	14,32%	3,41E+06	9,04E+02

UHE	Taxa		Área da FVF igual a 10% da área do reservatório			Potência da FVF igual à potência da UHE		
	Área	de evaporação	Fração de área coberta	Volume economizado por ano	Energia anual estimada	Fração de área coberta	Volume economizado por ano	Bateria virtual abastecida pela redução da evaporação
Pimental	3,59E+08	49,75	10%	1,79E+06	1,07E+02	0,40%	7,07E+04	4,23E+00
Curuá-uná	7,80E+07	49,05	10%	3,83E+05	3,36E+01	0,33%	1,28E+04	1,12E+00
Tucuruí	2,85E+09	50,50	10%	1,44E+07	2,90E+03	1,82%	2,63E+06	5,29E+02
Jirau	3,62E+08	45,13	10%	1,63E+06	4,00E+02	6,32%	1,03E+06	2,53E+02
Samuel	5,40E+08	45,13	10%	2,44E+06	5,80E+02	0,24%	5,94E+04	1,41E+01
Santo Antônio	4,22E+08	45,13	10%	1,90E+06	3,73E+02	5,16%	9,81E+05	1,92E+02
TOTAIS	-	-	-	-	6,67E+03	-	-	1,94E+03

A energia anual estimada pela supressão de evaporação é de 6,97 GWh no caso de cobertura de 10% dos reservatórios, e de 1,94 GWh no caso de cobertura dos reservatório de modo a igualar a potência da usina hidrelétrica. Tais estimativas são discretas em face dos valores de energia gerada tanto pelas FVFs quanto pelas UHEs, sendo mais relevantes na configuração híbrida associada (potência FVF=UHE).

As maiores taxas de evaporação foram dos reservatórios no Amapá, enquanto os menores resultados foram os dos reservatórios em Rondônia³². Com cobertura de 10% a maior redução de volume evaporado e de energia estimada foi de Tucuruí, enquanto a menor foi de Ferreira Gomes, uma das UHEs do Amapá. Utilizando o critério de potência da FVF igual à potência da UHE, o melhor resultado quanto à supressão de evaporação estimada foi de Belo Monte, enquanto o pior resultado foi de Curuá-Una.

³²Os resultados da taxa são iguais, pois os dados climáticos utilizados foram da mesma estação.

Emissões de GEEs e créditos de carbono

A Tabela 24 exibe os resultados de supressões de Gases do Efeito Estufa considerando os somatórios das contribuições dos reservatórios por ano.

Tabela 24 – Supressão de emissões de GEEs

UHE	Supressão anual de dióxido de gás carbônico emitido		
	(Toneladas de CO ₂)		
	SIN (0,09 t.CO ₂ /MWh)	UTE Gás natural 0,367 t.CO ₂ /MWh	UTE Diesel 0,762 t.CO ₂ /MWh
Balbina	6,90E+08	2,81E+09	5,84E+09
Cachoeira Caldeirão	1,49E+07	6,06E+07	1,26E+08
Coracy Nunes	9,41E+06	3,84E+07	7,96E+07
Ferreira Gomes	5,37E+06	2,19E+07	4,55E+07
Santo Antônio do Jari	9,59E+06	3,91E+07	8,12E+07
Belo Monte	1,39E+08	5,67E+08	1,18E+09
Pimental	1,04E+08	4,26E+08	8,84E+08
Curuá-uná	2,27E+07	9,28E+07	1,93E+08
Tucuruí	8,68E+08	3,54E+09	7,35E+09
Jirau	1,07E+08	4,35E+08	9,03E+08
Samuel	1,61E+08	6,56E+08	1,36E+09
Santo Antônio	1,23E+08	5,04E+08	1,05E+09
TOTAL	2,25E+09	9,19E+09	1,91E+10

Estes valores de supressão foram calculados apenas para a energia gerada na FVF autônoma, não tendo sido considerado o resultado da operação em complementariedade com a UHE e nem a evaporação, esta última devido à discrepância em termos de ordem de grandeza. O cálculo já foi realizado com uma estimativa percentual de redução de energia despachada para fotovoltaicas em 15%. Os valores se apresentam a mesma ordem de grandeza das emissões nacionais anuais, demonstrando o grande potencial de contribuição das FVFs para a redução das emissões nacionais.

Impactos ambientais de usinas hidrelétricas

BALBINA

Hidrelétrica situada no Rio Uatumã, tributário de água preta da margem esquerda do Amazonas, originário do escudo das Guianas no sentido norte-sul. Utiliza tecnologia antiga, a gravidade, tendo sido construída antes da CF 1988, sem obrigatoriedade de EIA/RIMA. Desempenho energético ruim, grande quantidade de emissões líquidas de GEE, danos ambientais extremos, já tendo recebido qualificações como “desastre ambiental”, “pior usina do Brasil” e “fábrica de Metano”. Inicialmente, a UHE deveria ser construída em Cachoeira Porteira, no Rio Trombetas, porém o local foi preterido por Balbina. Construída em conjunto de obras de expansão e ocupação da Região Norte, tendo também como justificativa o abastecimento da Zona Franca de Manaus. O reservatório dispõe de ampla superfície livre e com formato adequado para a instalação de grandes ilhas fotovoltaicas. Próxima de uma metrópole regional.

CACHOEIRA CALDEIRÃO, CORACY NUNES E FERREIRA GOMES

Localizadas no Rio Araguari, que corre inteiramente no território do Amapá, originário no Escudo das Guianas, correndo do para o Atlântico ao norte da foz do Amazonas no sentido oeste-leste. A Bacia do Araguari é independente do Rio Amazonas, A três UHEs são localizadas muito próximas entre si, formando um complexo em cascata. Ferreira Gomes é mais antiga, a gravidade, construída no regime militar, antes da CF 1988. Cachoeira Caldeirão, Coracy Nunes são UHEs a fio d’água, mais recentes, construídas no PAC. São relativamente próximas à UHESANTO ANTÔNIO DO JARI, que é localizada no Rio Jari, tributário da margem esquerda do Rio Amazonas, no sentido norte-sul. Santo Antônio é uma UHE a sendo distante de Macapá. Os reservatórios, mesmo do de Ferreira Gomes, não são extensos.

TUCURUÍ

Situada no Rio Tocantins, afluente da margem direita do Amazonas, corre no sentido sul-norte, sendo originário no Planalto Central brasileiro (no estado de Goiás, já próximo a Brasília). É uma UHE, a gravidade, construída ainda no regime militar, antes da CF 1988.

Apesar do desempenho energético da UHE de Tucuruí ser considerado satisfatório, os impactos ambientais foram consideráveis, e teve como justificativa o benefício da indústria do alumínio, considerada extremamente eletrointensiva. Portanto faz parte de uma cadeia de fluxo de valores exportando matéria prima para manufatura externa, sendo externa a agregação de valor. O aporte local de benefícios é ínfimo, desproporcional aos pesados passivos ambientais e externalidades negativas associadas ao projeto.

BELO MONTE e PIMENTAL

É situada no Rio Xingu, afluente da margem direita do Amazonas, nasce no Planalto Central e corre no sentido sul-norte. A arquitetura da usina é composta por hidrelétricas operando a fio d'água e duas barragens e reservatórios interligados por estrutura de canal, sendo uma barragem construída no leito original do Rio Xingu a partir da qual foi construído um canal que alimenta um segundo reservatório. O canal subtraiu fluxo de água do trecho conhecido como “Volta Grande do Xingu”, com grandes impactos ambientais. Todo o entorno do local de construção, tanto à jusante quanto à montante, experimentou alterações ambientais significativas. A cidade de Altamira também foi severamente atingida. A idéia de construção desta usina remonta décadas atrás, porém nunca foi concretizada até o século XXI, e integrou o programa PAC do governo federal. Possui problemas técnicos de produção de energia devido à grande amplitude entre cotas máxima e mínima do Rio Xingu. Na cota mínima chega a níveis críticos de produção de energia.

CURUÁ-UNA

Localizada no estado do Pará, a 50 km de Santarém e construída sobre o rio Curuá-Una, tributário da margem direita do Amazonas, corre no sentido sul-norte tendo sua nascente na Serra do Cachimbo. É considerada a primeira hidrelétrica da Amazônia brasileira³³.

SAMUEL

Localizada em Rondônia, no Rio Jamari, afluente da margem direita do Rio Madeira. Localiza-se a apenas 50 km de Porto Velho. Utiliza tecnologia antiga, a gravidade, tendo sido

³³<https://repositorio.inpa.gov.br/bitstream/1/14105/1/artigo-inpa.pdf>

iniciada sua construção antes da CF 1988, sem obrigatoriedade de EIA/RIMA. Sua construção causou deslocamentos de populações ribeirinhas³⁴, aparecimento de doenças, e alterações no regime hidrológico. O leito do reservatório foi cercado por diques para melhorar o desnível³⁵.

COMPLEXO SANTO ANTÔNIO-JIRAU

Composto por duas UHEs situadas no Rio Madeira, distando 91 km em linha reta uma da outra. O Madeira é afluente da margem direita do Rio Amazonas, tendo sua nascente na Cordilheira dos Andes (ou na confluência dos rios Beni e Mamoré). As UHEs são do tipo fio d'água, integraram o programa PAC do governo federal. As usinas provocaram severos impactos ambientais (FEARNSIDE, 2014) com perda de espécies, impacto severo na migração reprodutora de peixes, alterando o regime de cheias a montante da usina de Jirau, principalmente na Bolívia. As usinas foram causaram impactos ambientais que atingiram a população ribeirinha, como a alterações na atividade pesqueira por alterações na ictiofauna conforme estudo de Lima *et al.* (2020) e impactos sociais com o reassentamento de populações como gravidez precoce, comércio e consumo de drogas ilícitas, violência, desestruturação familiar, prostituição infantil, impactos simbólicos e outros, conforme Benincá (2011).

Características próprias da região Amazônica fazem com que sistemas hidrelétricos tenham uma carga de emissões de GEEs superiores às instaladas em latitudes mais altas e daquelas instaladas em relevo mais acentuado. Estudos mostram que as emissões de GEE em hidrelétricas na Amazônia têm sido subestimadas nos estudos de impactos que municiam os processos de licenciamento das UHEs. São dois os gases de interesse na análise das hidrelétricas: o CO₂ dióxido de carbono e o CH₄, metano. Fearnside (2015a) aponta que há um pico nas emissões a partir da formação do reservatório, causado pela volumosa presença de material orgânico e nutrientes na água, criando um débito de emissões que precisa ser amortizado ao longo dos anos, pelo não uso de fontes de energia emissoras de GEEs. Além do pico inicial, as hidrelétricas continuam emitindo GEEs durante a permanência do reservatório devido aos ciclos de cheias e vazantes na zona de depleção dos rios que abastecem os reservatórios, e através da liberação do metano aprisionado na água por meio das turbinas. Estes fatores comprometem a fonte hidrelétrica como fonte de “energia limpa”. Faria *et al.*

34<http://mapadeconflitos.ensp.fiocruz.br/?conflito=ro-milhares-de-familias-atingidas-pela-uhe-de-samuel-e-do-baixo-madeira-lutam-para-serem-reassentadas-e-por-seus-direitos>

35http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/mss%20and%20in%20press/SAMUEL-EM-3-port-2.pdf

(2015), estimam as emissões das usinas Balbina, Tucuruí e Samuel em 2200, 480, e 2200 (kgCO₂ por MWh). Segundo o estudo, os projetos com menor densidade de energia possuem maior emissão, e que os grandes projetos de hidrelétricas na Amazônia podem ter impactos ainda maiores que os presentes na literatura. Araújo *et al.* (2019) pesquisou as emissões de CO₂ nos dois primeiros anos no complexo Belo Monte, concluindo que emissões do reservatório auxiliar foram 90% superiores às emissões do reservatório principal no período de vazante, devido à vegetação presente no enchimento do reservatório. Estudo de Fearnside (2015b) aponta que 13 anos após o enchimento do reservatório de Curuá-Una a quantidade de GEEs emitidas pelo reservatório foi superior à quantidade que teria sido emitida por combustível fóssil³⁶. Não existe consenso quanto ao método de contagem de emissões de GEEs em hidrelétricas, por exemplo, Santos (2000) utiliza método divergente de avaliação em relação a Fearnside. Não obstante as discrepâncias quantitativas, há consenso quanto à não isenção de hidrelétricas quanto às emissões de GEEs.

Ocorrem alterações físico-químicas devido à inserção de usinas hidrelétricas no ambiente, podendo impactar na saúde das populações. Arrifano *et al.*, (2018), em pesquisa conduzida com habitantes do lago de Tucuruí, encontrou altos níveis de concentração mercúrio no corpo dos pesquisados. O estudo recomendou monitoramento dos níveis de mercúrio, identificação das fontes de mercúrio, e avaliação do desenvolvimento neurológico das crianças.

Os impactos biológicos e ecológicos de projetos de hidrelétricas na Amazônia tendem a ser enormes. A região é um verdadeiro santuário de biodiversidade por unidade de área. A ausência de uma política consistente de ciência e tecnologia na região contribui para que parte da riqueza da fauna e flora ainda sequer seja conhecida, bem como não há uma política de aproveitamento extrativista ambientalmente racional dos imensos recursos guardados no ambiente amazônico.

O projeto de hidrelétrica traz a obrigatoriedade de estudo e catalogação dos recursos presentes na área atingida, contribuindo para aumentar o conhecimento sobre o patrimônio biológico da região. Porém trata-se de um conhecimento sobre algo que será perdido ou alterado sem possibilidade de recuperação, ressaltando-se amostras e exemplares que puderem ser removidos.

³⁶http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/2015/Livro-Hidro-V2/Livro_Hidrel%C3%A9tricas_V-2-cap-30-hidro_GEE-Curu%C3%A1-Una.pdf

A inundação em grande escala impede a remoção de grande parte da biomassa, resultando em reservatórios com muitos troncos residuais de árvores que vão passar pelo processo de apodrecimento, como Balbina e Samuel (FEARNSIDE 2015b). Com o enchimento do reservatório, ocorre o pico de emissões de GEE que é observado logo nos primeiros anos de existência da usina, comprometendo seu desempenho como fonte de energia sustentável quanto às emissões de GEEs.

Pesquisa de Benchimol e Peres (2015), realizada em ilhotas no reservatório da UHE de Balbina demonstrou enorme prejuízo à diversidade de vertebrados, com perda estimada de 70% dos vertebrados de grande e médio porte, sendo ínfima (0,7%) a parcela de ilhas que mantiveram a maior parte (4/5) de suas espécies originais. É de se esperar perdas proporcionais nos projetos de grandes hidrelétricas na Amazônia.

Os impactos bioecológicos não se limitam ao reservatório. Estudo de Resende *et al.* (2019) à jusante da barragem de Balbina concluiu que a barragem alterou o pulso de cheia típico dos rios da região Amazônica. As alterações no pulso impactaram na vegetação dos igapós, com perda de 12% da vegetação, e severo comprometimento de 29% da vegetação dos igapós, que possivelmente será extinta.

Estudo realizado no reservatório da UHE Coracy Nunes por Sá-Oliveira *et al.* (2015), encontrou alterações em vários parâmetros (diversidade, percentual de machos na população etc) na fauna ictiográfica à divisão do rio pela barragem e alteração do ambiente de lântico pra lótico, tais como menor dimensão dos peixes, ausência de migração em longa distância.

Estudo realizado na região do Jari por Furtado *et al.* (2016) acerca de flebotomíneos, insetos dos quais algumas famílias são vetores de Leishmaniose, verificou anomalia na presença de *N. umbratilis*, possivelmente associada a alterações ambientais que levaram à redução da quantidade de mamíferos habitando o dossel, forçando à busca por sangue em mamíferos no nível do solo.

Segundo Lima *et al.* (2020) a construção das UHEs de Santo Antônio e Jirau provocou alterações que reduziram a quantidade de peixe no Rio Madeira, um rio normalmente rico em nutrientes, aumentando os custos de produção e consequentemente o preço final. Com isso, impacta também a alimentação da população, que tem no peixe a principal fonte de proteína, bem como prejudica a atividade pesqueira da região.

As hidrelétricas causam alterações permanentes nas atividades econômicas desenvolvidas nas áreas abrangidas pelo reservatório e entorno. O aproveitamento econômico de recursos, realizado de forma tradicional e harmoniosa, praticada pelas populações ribeirinhas e outros povos tradicionais, e os saberes advindos dessas práticas, desenvolvido ao longo de décadas ou séculos, é suprimido e em grande parte perdido repentinamente. No caso de Balbina houve perda de sítios arqueológicos dos Waimiri-Atroari. Como medida mitigadora houve a construção de um museu. Existe uma Ação Civil Pública em processamento, ajuizada em face da concessionária, motivada pelo abandono do museu.

Apesar de ser de difícil mensuração, é possível inferir a dimensão dos custos sociais da implantação de sistemas de produção de energia hidrelétrica na região a partir da experiência já registrada nas hidrelétricas já implantadas. Custos sociais pesados são associados às usinas hidrelétricas já implantadas na Amazônia apontariam para um resultado proibitivo para o uso deste tipo de tecnologia na região, em caso de avaliar esta dimensão isoladamente.

1. Deslocamento de populações do local inundado e reassentamento;
2. Alteração no modo de subsistência das populações locais;
3. Interferência na vida cultural das populações locais;
4. Alienação em relação aos benefícios da energia gerada.

Os projetos de hidrelétricas apresentam indicadores sociais como impactos positivos do projeto. Mais comumente, a geração de empregos diretos e indiretos, e o número de residências abastecidas pela geração de eletricidade, e outros indicadores sociais e econômicos. Primeiramente, em termos de sustentabilidade, a quantidade de empregos gerados é questionável, já que são empregos temporários e que não beneficiam a região diretamente.

As obras de engenharia civil criam um fluxo migratório quase nunca associado a uma preparação prévia da região para receber o contingente humano. Este fluxo se configura como verdadeiro surto já que é numeroso e ocorre em curtíssimo intervalo de tempo. Grande parte do contingente humano é composta por homens solteiros ou desacompanhados de suas famílias. Quando as obras ocorrem próximo a cidades, a interação entre os trabalhadores e o cotidiano local pode resultar em fenômenos de degradação social. Prostituição, alcoolismo, aumento de criminalidade etc. Relatos destes efeitos são fartamente documentados, por exemplo, na cidade de Altamira (UHE Belo Monte).

A tecnologia de instalação do sistema FVF é simples em comparação com a instalação dos sistemas UHEs. Existem sistemas de instalação automatizada e em série dos módulos já acoplados nos flutuadores. A força de trabalho demandada na instalação é sensivelmente menor em termos de contingente e em termos de tempo de ocupação em relação aos sistemas hidrelétricos. A geração de empregos, entretanto é muito menor e muito mais volátil. O nível de especialização da mão de obra é maior, e embora a especialização não seja extremamente complexa, necessita de treinamento específico do pessoal envolvido. Porém, a interferência no ambiente ou nas cidades do entorno da obra é muito menor. Portanto, embora haja a perda de movimentação econômica que ocorreria devido à formação do aglomerado humano do canteiro de obras, se evita as interferências sociais e culturais nas populações locais.

Devido à complexidade e das dimensões da interferência, o processo de licenciamento ambiental de grandes obras de engenharia na Amazônia tem se mostrado um processo lento e polêmico. Mesmo após um prazo extenso, as conclusões acabam sendo alvo de críticas de caráter técnico, o que é previsível em razão da complexidade do objeto de análise (Amazônia) e o ambiente político em que se desenrola, onde um processo de tomada de decisão viciado obriga quaisquer análises ou estudos a resultados pré-determinados.

O processo de tomada de decisão dos projetos realiza as análises por burocracia, onde os resultados tendem a ser desprezados ou ajustados para atingir um resultado pré-definido. Isso porque são procedimentos burocráticos a cumprir e muitas vezes motivado preponderantemente pelo viés econômico.

O Brasil experimenta sérios prejuízos econômicos e sociais relacionados a episódios de corrupção, em grande parte associados às grandes obras de engenharia, dentre as quais estão incluídas as hidrelétricas (Belo Monte). A movimentação pública de grandes recursos, associada a vícios intrínsecos da administração pública brasileira (patrimonialismo, clientelismo e outros), acaba fazendo das grandes obras de engenharia um berçário adequado e costumeiro de episódios de corrupção. Por outro lado, a demanda por energia cresce naturalmente, forçando o crescimento da infraestrutura de abastecimento do setor.

A construção de hidrelétricas tem normalmente vários complicadores em termos de realização e fiscalização, que são aumentados quando a obra é realizada na Amazônia: são obras de dimensões gigantescas, demoradas, e tecnologicamente complexas, que envolvem a manufatura de diversos tipos de materiais realizadas e integração de equipamentos, tudo realizado no local da obra, que geralmente é isolado, e de difícil acesso. Todos estes fatores

(dentre outros) dificultam a fiscalização do cumprimento do contrato e ensejam muitas oportunidades para aditivos e adaptações de emergência, criando oportunidades para as práticas de corrupção.

A simplicidade da tecnologia FVF, demandando recursos muito menores para instalação, de menor complexidade tecnológica, menor movimentação, menores prazos, pode favorecer um ambiente institucional menos favorável à corrupção, facilitando a fiscalização e controle da execução do projeto.

Impactos ambientais de sistemas fotovoltaicos

Algumas vantagens operacionais são associadas à geração fotovoltaica, como:

- Ausência de emissões de GEEs, particulados e efluentes gasosos, líquidos e resíduos sólidos na operação;
- Operação sem ruído acústico;
- Custos de manutenção e operação moderados baixos;
- Constante evolução tecnológica, com aumento do desempenho e diminuição dos custos;
- Excelente disponibilidade em todo o território brasileiro em relação à radiação solar;
- Melhoria do acesso da população à energia elétrica em locais remotos;
- Da diminuição das perdas e custos de transmissão, devido à instalação próxima dos consumidores (pela Geração Distribuída).

Estas vantagens são acompanhadas de impactos ambientais positivos e também negativos, os quais serão debatidos a seguir.

Nos sistemas fotovoltaicos convencionais (em solo) a fase de instalação é a fase de maiores impactos ambientais Rodrigues, Ramalho e Medeiros (2020), a começar pela ocupação de grandes extensões territoriais, pois a capacidade de uma usina fotovoltaica é diretamente proporcional à área ocupada pelos painéis, além de fatores de rendimento técnico dos módulos, demandando grandes extensões de solo, acarretando além da ocupação, aumento no investimento devido ao custo do terreno.

Na instalação é realizado desmatamento tanto para a própria ocupação, quanto para acesso ao local, este último um impacto que pode ser necessário à instalação de alguns

parques fotovoltaicos flutuantes, principalmente os de grande porte, onde pode ser necessário acesso a áreas do reservatório sem acesso já construído, e mesmo novas instalações de subestação e linhas de transmissão. A remoção da cobertura vegetal acarreta perda da flora, destruição ou descontinuação de habitats, com impactos severos na fauna terrestre e habitats dos pássaros. Por conta do desmatamento e da movimentação do solo, pode ocorrer carregamento de sedimentos para os corpos d'água no entorno da usina fotovoltaica, com siltização e depleção Rodrigues, Ramalho e Medeiros (2020). Os impactos devidos ao desmatamento são praticamente eliminados já que os módulos são instalados sobre a água. Persiste, porém, possíveis impactos devido à abertura de vicinais de acesso, presumível em FVF de grande porte em reservatórios na Amazônia. Em reservatórios operando em complementação com hidrelétricas, a preexistência de vias de acesso e o menor número de módulos necessários praticamente elimina a necessidade de abertura de novas vias.

Ainda na fase de instalação ocorre o trânsito de veículos de transporte, causando poluição sonora e emissões de GEEs, porém de baixo impacto já que o tempo de instalação é ínfimo diante do tempo de operação da instalação (cerca de 20 anos). Também ocorrem emissões ocasionadas pelo maquinário na instalação (óleo, graxa, resíduos sólidos). Os impactos devidos ao transporte de materiais incidem também na instalação da fotovoltaica flutuante, em grau menor.

A indústria fotovoltaica tem um passivo ambiental considerável, devido à natureza eletrointensiva da manufatura dos painéis (semicondutores). Além da eletrointensividade, a liberação de substâncias ambientalmente agressivas na manufatura dos painéis, dos inversores, dos materiais compostos Gorjian *et al.* (2020) avolumam o passivo ambiental da tecnologia. O processo de manufatura dos módulos fotovoltaicos manipula metais pesados e substâncias tóxicas, conforme Reis e Santos (2014).

“Alguns métodos de fabricação de células fotovoltaicas utilizam materiais perigosos, como o seleneto de hidrogênio, e de solventes, similares àqueles usados na produção de outros semicondutores. Os riscos podem ser reduzidos a níveis baixos se técnicas modernas de minimização e reciclagem de sobras foram empregadas durante a fabricação. A destruição dos módulos que contém cádmio ou outros metais pesados poderia criar danos ao meio ambiente, no entanto ao serem descartados, podem ser economicamente reciclados, minimizando os problemas de destruição.”

A geração energética fotovoltaica possui características que impõem desafios à sua utilização como fonte autônoma. A intermitência da geração é um fator de instabilidade transitória: como estações com alta nebulosidade. A dependência de fatores geográficos e climáticos, resultam em dificuldade de aproveitamento em grandes latitudes próximas aos

polos onde o sol permanece próximo ou abaixo da linha do horizonte por meses, causando diminuição da intensidade luminosa em boa parte do ano, ou em locais com regiões com estações de baixa incidência de radiação solar, como as regiões com estações chuvosas rigorosas, além da descontinuidade natural no período noturno, ameaçam a viabilidade dos projetos, tornando obrigatório a assistência ou comensalismo por outra fonte ou armazenamento de energia, que no caso das fotovoltaicas convencionais de porte pequeno ou médio é realizado com baterias, em sistemas *off-grid*, ou conexão à rede de distribuição (*on-grid*).

Impactos paisagísticos, com a perda de grande extensão da paisagem natural e introdução de um elemento visualmente exorbitante e de grandes dimensões em uma paisagem natural. A limpeza dos painéis demanda uso de água, que muitas vezes é escassa na área de instalação dos painéis, e que em grande parte é despejada no solo, gerando lodo e crescimento de vegetação gramínea que pode até interferir na operação da usina. A limpeza dos painéis pode demandar substâncias químicas para limpeza, que podem contaminar o solo Gorjian *et al.* (2020).

Impactos das usinas fotovoltaicas flutuantes

A instalação de fotovoltaicas flutuantes acompanha a evolução da tecnologia e tende a ser cada vez mais rápida, barata e menos impactante. Não obstante, são inevitáveis impactos temporários e localizados, como compactação do solo no canteiro de obras, perturbações na água e impacto na flora e fauna, alterações no microclima local, mortalidade de pássaros, diminuição da qualidade da água, aumento do trânsito no local, distúrbios na vida selvagem local, poluição e contaminação da água pela emissão de poluentes advindos do maquinário.

O processo de licenciamento pode ser ainda mais simplificado que o das fotovoltaicas convencionais, por possível eliminação de parâmetros ambientais de instalação, por estar instalando em áreas submetidas a processos de estudos e licenciamento, anteriormente. O processo de licenciamento ambiental das FVF tende a ser menos complexo. A Nota Técnica aponta a Resolução Conama n. 279/2001³⁷ combinada com a Resolução

³⁷Aplicada em licenciamento ambiental simplificado de empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental;

Conama n. 302/2002³⁸ como as normas de maior aplicabilidade aos procedimentos de licenciamento de FVFs. Porém, no caso das FVFs em análise, os projetos cobrem uma área muito grande de reservatórios, o que poderá acarretar maior complexidade do processo de licenciamento pode ser um complicador. Outro possível complicador é a novidade da tecnologia, que pode acarretar um tempo maior de estudo.

As usinas fotovoltaicas flutuantes reduzem a temperatura de operação dos módulos pela proximidade com a lâmina d'água, o que melhora na eficiência na geração de eletricidade. Quando utilizadas em reservatórios artificiais, a eletricidade gerada no local pode ser utilizada para impulsionar a finalidade para a qual o reservatório foi construído, por exemplo, na energização de bombas d'água para abastecimento ou irrigação. Além disso, a cobertura proporcionada pelas ilhas flutuantes reduz a evaporação (até 70% em alguns casos), aumentando a disponibilidade de água no reservatório. Assim, constata-se que a instalação da fotovoltaica flutuante em reservatórios artificiais gera efeitos sinérgicos com as finalidades dos reservatórios, melhorando o desempenho global da instalação. Quando instalada em reservatório de hidrelétricas, a FVF pode aproveitar a estrutura de transmissão do sistema hidrelétrico, quando utilizada em reservatórios de hidrelétricas. O Brasil tem uma quantidade enorme de reservatórios adequados para a instalação de FVFs.

A instalação de FVFs em reservatórios evita a ocupação de grandes extensões de solo por período prolongado, possibilitando o uso da terra para outras finalidades (alimentos, atividades econômicas), ou preservação ambiental. Um desdobramento desse efeito é a eliminação dos custos com aquisição de grandes áreas, diminuindo custos do projeto e eventuais gastos públicos, o que configura uma grande vantagem em relação aos sistemas fotovoltaicos instalados em solo.

Sem a ocupação territorial, se evita a necessidade de eliminação da cobertura vegetal para a instalação, o que constitui outra grande vantagem em relação aos sistemas instalados em terra. Ainda assim, durante a fase de instalação pode ser necessário desmatamento para abertura de vicinais de acesso a locais remotos do reservatório, possibilitando o lançamento dos módulos na água, podendo haver impactos, como desmatamento e custos associados. Os reservatórios de hidrelétricas já possuem acesso, estruturado à água, através da estrutura de

³⁸Parâmetros, definições e limites de Áreas de Preservação Permanente de reservatórios artificiais e o regime de uso do entorno.

logística relacionada à UHE, minimizando o impacto que pode ficar restrito à distância que separa o local da casa de força da UHE do local da instalação no reservatório.

A instalação de fotovoltaicas em reservatórios tem vantagens devido ao isolamento. A ausência de estruturas altas no entorno da área de instalação (reservatório), minimiza o sombreamento, que reduz o desempenho, a eficiência, o desperdício e pode conduzir a falhas catastróficas nos módulos. Também proporciona vantagem a ausência de obstáculos na visada norte/sul, facilitando o posicionamento dos módulos. O isolamento também resulta em menor deposição de resíduos sólidos sobre os painéis, pela distância em relação a centros urbanos emissores de partículas, além da distância em relação ao solo, reduzindo a necessidade de limpeza, proporcionando redução tanto de custo, quanto de necessidade de intervenção de insumos de limpeza, diminuindo o consumo de água para manutenção Gorjian *et al.* (2020). Apesar do isolamento, pode haver problemas de manutenção e técnicos com incidência de dejetos de pássaros, a depender das condições do local de instalação, o que pode representar um problema em instalações localizadas na Amazônia pela riqueza da fauna em toda a região.

A disponibilidade imediata de água diminui os custos de manutenção com a limpeza dos módulos Sahu, Yadav e Sudhakar (2016). Por outro lado, durante as fases de operação podem ocorrer prejuízo aos recursos hídricos, contaminação e poluição, desconforto visual (SILVA; BRANCO, 2018). A limpeza dos painéis pode demandar substâncias químicas para limpeza, que podem contaminar a água Gorjian *et al.* (2020), causando mortandade de peixes e impactos em flora e fauna, bem como na qualidade da água, devendo ser desenvolvidos processos de limpeza sem substâncias poluentes e procedimentos que assegurem o mínimo de emissão de resíduos líquidos poluentes.

Podem ocorrer impactos na qualidade da água pela interação de materiais como os módulos de Silício e dos flutuadores HDPE (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). Também pode liberar substâncias oriundas de corrosão ou outro processo provocado pela interação das partes metálicas da estrutura da usina, como o sistema de ancoragem, em contato com a água ao longo do tempo, resultando em contaminação da água. Trata-se de uma questão de qualidade dos materiais utilizados, podendo incidir problemas de confiabilidade, com degradação da qualidade e redução da vida útil e profusão de falhas.

Os módulos fotovoltaicos podem ser escolhidos com molduras e partes metálicas resistentes à corrosão e aos efeitos da exposição ao tempo, o que causará um impacto no custo geral da instalação que deve ser considerado. Nas instalações *off shore*, os testes de névoa salina são mandatórios, porém nas instalações aqui consideradas a agressividade físico

química do ambiente pode advir das condições da água dos reservatórios e dos rios que alimentam os reservatórios. Sabe-se que os reservatórios de Balbina, Samuel e Curuá-Una causaram grande interferência na qualidade da água.

Em relação aos flutuadores, os tipos comerciais mais comuns são fabricados de material plástico de alta resistência, submetidos a ensaios UV, portanto possibilidade de contaminação da água pela liberação de substâncias a partir dessas estruturas é reduzida, porém existe devido à novidade da tecnologia, podendo ser realizados testes acelerados e aplicados sistemas de monitoramento e controle específicos. Os flutuadores mais comuns são fabricados com material reciclável e processo de fabricação “verde”, com tempo de instalação e desmontagem reduzido. Não obstante, o transporte dos flutuadores pode encarecer o projeto pelo volume individual e quantidade. Porém a fabricação local dos flutuadores a partir de resíduos plásticos pode oferecer uma oportunidade econômica sustentável para as comunidades locais.

A corrosão ou outro processo provocado pela interação das partes metálicas da estrutura da usina em contato com a água ao longo do tempo, pode prejudicar a instalação reduzindo a vida útil de todo o sistema (SAHU; YADAV; SUDHAKAR, 2016). Para evitar este efeito, aumentam-se os custos com a qualidade do material, elevando os custos de instalação, bem como os custos de manutenção posteriormente, que irão depender não apenas da qualidade do material utilizado, como também da agressividade do meio físico-química da água do reservatório.

A regularidade do nível da lâmina de água (planicidade da lâmina d’água) reduz o sombreamento mútuo entre as fileiras de painéis, ensejando maior compactidade e permitindo que os módulos/painéis sejam instalados mais próximos, sem depender da regularidade do terreno, como ocorre na fotovoltaica instalada em solo. É claro que este efeito é compensado pela ondulação no reservatório, o que é comum nos grandes reservatórios da Amazônia.

A cobertura do corpo d’água diminui a formação de ondas incidindo nas margens, podendo diminuir a erosão nas margens, porém este efeito é fortemente dependente da fração ocupada da área do reservatório (GALDINO; OLIVIERI, 2017). Um possível contraponto a este efeito é a necessidade de limpeza de argila e formação de bancos de silte nas margens, conforme citado por Sahu, Yadav e Sudhakar (2016).

Por outro lado, a ondulação natural na superfície do reservatório pode provocar falha no longo prazo na estrutura por esforços mecânicos repetitivos ou excessivos, tais como

ruptura na conexão entre os flutuadores individuais dos módulos, falhas no sistema de ancoragem e falha no sistema de rastreamento, fadiga e falha na estrutura de fixação e na ancoragem. No caso dos sistemas de rastreamento, as solicitações mecânicas chegam a inviabilizar o uso desta tecnologia em alguns projetos.

A exposição a eventos hídricos extremos, conforme relacionados por Sahu, Yadav e Sudhakar (2016) pode ocorrer em menores proporções devido às grandes dimensões dos reservatórios na Amazônia. Os “temporais” temidos pela navegação fluvial amazônica caracterizam-se pela presença de fortes ventos e agitação na água, requerendo reforço na estrutura de ancoragem

A redução de incidência de luz direta na superfície do corpo d’água reduz a quantidade de algas, melhorando a qualidade da água em alguns reservatórios. Esta redução é extremamente relevante na presença de eutrofização (GORJIAN *et al.*, 2020), o que é um fator muito relevante em face da crise hídrica iminente, pois a diminuição da quantidade de algas em reservatórios impacta no consumo de água pela população (KEMENES, 2006). A redução de algas tem efeito positivo para as hidrelétricas, reduzindo a agressividade físico química da água que passa nos equipamentos e instalações (STIUBIENER *et al.*, (2020).

As usinas com tecnologia fio d’água não experimentam ganhos em relação à evaporação, já que os reservatórios são menores, e praticamente não há alterações significativas nas margens comparadas com os reservatórios de grandes áreas inundadas. O consumo de água para irrigação não é comum na Amazônia e o grande volume de água dos rios da Bacia Amazônica não torna a vazante um problema. Não obstante, há estudos indicando o aumento da frequência de eventos extremos de cheias e vazantes. Nas usinas com reservatório com grandes áreas inundadas, o volume de água cuja evaporação é suprimida pela cobertura pode resultar em ganho considerável de energia armazenada (“bateria virtual”). Porém, para que estes efeitos sejam significativos, a cobertura deve ter grandes dimensões, ou seja a cobertura deve ser significativa em relação à área total do reservatório.

Foi constatado a existência de uma lacuna em termos de trabalhos de pesquisa quanto à estimativa de evaporação dos grandes reservatórios de hidrelétricas na Amazônia. Também não foram encontrados estudos para estimativa da supressão de evaporação causada pela cobertura fotovoltaica em grandes corpos d’água. Apesar do efeito geralmente reportado como benéfico em relação à redução da evaporação, o sombreamento pode causar impactos negativos na fauna e flora aquática pelo bloqueio da incidência direta de raios solares,

diretamente proporcional à área da usina fotovoltaica, pelo que algumas usinas instaladas em corpos d'água naturais instalam sistema de monitoramento da água (GORJIAN *et al.*, 2020).

São presumíveis impactos na zona lótica, afetando a troca de gases na camada de interface do corpo d'água, interferindo na flora e na fauna, conforme estudo de Rodrigues, Ramalho e Medeiros (2020). A redução da zona lótica no reservatório, causada pelo sombreamento, reduz a troca de gases na interface do corpo d'água com a atmosfera, interferindo na flora e a fauna, segundo Sahu, Yadav e Sudhakar (2016). Devido a estes impactos, algumas instalações utilizam aeradores aproveitando a própria eletricidade gerada, melhora na qualidade de água. Stiubiener *et al.* (2020), Rodrigues, Ramalho e Medeiros (2020) sugerem a instalação de LEDs abaixo dos módulos e bombeamento de oxigênio e outros gases para a água, usando parte da energia da própria instalação.

Em grandes usinas, ocupando enormes proporções do reservatório, o sombreamento tem grande probabilidade de causar consideráveis impactos ambientais negativos, pelo bloqueio de incidência de raios solares em grandes extensões, gerando impactos diversos possivelmente em cadeia e de difícil avaliação no estágio atual da tecnologia. O uso de aeradores conforme já citado pode mitigar o efeito em grande escala. A utilização de módulos bifaciais, que não impedem por completo a passagem da luz pode mitigar parte do efeito, porém com sacrifício do aproveitamento do efeito do albedo, principalmente em águas escuras. O uso de flutuadores que bloqueiem totalmente o acesso da luz à água elimina os benefícios da transparência parcial dos módulos bifaciais, mas melhora a densidade energética, podem proporcionar a diminuição da área coberta por demandar menor número de módulos para a mesma capacidade instalada, o que pode ser ainda melhorado com uso de flutuadores na cor branca para aproveitamento do albedo.

Com a redução da incidência de luz e da troca natural de gases na zona fótica, é provável a ocorrência de prejuízo à flora e fauna a depender da área coberta, ainda que não hajam registros de impactos negativos significantes, em instalações de tamanho reduzido. Pelo contrário, foi registrado em pesquisa que não houve influência nas correntes migratórias, e algumas espécies de peixes passaram a procurar o sombreamento e águas calmas próximas à cobertura (STIUBIENER *et al.*, (2020).

No caso de Balbina e Samuel e Curuá-Una o efeito do sombreamento, apesar de permanecer severo, pode causar menos prejuízo líquido devido à extrema severidade dos efeitos físicos e químicos, e bio-ecológicos já causados pela construção destas barragens. A depender das condições locais de instalação, é possível que animais interajam com a estrutura,

podendo causar ferimentos ao indivíduo e danos às instalações. Da mesma forma pode haver crescimento de plantas aquáticas sobre a enorme estrutura, adicionando custo à manutenção. Algumas instalações fotovoltaicas influenciam na rota migratória de certas espécies de pássaros, podendo causar colisões. Não foi encontrado relato deste tipo de problema no Brasil, e relacionado às fotovoltaicas flutuantes. Gorjian *et al.* (2020) registraram redução da colisão com pássaros, comparada com fotovoltaicas convencionais.

O isolamento da FVF é citado como uma vantagem em regiões sujeitas a incêndios florestais, pois a instalação sobre a água isola a usina da propagação de incêndios. Existem registros de grandes incêndios em instalações fotovoltaicas convencionais, e já há registro de incêndio em fotovoltaica flutuante no Japão. Na Amazônia, este efeito merece uma consideração cuidadosa, pois o combate a incêndios em grandes plantas fotovoltaicas flutuantes na região pode ser bastante problemático devido à grande área e dificuldade logística advinda do isolamento, dificuldade de acesso à região interna do sistema e dificuldade de atingir tais locais com água bombeada, o que depende da força das bombas existentes.

Os cabos elétricos da usina FVF podem ser lançados sobre a superfície da água sobre flutuadores, ou de maneira submersa. Ambas as arquiteturas possuem riscos associados. No caso de cabos expostos, existe risco de vandalismo, abalroamento por embarcações e materiais diversos (troncos) no reservatório, acarretando riscos de faltas no sistema elétrico e de choques elétricos. No caso de cabos submersos o risco de faltas por falha de isolamento nos cabos, por qualidade ou instalação inadvertida sobre corpos situados no leito do reservatório, causando falha na isolamento no longo prazo.

Os sistemas fotovoltaicos operam sem emissão de GEEs e outras emissões gasosas ou particuladas. Em relação às emissões, convém agregar ao balanço ambiental a existência de passivo ambiental pela eletrointensividade na manufatura (instalação) dos painéis, dos inversores, dos materiais compostos e pelo uso e liberação de substâncias nocivas na manufatura dos painéis, dos inversores, dos materiais compostos (GORJIAN *et al.*, (2020). A operação da FVF não causa poluição sonora advinda dos módulos fotovoltaicos. Quando utilizadas como gerador autônomo, equipamentos elétricos como transformadores podem eventualmente emitir ruídos. Quando utilizada em conjunto com UHEs são emitidos os ruídos sonoros intrínsecos da parte hidrelétrica.

O custo da fotovoltaica é superior ao sistema fotovoltaico sobre o solo (de 15 a 30% mais caro), devido ao custo adicional de toda a estrutura de flutuação embora tenha um tempo

de retorno de investimento menor. A tecnologia para flutuação, ancoragem e estabilização dos conjuntos tem custo superior à estrutura de fixação em terra. Os componentes, cabos e conexões devem ser resistentes à água e são de instalação mais difícil, o que aumenta o custo geral. A tecnologia recente e ainda em desenvolvimento também contribui para este tipo de tecnologia ter custo superior à instalação de fotovoltaicas convencionais. Para Galdino e Olivieri (2017) os custos da fotovoltaica flutuante são de fato até 30% superior à da fotovoltaica convencional, porém os custos são aproximados para sistemas similares acima de 10MWp. O mesmo estudo cita os custos de manutenção das FVFs como ainda superiores à das UFVs, mas devido à facilidade de acesso à água e rápido desenvolvimento de estruturas flutuadoras com facilidade de acesso para manutenção, reduzindo os custos de manutenção.

O grande impacto visual pode caracterizar de dano paisagístico. É um impacto objetivo cuja percepção é de natureza subjetiva. Na Europa, 5% de cobertura é considerada aceitável. A condução do projeto como desenho arquitetônico e adoção de materiais alternativos locais pode mitigar o impacto (GORJIAN *et al.*, (2020). O efeito subjetivo desse impacto no caso amazônico tende a ser atenuado pela baixa ocupação da região. As UHEs de Santo Antônio, muito próxima à cidade de Porto Velho, Ferreira Gomes, situada perto de núcleo urbano com o mesmo nome, podem perceber este efeito negativo com mais impacto.

A natureza vítrea dos módulos pode gerar clarões e ofuscamento, efeitos que podem gerar prejuízos à navegação aérea, caso a usina seja instalada próxima a aeroportos ou rotas de tráfego aéreo, sendo necessário assegurar a utilização de módulos antirreflexivos. Segundo o manual SERIS (2019), este efeito não é considerável nas fotovoltaicas, pois os módulos fotovoltaicos refletem apenas 2% da luz incidente, o mesmo que a água. Porém é pronunciado nos concentradores solares. Para efeito de licenciamento é oportuno diferenciar as tecnologias fotovoltaica dos concentradores e seus efeitos, pois o impacto do ofuscamento de concentradores é severo, evitando eventual confusão nos conceitos.

A restrição à aproximação das FVF se limitação na circulação no reservatório pode oferecer impactos negativo sem corpos d'água utilizados por comunidades para turismo ou lazer, ou outras atividades sociais. Atividades econômicas como atividade pesqueira e transporte no reservatório podem ser afetados. Criação de um "circulo virtuoso" na cadeia da indústria fotovoltaica brasileira e outras beneficiadas indiretamente MAUÉS (2019). A diversidade de condições dos reservatórios não permite que se estabeleça uma uniformidade nas suas condições de uso, devendo ser analisados caso a caso. O reservatório de Balbina se encontra em local isolado, embora com recente atividade de pesca desportiva centralizada em

espécies predadoras como o tucunaré, que seria afetada no caso de instalação de grandes ilhas fotovoltaicas para fornecimento autônomo de energia elétrica. Os reservatórios de Santo Antônio e Jirau são utilizados em transporte e pesca de subsistência por possuírem várias comunidades em suas margens, como também ocorre no reservatório de Tucuruí.

Ainda não há estudos reportando reduções diretas de emissões de GEE em reservatórios da Amazônia devido à cobertura com FVF, ou seja, devido ao bloqueio de energia solar sobre a água. Porém estudos em outras localidades reportam diminuição da quantidade de algas na água devido à cobertura, contribuindo para a melhoria da qualidade da água. Este efeito ocorre em reservatórios de dimensões muito menores e condições climáticas diferentes dos reservatórios de hidrelétricas da Amazônia, mas permitem inferir que a diminuição da incidência de energia solar diretamente no reservatório pode interferir nos mecanismos de produção de GEE. Assim, o principal efeito em termos de redução de emissões de GEEs proporcionado pelas FVFs é a não utilização de outras fontes de energia baseadas em combustível fóssil, o que proporcionaria emissões significativas de GEE. Manaus utiliza usinas termelétricas para complementar a produção de energia de Balbina, a energia importada via “Linhão” e como reserva técnica em caso de interrupção. Houve avanços tecnológicos neste tipo de sistema, que redundou em usinas com menor índice de emissões de GEEs. O uso do gás natural oriundo da Província Petrolífera do Urucu foi um dos principais avanços no setor.

No caso de grandes hidrelétricas operando como fonte autônoma principal, pode ser necessário o uso de baterias, acarretando aumento considerável de custos, e problemas ambientais relacionados ao armazenamento e deposição, tendo em vista que estes dispositivos são fabricados com metais pesados e materiais contaminantes, aumentando ainda mais o custo global da instalação. Estes impactos ocorrem nas FVFs de menores dimensões, sem consequências relevantes ou proibitivas. Na operação em conjunto com UHEs o armazenamento é realizado pela “bateria” virtual eliminando o uso de baterias.

Linhas de transmissão

Segundo levantamento de Hyde, Bohlman e Valle (2018), os sistemas de transmissão e distribuição ocupam 23.467 km² o que corresponderia ao dobro da área inundada por hidrelétricas na Amazônia legal, com crescimento estimado de 37% até 2026, atingindo áreas de proteção e áreas de floresta intacta. As linhas de transmissão associadas aos sistemas

hidrelétricos possuem capacidade definida e limitada de transporte de energia. Embora haja previsão de sobrecarga, a injeção de energia extra em grande quantidade demandará adaptação das linhas existentes ou mesmo instalação de novas estruturas de suporte, aumentando os custos. A instalação de FVF nas hidrelétricas consideradas melhora a eficiência da produção do sistema, trazendo redução de custos pela redução/eliminação de custos de transmissão da energia produzida em outros locais interligados pelo SIN. No caso de Manaus a melhoria no rendimento de produção energética de Balbina proporcionada pela instalação do parque adicional FVF impactaria positivamente na redução, já que parte significativa da energia elétrica consumida na cidade chega por intermédio do Linhão de Tucuruí gerando custos pelo uso do sistema de transmissão do SIN. Por outro lado, A utilização de FVF sobre reservatórios próximos dos grandes centros consumidores poderia proporcionar uma redução substancial nas perdas por transmissão, devido à distância entre fonte e centro consumidor, que no caso do Brasil, 16% da energia gerada. Porém, produzir e energia em reservatórios da Amazônia não teria este impacto nas perdas na transmissão, que seria percebida também no caso de construção de novas hidrelétricas.

Outros desafios de engenharia devem ser superados na instalação dos sistemas flutuantes, com relação aos fotovoltaicos instaladas em solo, são citados por Borba e Novak (2018), como a necessidade de estrutura mais complexa possibilitando flutuação e resistência a ventos, crescimento de organismos aquáticos. Segurança no transporte da energia às instalações terrestres de distribuição. Alto investimento inicial e custo de manutenção, O custo da energia maior em relação à de combustíveis fósseis (à época), eficiência afetada por altas velocidades dos ventos, sensibilidade mecânica a vibrações, que podem gerar fissuras (ou microfissuras) nos módulos.

O estudo de caso realizado por Liu *et al.*, (2018) em Singapura, um país de clima tropical, e com forte monitoramento das condições ambientais com várias configurações de fotovoltaicas flutuantes, listaram os seguintes problemas durante a execução dos ensaios práticos:

- 1) Dejetos de pássaros sobre as placas, gerando pontos de calor e diminuindo a vida útil das placas;
- 2) Desgaste das peças móveis dos flutuadores devido ao movimento constante das placas;
- 3) Falha no “aterramento elétrico” entre as placas, devido à movimentação constante, comprometendo a equipotencialização e com isso a segurança elétrica da instalação;

4) Desligamento intermitente de inversores, devido a falhas de isolamento. A pesquisa informou que nos dias chuvosos ou de maior umidade, o problema aumentava, sem que se tivesse concluído o motivo da falha;

Outras falhas potenciais sugeridas, mas não verificadas no tempo de ensaio (um ano): corrosão do material submerso ou exposto à água, incrustação pela fauna aquática, gerando degradação dos flutuadores, degradação dos flutuadores por exposição à UV, afundamento dos flutuadores (não especificou o mecanismo de falha, podendo ser falha de fabricação ou no dimensionamento), exposição de cabos energizados à água, com risco de acidentes, ou falhas elétricas como isolamento e corrente de fuga, falha no sistema de ancoragem, e liberação de elementos tóxicos na água devido ao desgaste dos materiais em contato com a água com o passar do tempo.

Na fase final de descomissionamento são presumíveis alterações na geomorfologia do leito por conta da remoção do sistema de ancoragem, cabeamento, e outras estruturas do fundo, podendo causar alterações na qualidade da água com impactos nos sistemas ecológicos localmente, além de impactos em relação ao tráfego de materiais e pessoas e disposição ou descarte de material, conforme Gorjian *et al.* (2020). Na prática não existem estudos robustos sobre o tema pelo escasso tempo decorrido entra a implantação das atuais FVF em relação ao tempo de vida útil.

FVF de grandes dimensões - considerações

Algumas das usinas fotovoltaicas modeladas pelo percentual de 10% de cobertura do reservatório possuem dimensões comparáveis à mancha urbana de grandes cidades brasileiras, como são os casos de Tucuruí (423 km²) e Balbina (358 km²), superiores à mancha urbana de Curitiba, a quarta maior do Brasil, e inferiores apenas às manchas urbanas de São Paulo (897km²), Rio de Janeiro (585 km²) e Brasília (509 km²)³⁹. Não foram encontrados trabalhos cujos resultados permitam avaliar com segurança o impacto de coberturas em tais dimensões. Mesmo as maiores usinas fotovoltaicas hoje existentes possuem dimensões muito inferiores às propostas, dificultando uma comparação por analogia de resultados. A maior usina fotovoltaica flutuante em operação no primeiro trimestre de 2021 tem apenas 0,8 km². Outra dificuldade é que as fotovoltaicas flutuantes são todas instalações recentes, ainda sem tempo suficiente para avaliação dos impactos a longo prazo.

³⁹https://www.ibge.gov.br/apps/areas_urbanizadas/

Matriz Rápida de Impactos Ambientais

Os impactos e respectivas valorações foram registrados na Matriz RIAM, conforme tabelas detalhadas apresentados no APÊNDICE.

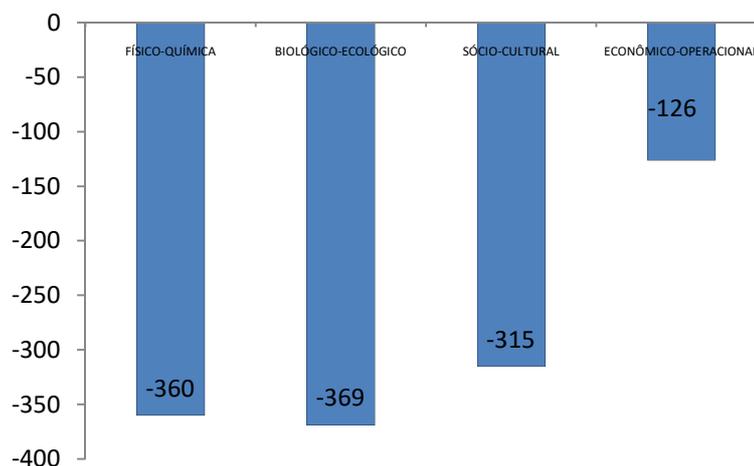
Comparação entre UHEs e FVFS – Fase de INSTALAÇÃO

A **Tabela 25** mostra os valores totais por eixos. A **Figura 25** exhibe graficamente os resultados.

Tabela 25 - Escore RIAM para UHE por eixos e total

EIXO	ESCORE
Físico-química	-360
Biológico-ecológico	-369
Sócio-cultural	-315
Econômico-operacional	-126
Total	-1170

Figura 25 - RIAM resultados para UHE fase de instalação.



Fonte: Gama Júnior (2021).

A análise da instalação de hidrelétrica ratificou os enormes impactos da interferência ambiental causada pela instalação de uma hidrelétrica na região Amazônica, influenciada principalmente pela formação do reservatório. Os impactos são razoavelmente distribuídos entre os eixos físico-químicos, biológico-ecológicos e sócio-culturais, que são os mais

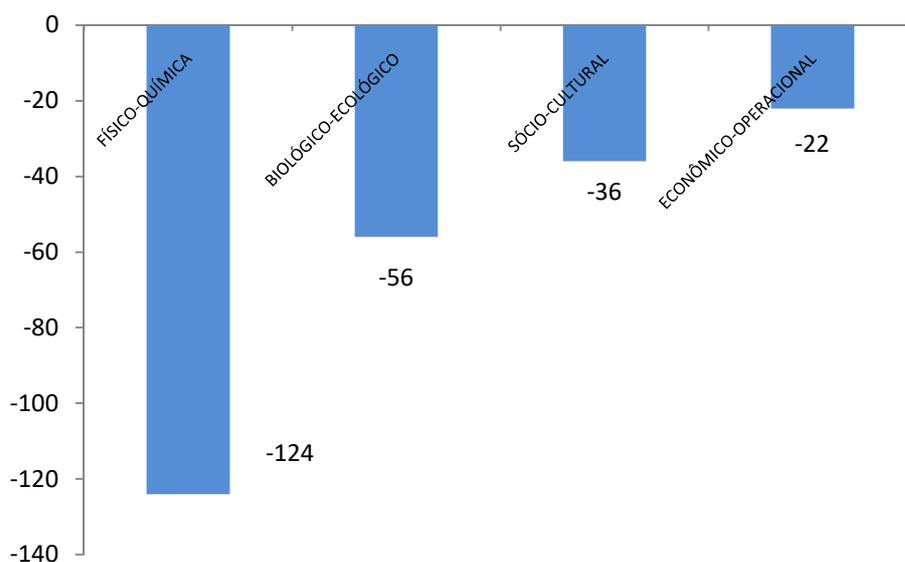
afetados. O resultado do eixo econômico-operacional resultou em valor zero pela compensação entre impactos negativos e positivos. Ressalta-se que a análise leva em conta apenas a fase de instalação, tendo como referência condições ambientais iniciais, ainda inalteradas. Como já era esperado, a fase de instalação causa razoáveis impactos, da mesma forma que uma fotovoltaica convencional.

A **Tabela 26** exibe os resultados por eixos da análise RIAM para instalação de FVF nos reservatórios, cobrindo um percentual de 10%, acarretando considerável interferência na estrutura já existente, inclusive demandando novas linhas de transmissão ou reforço das já existentes. A **Figura 26** apresenta graficamente os eixos.

Tabela 26 - RIAM resultados para FVF por eixos

EIXOS	TOTAIS
Físico-química	-124
Biológico-ecológico	-42
Sócio-cultural	-24
Econômico-operacional	-112
Total	-302

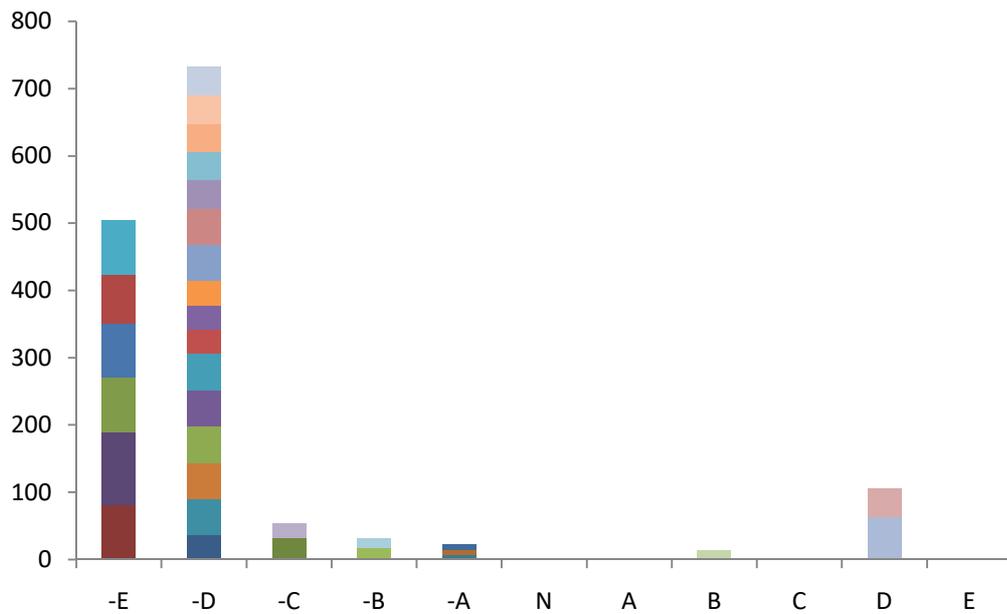
Figura 26 - RIAM resultados para FVF por eixos



Fonte: Gama Júnior (2021).

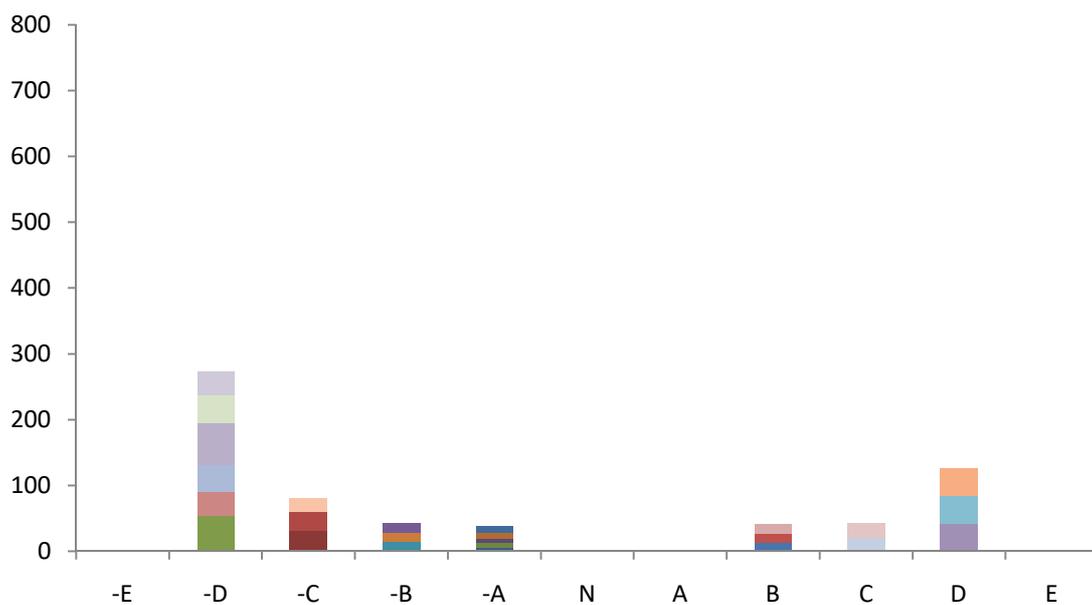
A **Figura 27** e a **Figura 28** ilustram e comparam a distribuição das componentes para cada alternativa energética.

Figura 27 - componentes da RIAM para fase de instalação de UHEs



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 28 - componentes da RIAM para fase de instalação de FVFs



Fonte: Gama Júnior (2021).

Cada setor colorido nos gráficos corresponde a uma componente ambiental, e as componentes estão de acordo com as faixas de escores da **Tabela 6**. Os gráficos mostram que a instalação de FVF nas condições propostas possuem espectro de impactos ambientais mais favorável que a de hidrelétricas, com impactos numericamente menores e mais distribuídos, com vários componentes na parte positiva do gráfico. Ainda assim, possuem impactos negativos que podem ser consideráveis, principalmente pelas dimensões e por demandar instalação ou reforço da estrutura elétrica. A necessidade de abertura de vicinais, novas instalações para adaptação da energia gerada, novas linhas de transmissão, e seus impactos no solo e na fauna e flora minimizam ainda mais as vantagens originais das fotovoltaicas flutuantes, piorando seu resultado na comparação com as hidrelétricas.

Comparação entre UHEs e FVFS – Fase de OPERAÇÃO

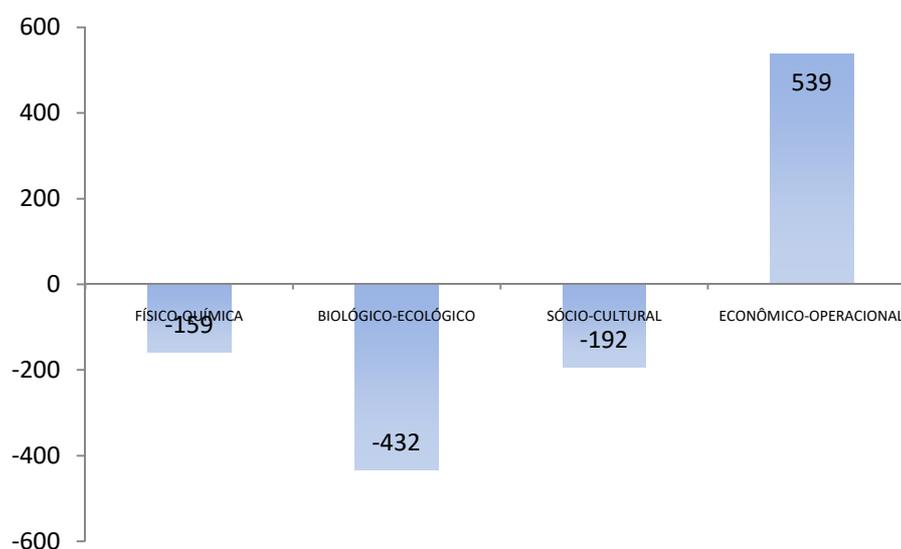
Na fase de operação, as hidrelétricas, os componentes positivos estão relacionados à geração de renda e empregos, porém tais benefícios tem contrapartida nem prejuízos sociais advindas da migração e aglomeração humana repentina no canteiro de obras e nas localidades localizadas no entorno, e outras externalidades. No que se refere aos impactos físico-químicos e biológico-ecológicos, alguns efeitos presentes na instalação perduram pela fase de operação de hidrelétricas. A

Tabela 27 mostra os valores dos eixos para operação de UHEs e a **Figura 29** exhibe graficamente os eixos.

Tabela 27 - Valores dos eixos operação UHE

COMPONENTE	TOTAIS
Físico-química	-159
Biológico-ecológico	-432
Sócio-cultural	-192
Econômico-operacional	539
Total	-484

Figura 29 - Eixos da RIAM - operação de UHEs



Fonte: Gama Júnior (2021).

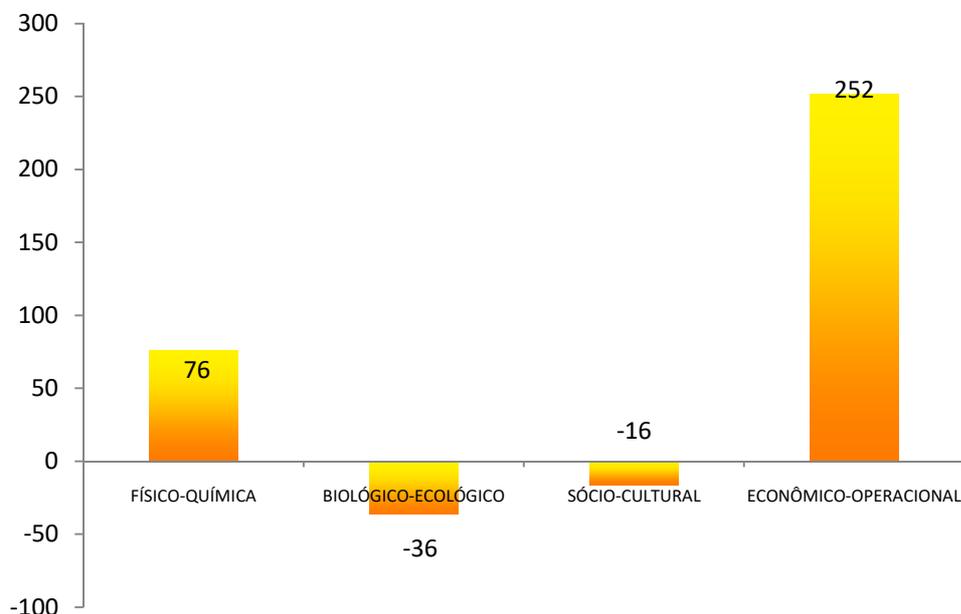
A fase de operação de uma usina FVF pode acarretar alguns impactos negativos principalmente pela interferência do sombreamento na interação da luz do sol com a água em

grande escala. A interferência da cobertura em atividades humanas sediadas no reservatório, como transporte, pesca, lazer etc. também geram componentes na região negativa, além do impacto visual, todos dependendo da população instalada, mas sem a mesma intensidade do impacto causado na fase de instalação da FVF e muito menor que o causado na instalação das hidrelétricas. Os resultados dos eixos da RIAM para a fase de operação da FVF são exibidos na **Tabela 28** e na Figura 30.

Tabela 28 - Escore RIAM por eixos para operação de FVFs

COMPONENTES	ESCORE
FÍSICO-QUÍMICA	4
BIOLÓGICO-ECOLÓGICO	-54
SÓCIO-CULTURAL	-16
ECONÔMICO-OPERACIONAL	252
TOTAL	186

Figura 30 - RIAM para operação de FVF

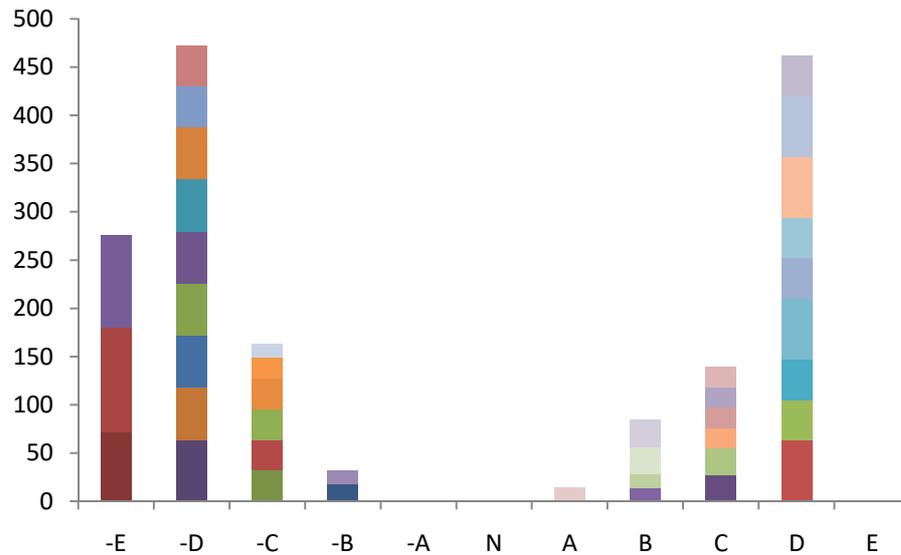


Fonte: Gama Júnior (2021).

A **Figura 31** e a **Figura 32** as componentes ambientais das operações de UHEs e FVFs, com desempenho ambiental mais favorável para a tecnologia fotovoltaica flutuante,

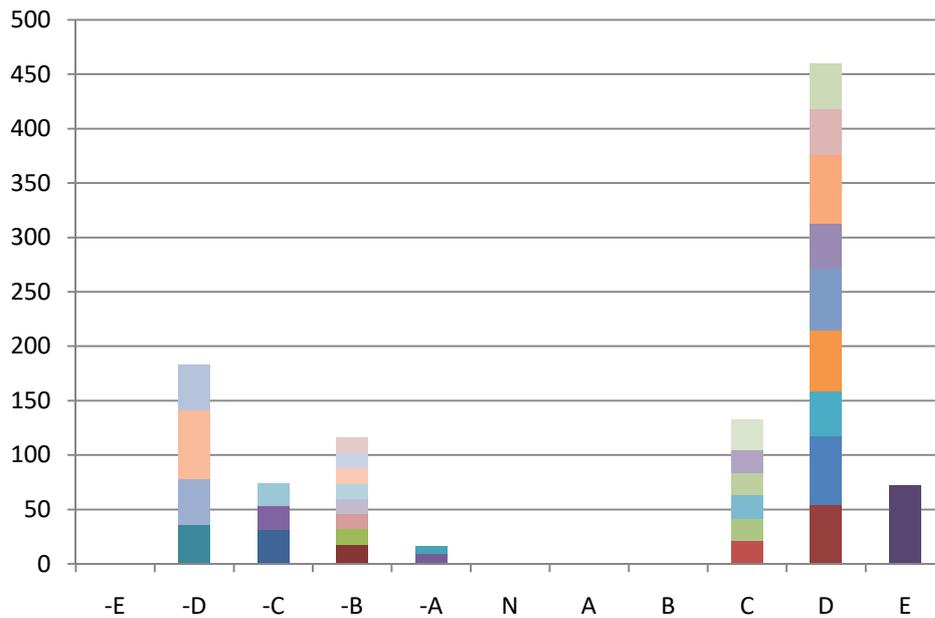
com posicionamento dos componentes predominantemente na região positiva do gráfico, porém exibindo a possível incidência de impactos ambientais nas instalações devido às suas enormes dimensões, e em caso de utilização de elementos armazenadores químicos de energia (baterias).

Figura 31 - Componentes RIAM operação UHE



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 32 - Componentes RIAM operação FVF



Fonte: Gama Júnior (2021).

Operação complementada – híbrida.

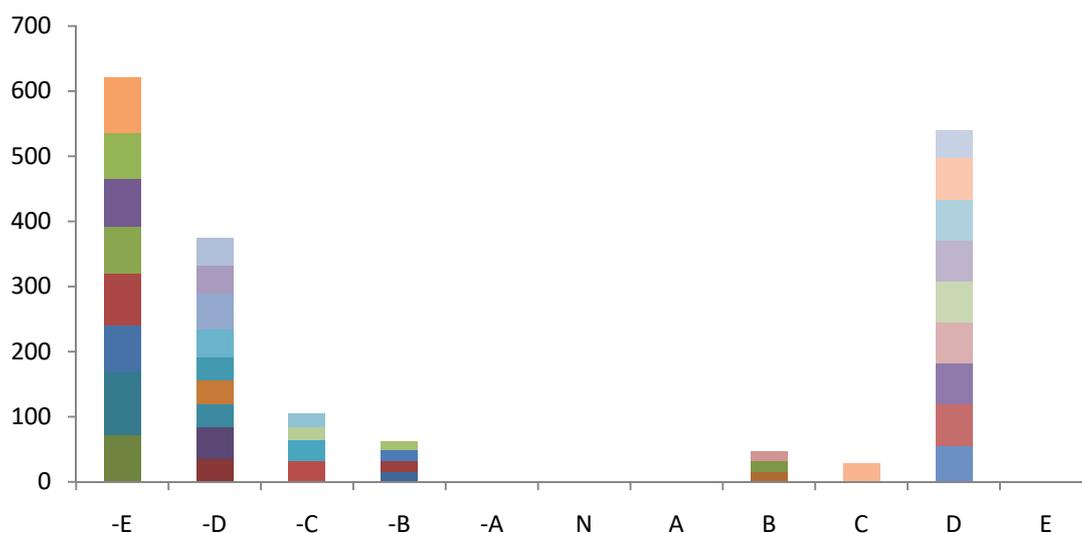
O uso de hidrelétricas complementadas com termelétricas, que é o modelo preponderante no Brasil, tem desempenho ambiental negativo, com muitas componentes na região negativa, em grande parte devido aos componentes associados aos efluentes de termelétricas, proporcionando uma “complementação negativa” quanto aos impactos ambientais característicos destas fontes de energia. A vantagem proporcionada pela ausência de emissão de substâncias gasosas não GEEs, emissões líquidas e de resíduos sólidos pela UHE, é cancelada pela presença deste tipo de emissões pelas usinas termelétricas.

Os possíveis impactos ambientais de usinas fotovoltaicas flutuantes nas dimensões estudadas podem ser maiores, principalmente na região amazônica, sem comprometer a viabilidade ambiental do uso da tecnologia, devido à instalação em reservatórios de UHEs já instaladas e impactadas. A severidade variará de acordo com o reservatório. Os reservatórios estudados possuem diversidade de características advindas de diferentes características geográficas locais, diversidade hidrológica, de relevo, uso do corpo d’água e ocupação das margens, bem como de fatores de projeto operacionais, e farão com que os impactos ambientais incidam, sejam absorvidos e percebidos de diferentes formas. O principal impacto ambiental potencial identificado nas usinas de grande porte estudadas é a interferência do sombreamento, pelo bloqueio de grandes porções de superfície dos reservatórios interferirá na troca de gases entre a atmosfera e o corpo d’água na zona fótica, com prováveis impactos na fauna e flora. Apesar de ter sido demonstrada a inviabilidade de suprimento total da demanda por energia, que seria possível utilizando cobertura dos reservatórios em frações superiores a 10, 20 e até 30%, a utilização da cobertura para suprimento parcial durante o dia ainda é uma utilização possível, além de os efeitos ainda estão presentes em porções menores de cobertura (com impactos proporcionalmente menores), mesmo na operação complementada.

Como os impactos variam de acordo com as condições dos reservatórios, as usinas com maior percentual de cobertura deveriam ser preferencialmente instaladas em reservatórios de hidrelétricas tipo gravidade, que possuem reservatório maior, impactos ambientais mais severos e persistentes, e rendimento energético e operacional ruim. O que ocorre em reservatórios mais antigos, instalados ou concebidos no período militar ou imediatamente após, como Balbina, Curuá-Una, Samuel, Coracy Nunes. Os gráficos exibidos na

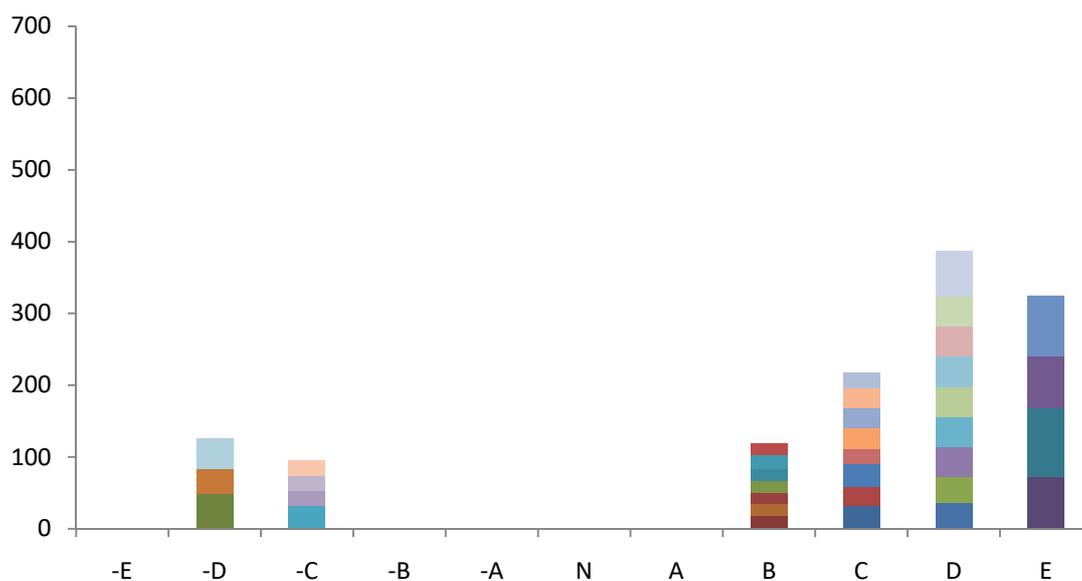
Figura 33 e na figura **Figura 34** exibem o espectro de componentes ambientais para as duas combinações de fontes. Fica evidente a vantagem ambiental da combinação fotovoltaica flutuante + hidrelétrica sobre o conjunto termelétrica + hidrelétrica.

Figura 33 - RIAM UHE + UTE



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 34 – RIAM UHE + FVF



Fonte: Gama Júnior (2021).

Análise RIAM dos reservatórios

Em relação à engenharia envolvida na montagem das fotovoltaicas flutuantes nos reservatórios, nem todos os reservatórios se mostram adequados para a instalação de grandes FVFs. A instalação deve observar o ciclo de cheias e vazantes do reservatório. Nos casos da região amazônica a excursão entre o nível de seca e o de vazante pode atingir dezenas de

metros. Em 2021 a cheia dos rios da região amazônica atingiu níveis recordes. O cabeamento de ancoragem e sustentação deverá prever essa excursão.

O formato dos reservatórios limita a superfície utilizável pelas FVF de grande porte. Quanto mais irregular, menor a possibilidade de pleno aproveitamento em grandes FVFS, pela possibilidade de grande parte da área do reservatório estar em infiltrações na floresta, dificultando a instalação dos painéis. A presença de ilhotas e troncos residuais não se configura como impeditivos.

Os reservatórios de usinas fio d'água são de dimensões reduzidas, exigindo uma cobertura maior da área total do reservatório para atingir a potência da hidrelétrica. A velocidade, vazão e turbulência das águas das fio d'água também oferece desafio para o ancoramento das usinas. O regime de cheias e vazantes dos rios amazônicos e dos reservatórios neles instalados, pode expor o leito rochoso nas proximidades da barragem. No caso das hidrelétricas no Rio Madeira, a presença comum de troncos de resíduos de vegetação descendo a correnteza oferece um complicador adicional para as usinas fotovoltaicas que possam ser construídas naquele curso d'água.

Pelo exposto, se pode considerar que as hidrelétricas fio d'água como Santo Antônio, Jirau, Cachoeira Caldeirão e Ferreira Gomes são problemáticas para a montagem de fotovoltaicas flutuantes. Os projetos de hidrelétricas fio d'água são mais recentes, realizados já sob a legislação ambiental mais rigorosa e com tecnologia mais madura. Mesmo com os consideráveis impactos ambientais destas hidrelétricas, houve mais cuidado com a implementação de medidas mitigadoras, embora muitas ainda com efetividade duvidosa. Os complexos de Santo Antônio-Jirau e Ferreira Gomes-Cachoeira porteira dividem a geração de energia em um espaço relativamente pequeno, abatendo o passivo ambiental, ao contrário das usinas mais antigas que demandavam grandes reservatórios, em particular as desastrosas Balbina e Samuel. As UHEs tipo gravidade estudadas resultaram em reservatórios com maior área alagada, menor densidade energética e pesados impactos ambientais, que inviabilizariam a construção destas hidrelétricas, caso fossem projetadas atualmente. Santo Antônio, Jirau e Belo Monte foram realizados após a promulgação da Constituição de 88, integraram o pacote de obras do governo federal chamada PAC, são do tipo fio d'água, prometendo diminuição de impactos pela diminuição do tamanho do reservatório.

Neste sentido, os reservatórios das hidrelétricas de Balbina (AM), Samuel (RO), Belo Monte (PA), Tucuruí (PA), Curuá-Una (PA) e e Coracy Nunes (AP) mostram-se os mais adequados por serem usinas tipo gravidade, com maiores áreas de reservatórios, maior

interferência ambiental já causada e ainda presente e maiores passivos ambientais a compensar. Balbina, Curuá-Una e Samuel, são projetos mais antigos, concebidos e executados ainda no regime militar, e, portanto, anteriores à vigência do atual ordenamento jurídico ambiental constitucional, resultando em severos danos ambientais e baixíssima contribuição energética. Sobre o complexo Belo Monte pairam diversas e severas interferências prejudiciais ao ambiente, como a interferência no ambiente urbano de Altamira, a desastrosa alteração hidrológica na região da “Volta do Xingú”, e até necessidade de complementação por termelétricas e risco de desabamento. Embora a UHE de Tucuruí seja reportada como um projeto mais bem elaborado e executado que as outras UHEs tipo gravidade esta instalação foi construída principalmente por pressão e em benefício de setores ligados à exploração do Alumínio na região, uma indústria conhecidamente eletrointensiva, e cujos benefícios sociais do “desenvolvimento econômico” não foram percebidos na região onde ocorreram os impactos.

Os reservatórios estudados são muito extensos, alguns do tamanho de países, como é o caso de Balbina e Tucuruí. Apesar do grande potencial oferecido, cobrir reservatórios dessa envergadura traria muitos desafios de natureza prática. Inicialmente, o modelo de aproveitamento da estrutura hidrelétrica já instalada se tornaria impraticável, demandando a instalação de várias estruturas captação da energia gerada nos reservatórios e repasse à rede de transmissão, que também deveria ser reformulada. A intermitência diária e interrupção noturno da geração demandariam elementos armazenadores de energia, acrescentando custos vultosos ao sistema.

As usinas mais recentes, instaladas em boa parte nos programas de aceleração do crescimento, adotaram a tecnologia fio d’água, com reservatórios menores, e menor interferência no curso d’água e melhor rendimento energético, como Belo Monte, o complexo Jirau-Santo Antônio, Cachoeira Caldeirão, Ferreira Gomes, Santo Antônio do Jari, Rondon II. Porém mesmo com reservatório menor, os impactos ainda são severos, com destaque para a UHE de Belo Monte. Apesar disso, o uso desses reservatórios para usinas fotovoltaicas flutuantes de grande porte pode não ser recomendável. A menor interferência da barragem no curso d’água significa uma maior exposição ao ambiente lótico típico dos rios.

O complexo Jirau-Santo Antônio apresenta-se como menos favorável ao aproveitamento FVF. A proximidade da UHE de Santo Antônio com a cidade de Porto Velho, capital do estado de Rondônia é uma vantagem operacional devido a menores perdas e custos de transmissão. Porém as características hidrológicas do Rio Madeira, em termos de

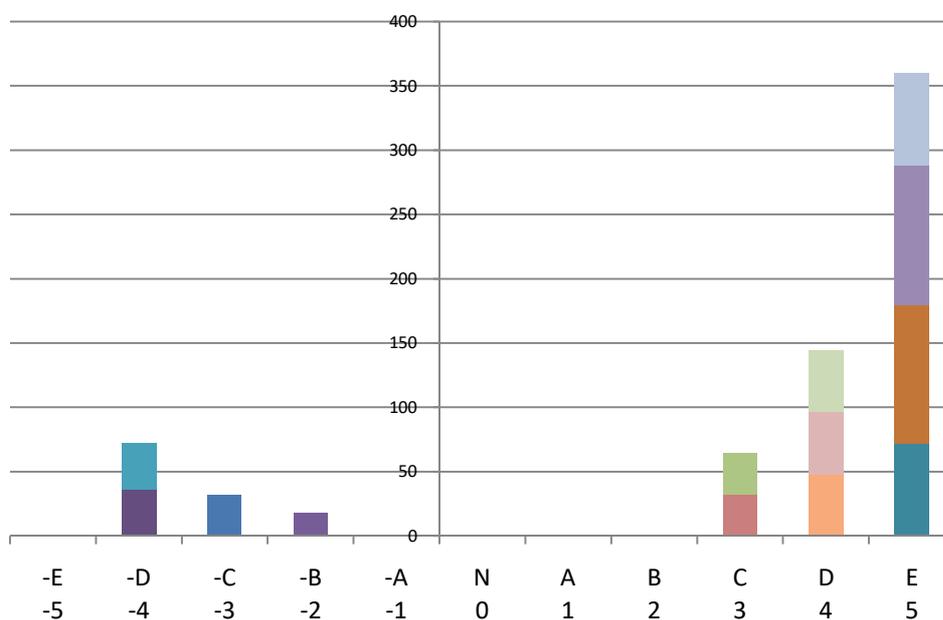
velocidade, assoreamento e erosões no leito e margens, fluxo de sedimento e material nas águas (troncos) etc. a própria proximidade com Porto Velho que é uma vantagem operacional também comparece como complicador, já que a proximidade acarreta maior presença populacional das margens, e utilização do reservatório para finalidades como pesca e transporte. Tais fatores dentre outros demandarão estudos preparatórios ainda mais cuidadosos, configuração diferenciada das ilhas fotovoltaicas e possivelmente maiores custos de instalação e manutenção, além de maior risco de problemas estruturais diminuindo a vida útil.

A UHE de Belo Monte é um sistema complexo formado por duas barragens, formando os reservatórios do sítio Pimental no leito principal e Belo Monte situado em um canal artificial cavado a partir do curso original do Xingú. Ambas são do tipo fio d'água. O canal gerou interferência hidrológica severa e impactos ambientais rigorosos na região conhecida como Volta Grande do Xingu pelo desvio de parte da vazão do rio, desviando água do curso original, tendo sido privilegiado o fluxo hídrico para abastecer o desvio onde ocorre a geração de eletricidade, em Belo Monte. O projeto previa que o nível do rio Xingu na Volta Grande igualaria durante o ano inteiro o nível de água do período de seca, o que já traria impactos consideráveis. Porém, desde o enchimento dos reservatórios a consequência é nível da água abaixo da projeção, com agravamento no período de seca, comprometendo todo o ambiente da região, impactando fauna, flora e as populações que ali vivem e dependem das águas do Xingu.

A colocação de fotovoltaicas flutuantes em ambos os reservatórios poderia atenuar o sacrifício na região da volta do Xingu, uma vez que ambos os reservatórios experimentaríamos o efeito bateria virtual, economizando vazão de água para a mesma produção energética, possibilitando menor interferência no fluxo no curso original na Volta do Xingu. Ambos os reservatórios oferecem vantagens para receber as FVFs. O reservatório de Belo Monte deve ser a melhor opção de instalação por estar este reservatório instalado em um curso d'água artificial, portanto de altos e irreversíveis impactos ambientais causados tanto na área de instalação do reservatório quando na região da Volta Grande, atingida pela drenagem de água para o canal de Belo Monte, o que satisfaz ao critério de compensação por impactos severos na instalação do projeto. Ademais a capacidade instalada em Belo Monte tem geração muito superior a Pimental, permitindo uma FVF também muito superior. O reservatório de Belo Monte foi escavado, sendo, portanto, mais regular. O reservatório em Pimental tem capacidade instalada muito menor que Belo Monte (2% do sistema total), limitando também o

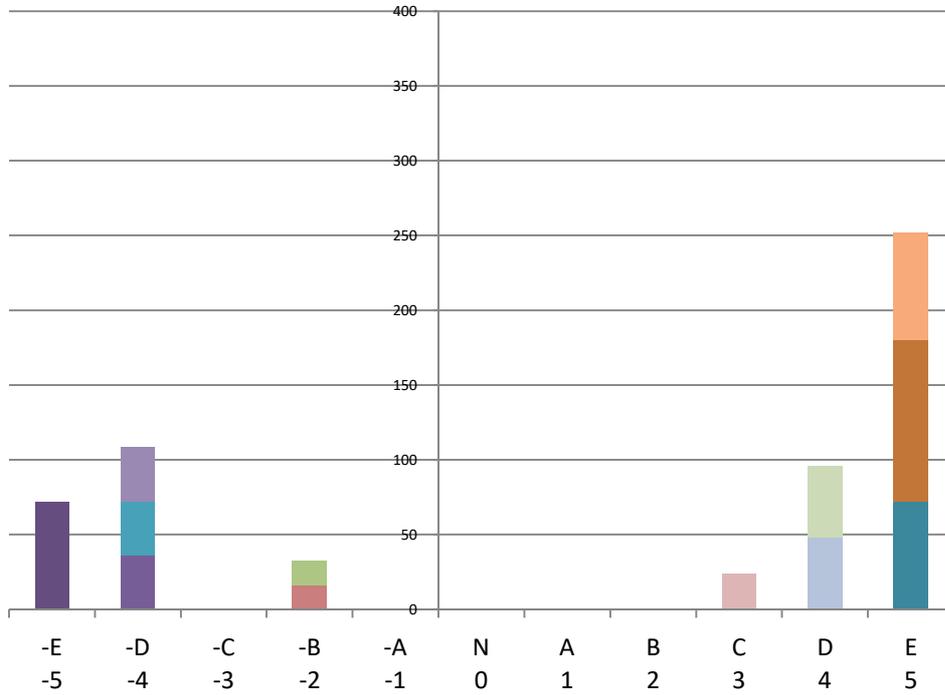
tamanho da FVF hipotética, e está construída diretamente no curso original do Xingu. O reservatório projetava igualar no ano todo o nível máximo do período de cheia do Xingu. Alguns fatores de projeto como a irregularidade do leito e possível aparecimento de ilhas podem ser um complicador, caso se ultrapasse o critério de geração pela capacidade da hidrelétrica do reservatório. Os gráficos resultantes da matriz RIAM para FVFs instaladas em alguns dos reservatórios estão ilustrados na **Figura 35**, **Figura 36**, **Figura 37**, **Figura 38**, **Figura 39** e **Figura 40**.

Figura 35 - Análise RIAM para FVF na UHE de BALBINA



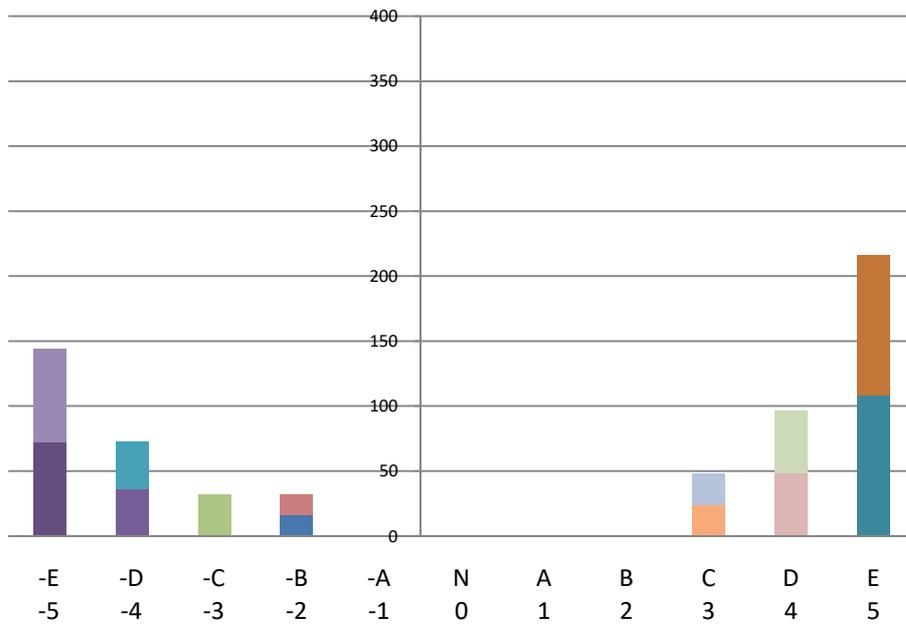
Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 36 - Análise RIAM para FVF na UHE de TUCURUÍ



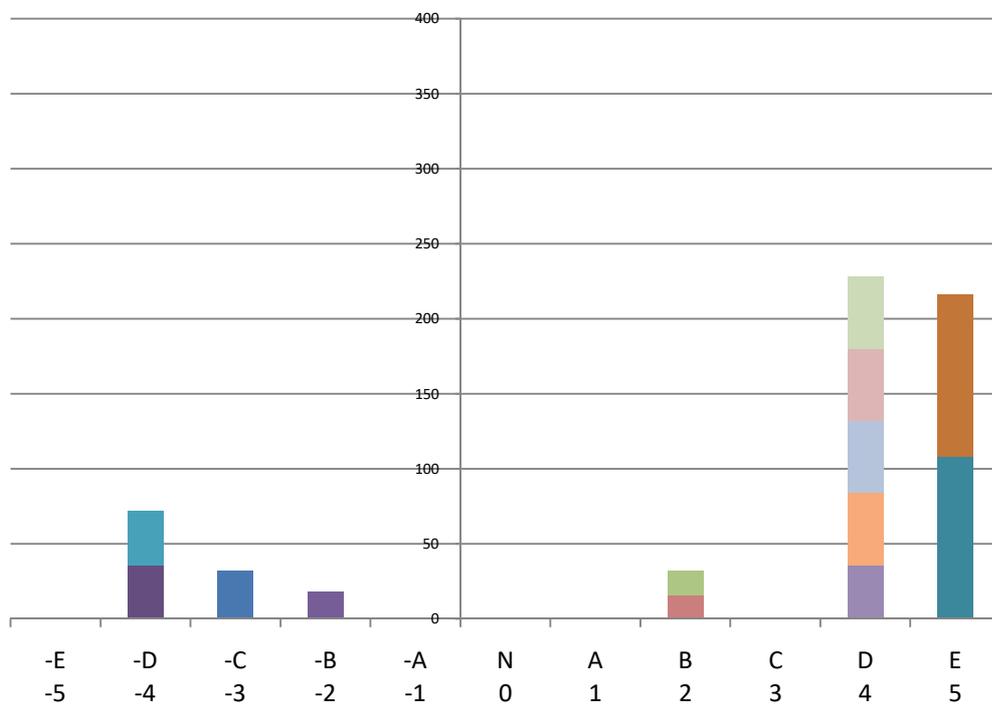
Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 37 - Análise RIAM para FVF na UHE de SANTO ANTÔNIO



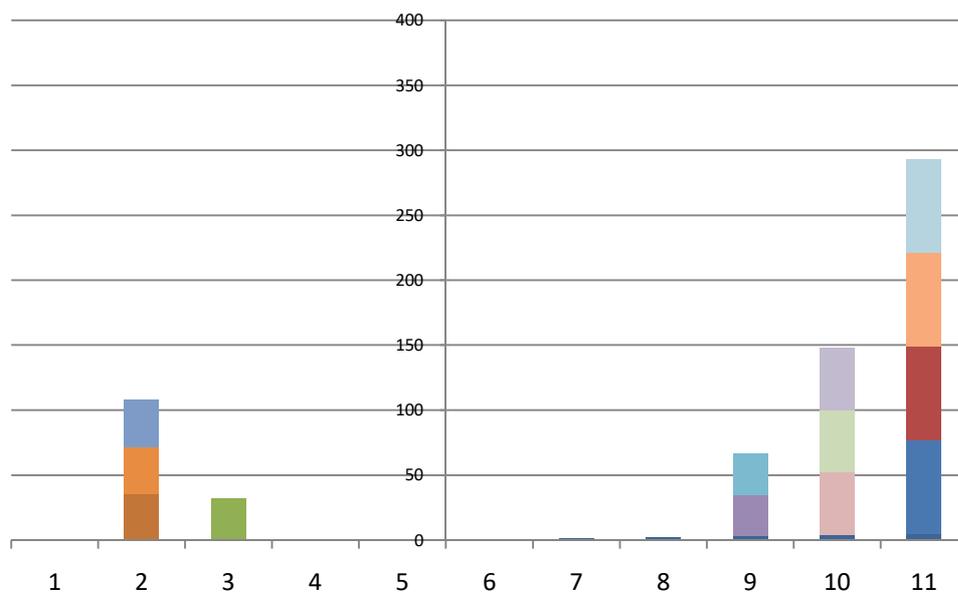
Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 38 - Análise RIAM para FVF na UHE de BELO MONTE



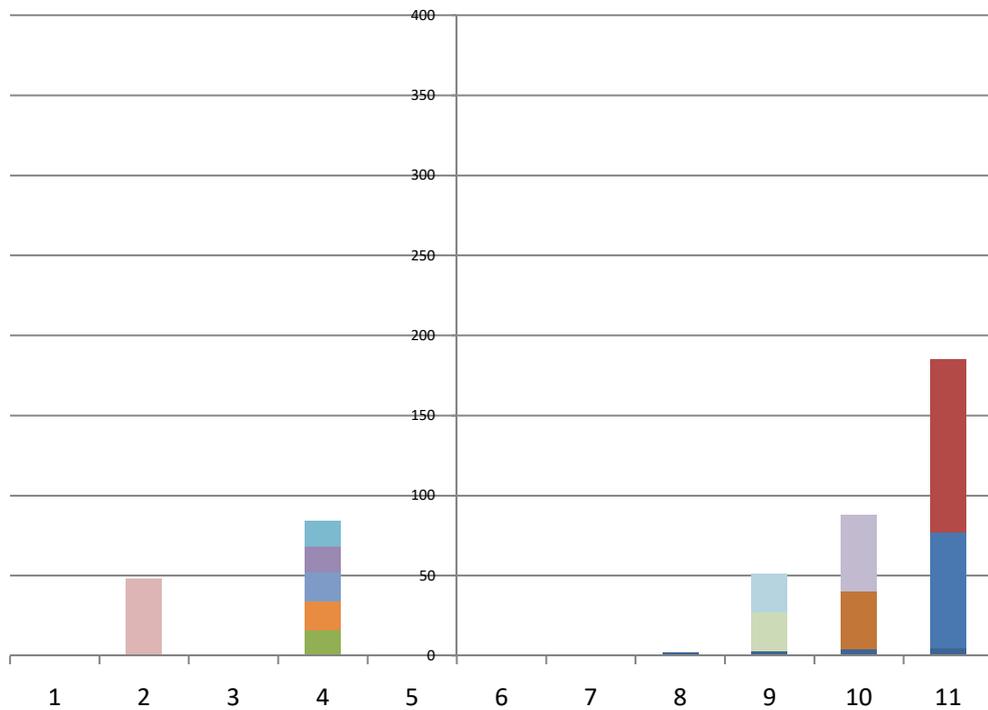
Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 39 - Análise RIAM para FVF na UHE de SAMUEL



Fonte: Gama Júnior (2021).

Figura 40 - Análise RIAM para FVF na UHE de CURUÁ-UNA



Fonte: Gama Júnior (2021).

Apesar das vantagens ambientais dos sistemas fotovoltaicos flutuantes, o uso da tecnologia em ambientes de clima equatorial e em grande escala, como os propostos neste trabalho ainda não foi colocado em prova. Os componentes, como módulos, flutuadores, conexões mecânicas, ancoragem, e circuitos, serão submetidos ao ambiente aquático da região amazônica que combina fatores de clima, hidrologia, relevo, biológicos e de sociedade que diferem muito dos locais onde já se usa este tipo de sistema há mais tempo e em maior escala, como o Japão e China. A quantidade e composição química do material suspenso nas águas, o clima tropical de monção da região Amazônica, e incidência de UV também constituem desafios ainda não enfrentados e podem trazer impactos na vida útil dos flutuadores, podendo aumentar os custos com O&M. Ensaios climáticos acelerados específicos podem trazer as respostas para estas questões.

Em relação ao sombreamento, apesar de seu efeito físico-químico e biológico ser mais pronunciado para grandes percentuais de cobertura do reservatório, o efeito será sentido em menor escala mesmo nos percentuais projetados para o uso em complementariedade com a hidrelétrica. Num reservatório como o de Balbina, mesmo a limitação de percentual já

acarreta uma área imensa bloqueada do sol. Ademais, dependendo do local de instalação, pode atingir áreas de reprodução ou habitats de espécies específicas, devendo ser empreendidos estudos para verificar tais situações e desenvolvimento de tecnologias para minimizar este impacto.

O uso de flutuadores tubulares, cujo desenho não cubra toda a superfície abaixo dos módulos, pode atenuar este efeito. Tais flutuadores fogem aos desenhos das fornecedoras de flutuantes plásticos pesquisadas, o que acarretaria em aumento de custo de projeto, carecendo de desenvolvimento da solução. Porém, tal necessidade pode oferecer uma oportunidade para reciclagem e reaproveitamento de material plástico descartados nas cidades da região, ou implementação de flutuadores com materiais extraídos do próprio reservatório, já que vários deles possuem biomassa residual ainda parcialmente submersa, em especial os reservatórios mais antigos já apontados como os mais adequados para implantação de usinas fotovoltaicas flutuantes, da própria região. Outra vantagem seria a movimentação econômica aproveitando a mão de obra local.

A tecnologia de módulos bifaciais apresenta-se como a tendência tecnológica para próximos anos, podendo melhorar a geração de energia das instalações fotovoltaicas flutuantes. Esta melhoria depende do aproveitamento do albedo do corpo d'água. Nos casos dos rios amazônicos, este efeito depende das características das águas que, conforme já visto, possuem diferentes origens geológicas resultando em diversidade de composição e de características de refletância. O albedo pode ser melhorado e uniformizado com a utilização de flutuadores na cor branca e com características que mantenham tal coloração apesar da exposição ao tempo. Assim, pode-se diminuir a área de cobertura para alcançar a mesma geração de energia.

O fracionamento da usina em várias ilhas fotovoltaicas espalhadas e de densidade menor, em detrimento de grandes blocos pode minimizar impactos ambientais com o sombreamento. Esta solução, porém, acarreta novos desafios e impactos, com o aumento do cabeamento da área impactada no reservatório, e aumento dos custos de manutenção e dificuldade de acesso.

As estimativas de geração foram realizadas com os módulos fixos, e com flutuadores padrões do mercado. A melhoria do rendimento de geração da instalação resulta em ilhas menores, com melhor desempenho ambiental. Tal também pode ser conseguido com seguidores de posicionamento. A confiabilidade mecânica deste tipo de arranjo é um complicador severo para montagem sobre a superfície da água.

A arquitetura das ilhas pode ser implementada de tal forma que seja a ilha a rastrear o melhor posicionamento, e não os módulos individualmente. Para tanto, podem ser implementadas ilhas no formato circular ou poligonal convexo, com giro servocontrolado por impulsadores hidráulicos conectados à amarração externa fixa, da ilha, que também serviria como ancoramento para manutenção e proteção contra choques de corpos flutuantes espúrios, como troncos de árvores. Tal instalação assemelhar-se-ia às instalações circulares já utilizadas, e resultaria no formato culturalmente amazônico da Vitória Régia.

O uso da tecnologia fotovoltaica flutuante pode contribuir para a consolidação da cidadania energética, através do aumento da segurança energética da população. A geração fotovoltaica flutuante tem nítidas vantagens ambientais e operacionais operando em complementariedade com hidrelétricas. A demonstração da viabilidade ambiental da tecnologia fotovoltaica flutuante mesmo em reservatórios localizados em uma região ambientalmente sensível como a região amazônica permite inferir uma viabilidade ainda maior desta forma de geração em outras regiões do país, onde aliada às vantagens ambientais e operacionais aqui estudadas.

Sob aspecto energético as fotovoltaicas flutuantes são uma tecnologia ambientalmente superior às termelétricas como complementação à operação das hidrelétricas, contribuindo para aumentar a estabilidade operacional ao sistema elétrico nacional. A concentração geográfica torna o sistema híbrido FVF-UHE robusto e gerenciável em comparação com a solução utilizando termelétricas, dispersas geograficamente. A possibilidade de localização das termelétricas nos centros consumidores é uma vantagem desta tecnologia.

A independência, ou redução da dependência, em relação a combustíveis fósseis promove uma melhoria estratégica da segurança energética do país. O Brasil não é autosuficiente em produção de combustíveis fósseis e mesmo o Gás Natural utilizado por parte do parque gerador nacional (e em parte das termelétricas da cidade de Manaus) é em parte importado, tornando o país vulnerável à extremamente instável geopolítica do Petróleo, periclitando a segurança energética tanto em termos de preço, quanto de disponibilidade dos combustíveis.

O sistema FVF é composto pela integração de subsistemas com tecnologias em diversos estágios de desenvolvimento. Por um lado, a tecnologia composta pelos módulos fotovoltaicos, conexões elétricas, conversores e dispositivos de controle para integração com o sistema elétrico preexistente, é madura e bem conhecida. Alternadamente, a tecnologia

hidrostática necessária à flutuação e aglomeração dos módulos, atracação das ilhas flutuantes. Apesar de ser recente, não oferece complexidade.

Como resultado, a nacionalização do sistema não é homogênea. Os flutuadores podem ser fabricados a partir de reciclagem de material plástico, oferecendo uma oportunidade de sustentabilidade para famílias de baixa renda. Os materiais para atracação também não apresentam complexidade de manufatura siderúrgica, podendo o parque industrial brasileiro prover a demanda, ou ser adaptado para este fornecimento sem maiores investimentos. Porém a indústria de fabricação de módulos fotovoltaicos é ainda incipiente no Brasil, tanto em termos de volume quanto de atualização tecnológica, e o aumento da demanda devido à explosão da energia fotovoltaica tende a aumentar a dependência dos parques tradicionais de fabricação (China, Canadá etc). A conjuntura da economia brasileira é flagrantemente desfavorável ao setor secundário, como o processo pesado de desindustrialização que já dura décadas, política de dependência em relação à moeda referência (Dólar estadunidense), e forte desvalorização do Real frente à moeda referência, dentre outros fatores, tornam menos vantajosa a utilização massiva da tecnologia fotovoltaica, embora os ganhos advindos permaneçam superando as desvantagens.

O Brasil fabrica parte dos equipamentos eletroeletrônicos de conexão, controle e integração à rede elétrica (transformadores, inversores, equipamentos de controle, cabeamento e conexões elétricas etc), porém a importação permanece. Devido à pandemia ocorrida em 2020, o governo federal brasileiro estabeleceu alíquota zero para o Imposto de Importação de equipamentos como módulos, inversores, e outros equipamentos, com várias restrições. Apesar da presumível movimentação a ser observada no mercado fotovoltaico, a medida pode prejudicar a indústria nacional, podendo resultar em aumento da dependência tecnológica.

A China, origem de grande parte dos painéis comercializados no Brasil determinou uma redução nos seus subsídios internos para energias renováveis em 2020 em quase 30%, tendo posteriormente aumentado em 5% os subsídios⁴⁰. A movimentação provocada no imenso mercado interno chinês impactou temporariamente a disponibilidade de equipamentos no Brasil, que depende muito da importação de manufaturados⁴¹, em meio à pandemia e fim a

⁴⁰<https://noticias.uol.com.br/ultimas-noticias/reuters/2020/11/20/china-aumenta-subsidio-de-energia-renovavel-em-quase-5-para-2021.htm>

⁴¹Importação de painéis solares fotovoltaicos continua a crescer no Brasil (portal-energia.com), acessado em 03/12/2020.

isenção de taxas importação, revelando a fragilidade da cadeia de fornecimento de insumos, em face à grande dependência de importações.

O custo inferior dos equipamentos, instalação e manutenção, com tendência de redução ainda maior nos próximos anos, contribuirá para a modicidade nas tarifas, e o custo de transmissão já incide na geração da hidrelétrica. No caso de geração fotovoltaica flutuante independente da hidrelétrica incidiria o custo de transporte dos lotes de energia. Este fator será mais pronunciado nos centros urbanos de regiões distantes da Amazônia, porém com a disseminação do uso da tecnologia FVF em reservatórios de todas as regiões do país, e efeito do custo de transporte na tarifa tenderia a baixar.

O sistema elétrico brasileiro enfrenta crises esporádicas e severas devido a secas pronunciadas que atingem os reservatórios de suas hidrelétricas, que ainda permanecerão como a pedra angular da produção de eletricidade no país por vários anos. Este fenômeno causa aumento tarifário, ameaça de racionamento, enfraquecendo a segurança energética no país. O uso de fotovoltaicas flutuantes combinados com hidrelétricas proporciona uma forma de preservar a vazão de água do reservatório, permitindo um gerenciamento e provisionamento do volume útil, para conversão em eletricidade em períodos de estiagem, pelo efeito bateria virtual. A disponibilidade anual de radiação solar nos reservatórios da região amazônica, não sofre variações consideráveis ao longo do ano, o que proporcionaria estabilidade à geração, porém a intermitência e variação de radiação devido à nebulosidade e estação chuvosa deve interferir na geração, o que sugere que um levantamento local de dados mais preciso sobre a incidência de energia solar é necessário. A instalação de estações flutuantes experimentais de coleta de dados nos reservatórios, ou mesmo nas próprias instalações técnicas das hidrelétricas, deveria ser considerada imediatamente como uma forma de prover informações mais consistentes sobre a incidência de radiação solar nos reservatórios, como uma medida preparatória à expansão das instalações fotovoltaicas.

O volume adicional de água no reservatório devido tanto à supressão da evaporação quanto à redução da vazão na barragem pode ser utilizado para usos diversos, como abastecimento e irrigação etc., configurando uma componente ambiental positiva, proporcionando um ganho ambiental socialmente relevante em um cenário de crise hídrica e escassez de água.

Todas as capitais dos estados brasileiros são interligadas ao SIN, com exceção de Boa Vista, portanto os benefícios discutidos atingem âmbito praticamente nacional. No contexto das cidades da Amazônia Ocidental, cujas características de isolamento físico

proporcionam desafios à inclusão energética da população, as populações urbanas ainda enfrentam limitações severas no acesso à eletricidade, e o uso da tecnologia fotovoltaica flutuante pode proporcionar outros benefícios. No Amapá a precariedade da cidadania energética ficou evidente, em face do episódio de “apagão” geral de várias semanas na capital do estado, Macapá, mesmo sendo um estado dotado de três hidrelétricas em cascata, e próximas de várias outras instaladas no rio Jari, incluindo a de Santo Antônio do Jari, todas conectadas ao SIN e sem plano de contingência efetivo para a ocorrência.

Em Manaus ocorrem episódios esporádicos de interrupção no fornecimento de eletricidade pelo Linhão, já tendo causado blecaute na cidade, causando a interrupção geral no fornecimento de eletricidade. Apesar de serem episódios raros, têm grande impacto pois a interrupção atinge a cidade inteira (e não apenas algumas regiões) e existe um tempo até o acionamento da rede de emergência, que é baseada em termelétricas. Em Manaus, apesar da interligação com o sistema nacional, o fornecimento é reforçado com termelétricas para compensar instabilidades, baixa de disponibilidade e emergências. As termelétricas mais recentemente instaladas utilizam Gás Natural, o que constitui uma melhoria no desempenho ambiental. Porém ainda há emissões associadas, além do custo da tecnologia energia tornar a energia mais cara.

Da mesma forma, ocorreu interrupção no fornecimento de energia em duas cidades da região metropolitana de Manaus, Iranduba e Manacapuru, gerando sérios transtornos às populações. A construção de um grande parque FVF em Balbina poderia aperfeiçoar o desempenho do sistema de fornecimento local, ao mesmo tempo em que promove uma destinação suplementar ao imenso reservatório que é subutilizado e que ainda percebe desequilíbrios ambientais severos.

Em relação aos municípios fora da região metropolitana da capital do Amazonas, a energia é gerada principalmente por termelétricas. Tal situação é comum nos municípios da Amazônia, aumentando a emissão de GEEs e o passivo ambiental da região. Ademais a cidadania energética resta comprometida em relação ao custo mais elevado da eletricidade, qualidade ruim da eletricidade gerada, e segurança energética comprometida por interrupções e sensibilidade a crises no abastecimento de combustível.

A instalação de fotovoltaicas flutuantes nos numerosos e extensos lagos próximos a estes municípios, ou mesmo nos rios principais, já que a maioria dos municípios se localizam nas margens de grandes rios, principalmente no Amazonas, poderia suprir parte da demanda durante o dia, economizando a geração termelétrica para o período noturno. A instalação

fotovoltaica flutuante poderia alternativamente ser utilizada para o fomento de atividades específicas, como o beneficiamento de pescado, provendo energia para instalações como a “fábrica de bacalhau” instalada em Fonte Boa em localização próxima ao porto da cidade.

A implantação dessas usinas demandaria estudos de impacto com maior rigor. Os lagos amazônicos são muito utilizados como fonte de subsistência por meio da pesca e constituem verdadeiras reservas de biodiversidade. Os estudos de impactos demandam aperfeiçoamento e principalmente efetivação, e por efetividade entenda-se que cumpra os seus objetivos imediatos mediatos de proporcionar a melhor solução abrangendo os diversos fatores atingidos, a melhor resposta aos problemas que se quer solucionar e a melhor absorção dos impactos pelo ambiente (em suas diversas facetas). Constata-se que as soluções são efetivamente tomadas em critérios econômicos e políticos, geralmente para atender interesses setoriais, e o processo de licenciamento ocorre unicamente para formalizar uma decisão já tomada. Como exemplos, temos o beneficiamento de um setor econômico específico, como foi o caso de Tucuruí em relação à indústria do Alumínio. Ou de Balbina, escolhida unicamente por critério político em detrimento do critério técnico que recomendava a construção da UHE em Cachoeira Porteira, resultando em um verdadeiro desastre ambiental. Ou em Belo Monte, obra integrante de programa estratégicos de grandes obras do governo federal, onde os estudos e conclusões não tiveram força para impedirosimensos impactos ambientais nocivos na região atingida. Na prática, os processos de estudos de impactos e de licenciamento ambiental são adaptados, ou esvaziados de relevância, ou cumpridos apenas formalmente, sem análise crítica ou poder de veto, de modo a não embargar a marcha da decisão já tomada nos campos político e econômico. Um indício de não efetividade do procedimento de licenciamento é o esvaziamento de qualquer poder das audiências públicas cuja realização integra o procedimento obrigatoriamente.

CONCLUSÃO

A análise demonstrou que a implementação de sistemas fotovoltaicos flutuantes nos reservatórios, nas condições estudadas, não suprem a demanda projetada para o Brasil até 2030, embora atinja o percentual de 85% do valor necessário. Não obstante, instalação de usinas fotovoltaicas flutuantes nos reservatórios das hidrelétricas já construídas na Amazônia geraria mais energia elétrica bruta do que a adição energética proveniente da construção de novas UHEs na Amazônia e em todo o Brasil, segundo o plano de expansão, considerando as duas hidrelétricas listadas na documentação estudada, evitando o imenso passivo ambiental acarretado por este tipo de projeto.

A geração fotovoltaica flutuante pode proporcionar avanços de grande monta na segurança energética, alinhando o Brasil com o Objetivo do Desenvolvimento Sustentável nº 7, contribuindo para o cumprimento dos compromissos ambientais firmados pelo Brasil. O formato do reservatório influencia na implantação de FVFs de grande porte. Formatos irregulares reduzem a possibilidade do aproveitamento total, sendo preferível formatos regulares, sem grande número de incursões do corpo d'água na floresta, o que impossibilita a instalação dos painéis.

A utilização de FVF em usinas híbridas com hidrelétricas oferece vantagens operacionais e ambientais que melhoram o desempenho das hidrelétricas na Amazônia, tanto no que se refere ao desempenho energético, quanto ambiental, já que podem evitar a construção das novas hidrelétricas previstas na região, fazendo delas uma solução ambientalmente viável a ser considerada para mitigar as sazonalidades e possíveis casos de baixa crítica nos níveis dos reservatórios em outros locais do Brasil, com baixo sacrifício ambiental e econômico.

As fotovoltaicas preferenciais para instalação são as do tipo gravidade, com grandes reservatórios Balbina, Samuel, Tucuruí, Coracy Nunes, Belo Monte e Curuá Una. O critério de limitação da geração à potência da UHE resulta em áreas exequíveis. Usar o percentual de 10% (ou mais) área total é possível nestas hidrelétricas, devido à grande área e baixo rendimento, porém impactos ambientais incidirão na mesma proporção.

A instalação de usinas fotovoltaicas flutuantes em UHEs a fio d'água são menos vantajosas. Os reservatório são menores, quase sempre há pouca alteração nas condições originais do rio, como a correnteza, o que impõe mais solicitações à estrutura de ancoragem.

A utilização de usinas fotovoltaicas flutuantes sem a complementação pela hidrelétrica pode demandar adicionais técnicos, como bancos de baterias, que aumentam os impactos ambientais e custos financeiros, como instalação de bancos de baterias. Conforme a

Tabela 19, a instalação de bancos de baterias responde por no mínimo 20% a um máximo de 50% do custo total da instalação, em conjunto com os demais componentes. O armazenamento de energia na “bateria virtual” elimina a necessidade de instalação de armazenadores (baterias químicas em grande número), já que água acumulada no reservatório da hidrelétrica traduz-se em energia potencial, a ser aproveitado nos períodos de interrupção no turno noturno. Esta atenuação de custos com armazenamento nas fotovoltaicas flutuantes atuando em conjunto com as hidrelétricas fazem desta uma solução mais vantajosa, principalmente em substituição ao conjunto hidrelétricas-termelétricas atualmente predominante no Brasil.

A efetivação das vantagens de qualquer solução esbarra no processo de tomada de decisão brasileiro, que se mostra viciado e deficiente, demandando amparar-se em um processo racional de análise de alternativas. A assunção da racionalidade ambiental, como princípio, na tomada de decisão, integrando saberes e percebendo a complexidade e totalidade não fragmentada do ambiente, pode ser a solução para o aperfeiçoamento definitivo deste processo.

A influência da evaporação nos reservatórios e pode ser mais aprofundada com uma disponibilidade melhor de dados climáticos. As emissões de gases do efeito estufa pelos reservatórios também deve objeto de investigação, dada a disparidade de estimativas. Da mesma forma, a complementaridade entre as fontes, que depende do regime hidrológico. Diante da crescente demanda por energia e possibilidade agravamento da crise hídrica, a disponibilidade de dados consistentes, atualizados e em disponibilidade à maior gama possível de pesquisadores contribuirá para o entendimento da dinâmica do ambiente amazônico e com o processo de tomada de decisão.

O presente trabalho procurou investigar a viabilidade ambiental das fotovoltaicas flutuantes a partir de seu uso em substituição à construção de hidrelétricas na região Amazônica. Portanto, a pesquisa vinculou-se ao uso das FVF conectadas ao sistema interligado nacional e aos grandes centros consumidores, além do suprimento energético brasileiro.

A viabilidade ambiental do uso de fotovoltaicas flutuantes em sistemas isolados, ainda abundantes na região amazônica, principalmente no estado do Amazonas, onde a maior

parte dos municípios que não integram a região metropolitana de Manaus é isolada e abastecida com eletricidade gerada em termelétricas. A estagnação econômica desses municípios dificulta a interligação destas localidades ao SIN. Esta situação compromete a segurança energética e a cidadania ambiental das populações amazônicas. A utilização de usinas híbridas fotovoltaicas (sejam flutuantes ou sobre o solo) com as termelétricas já existentes poderia proporcionar barateamento e estabilização da produção de eletricidade, e melhoria de qualidade de vida das cidades amazônicas, merecendo uma investigação.

REFERÊNCIAS

- ANDRADE, R. DE O. Contaminação além do garimpo. **Revista Pesquisa FAPESP**, p. 61–63, 2018.
- APREMAVI. **Fator Hidrelétrico | Apremavi**. Disponível em: <<https://apremavi.org.br/fator-hidreletrico/>>. Acesso em: 8 set. 2019.
- ARRIFANO, G. P. F. et al. Large-scale projects in the amazon and human exposure to mercury: The case-study of the Tucuruí Dam. **Ecotoxicology and Environmental Safety**, v. 147, n. February 2017, p. 299–305, 2018.
- ASSOULINE, S.; NARKIS, K.; OR, D. Evaporation suppression from water reservoirs: Efficiency considerations of partial covers. **Water Resources Research**, v. 47, n. 7, p. 1–8, 2011.
- BELUCO, A.; KRENZINGER, A.; SOUZA, P. A Complementariedade no Tempo entre as Energias Hidrelétrica e Fotovoltaica. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 8, n. 1, p. 99–109, 2002.
- BELUCO, A.; RISSO, A.; CANALES, F. A. Simplified evaluation of energetic complementarity based on monthly average data. **MethodsX**, 2019.
- BENCHIMOL, M.; PERES, C. A. Widespread forest vertebrate extinctions induced by a mega hydroelectric dam in lowland Amazonia. **PLoS ONE**, v. 10, n. 7, p. 1–15, 2015.
- BENINCÁ, D. **ENERGIA & CIDADANIA: a luta dos atingidos por barragens**. São Paulo: Cortez, 2011.
- BONTEMPO SCAVO, F. et al. An assessment study of evaporation rate models on a water basin with floating photovoltaic plants. **International Journal of Energy Research**, n. September 2019, p. 1–22, 2020a.
- BONTEMPO SCAVO, F. et al. An assessment study of evaporation rate models on a water basin with floating photovoltaic plants. **International Journal of Energy Research**, n. September 2019, p. 1–22, 2020b.
- BORBA, R. A.; NOVAK, L. H. Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes: Aspectos positivos e desafios. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, p. 1–7, 2018.
- BORMA, L. DE S.; NOBRE, C. A. **SECAS NA AMAZÔNIA: Causas e consequências**. São Paulo: Oficina de Textos, 2013.
- CAMPANA, P. E. et al. Optimization and assessment of floating and floating-tracking PV systems integrated in on- and off-grid hybrid energy systems. **Solar Energy**, v. 177, n. January 2018, p. 782–795, 2019.
- CAZZANIGA, R. et al. Floating tracking cooling concentrating (FTCC) systems. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, n. June, p. 514–519, 2012.
- Cenários de Demanda para o PNE 2050 Relatório Parcial 2**. . Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <[http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-202/Cenários de Demanda.pdf](http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-202/Cenários%20de%20Demanda.pdf)>. Acesso em: 2 mar. 2020.
- CHOI, Y. K. A study on power generation analysis of floating PV system considering environmental impact. **International Journal of Software Engineering and its Applications**, 2014.
- DA ROCHA SANTOS, F. et al. Analysis of solar photovoltaic energy potential in Brazilian hydroelectric reservoirs through floating panels. **Brazilian Archives of Biology and Technology**, v. 62, n. specialissue, 2019.
- DE ARAÚJO, K. R. et al. Carbon dioxide (CO₂) concentrations and emission in the newly constructed Belo Monte hydropower complex in the Xingu River, Amazonia. **Biogeosciences**, v. 16, n. 18, p. 3527–3542, 2019.

DE FARIA, F. A. M. et al. Estimating greenhouse gas emissions from future Amazonian hydroelectric reservoirs. **Environmental Research Letters**, v. 10, n. 12, 2015.

DOS SANTOS, M. A. Inventário de emissões de gases de efeito estufa derivadas de hidrelétricas. p. 154, 2000.

DURKOVÍČ, V.; DURÍŠÍČ, Ž. Analysis of the potential for use of floating PV power plant on the skadar lake for electricity supply of aluminium plant in montenegro. **Energies**, 2017.

EPE. **Nota Técnica PR 07/18 - Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <www.mme.gov.br>.

EPE. **Solar Fotovoltaica Flutuante - Aspectos Tecnológicos e Ambientais relevantes ao Planejamento**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA). Relatório Síntese 2021. 2021.

EPE; MME. Estudos de Planejamento da Expansão da Geração - Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. **EPE-DEE-NT-011/2018-r0**, p. 31, 2018.

FARFAN, J.; BREYER, C. **Combining floating solar photovoltaic power plants and hydropower reservoirs: A virtual battery of great global potential**. Energy Procedia. **Anais...Lappeenranta, Finland: 2018. Disponível em: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1876610218309858?token=C5E667B0A4457301A55D8FB0E3B7EFB0B2360BC8D3F3B23E42249808B1120739EC9244CAC2075EABAF050E80D36AFF00>**

FEARNSIDE, P. M. Impacts of Brazil's Madeira River Dams: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. **Environmental Science and Policy**, v. 38, p. 164–172, 2014.

FEARNSIDE, P. M. **Hidrelétricas na Amazônia: impactos ambientais e sociais na tomada de decisões sobre grandes obras**. Manaus: Editora do Inpa, 2015a. v. 1

FEARNSIDE, P. M. **HIDRELÉTRICAS NA AMAZÔNIA V2**. Manaus: [s.n.].

FERRER-GISBERT, C. et al. A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs. **Renewable Energy**, 2013.

FURTADO, N. V. R. et al. Phlebotomines (Diptera: Psychodidae) in a Hydroelectric System Affected Area from Northern Amazonian Brazil: Further Insights into the Effects of Environmental Changes on Vector Ecology. **Journal of Tropical Medicine**, v. 2016, 2016.

GARRO ETXEBARRIA, J. Toolbox for the design and simulation of a floating bifacial PV plant with reflectors. p. 49–51, 2018.

GORJIAN, S. et al. Recent technical advancements, economics and environmental impacts of floating photovoltaic solar energy conversion systems | Enhanced Reader. **Journal of Cleaner Production**, v. 278, p. 28, 1 jan. 2020.

GUARNIERI, M. V. Usinas solares fotovoltaicas com seguimento em um eixo no brasil: aspectos da construção, custos e expectativa de desempenho. p. 180, 2017.

HYDE, J. L.; BOHLMAN, S. A.; VALLE, D. Transmission lines are an under-acknowledged conservation threat to the Brazilian Amazon. **Biological Conservation**, v. 228, n. September, p. 343–356, 2018.

KAHN, J. R.; FREITAS, C. E.; PETRERE, M. False shades of green: The case of Brazilian Amazonian hydropower. **Energies**, v. 7, n. 9, p. 6063–6082, 2014.

KEMENES, A. **ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (CO₂ E CH₄) PELA HIDRELÉTRICA DE BALBINA, AMAZÔNIA CENTRAL, BRASIL**. Manaus: [s.n.]. Disponível em: <https://bdtd.inpa.gov.br/bitstream/tede/1506/1/AlexandreKemenes.pdf>. Acesso em: 10 abr. 2019.

KIM, S. M.; OH, M.; PARK, H. D. Analysis and prioritization of the floating photovoltaic system potential for reservoirs in Korea. **Applied Sciences (Switzerland)**, v. 9, n. 3, 24 jan. 2019.

LEITE LIMA, M. A. et al. Declining fisheries and increasing prices: The economic cost of tropical rivers impoundment. **Fisheries Research**, v. 221, n. September 2019, p. 105399, 2020.

LIU, H. et al. Field experience and performance analysis of floating PV technologies in the tropics. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 26, n. 12, p. 957–967, 1 dez. 2018.

MARCO ANTONIO ESTEVES GALDINO; MARTA MARIA DE ALMEIDA OLIVIERI. Some Remarks about the Deployment of Floating PV Systems in Brazil. **J. of Electrical Engineering**, v. 5, n. 1, 2017.

MAUÉS, J. A. Floating solar PV-hydroelectric power plants in Brazil: Energy storage solution with great application potential. **International Journal of Energy Production and Management**, v. 4, n. 1, p. 40–52, 2019.

MITTAL, D.; KUMAR SAXENA, B.; RAO, K. V. S. **Potential of floating photovoltaic system for energy generation and reduction of water evaporation at four different lakes in Rajasthan**. 2017 International Conference On Smart Technologies For Smart Nation (SmartTechCon). **Anais...IEEE**, ago. 2017. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8358376/>>. Acesso em: 19 abr. 2019

MME/EPE, 2020. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. v. 1, 2020.

MOREIRA, J. R. S. **ENERGIAS RENOVÁVEIS, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. 1ª edição ed. Rio de Janeiro: LTC, 2018.

MOURIÑO, G. L. DE et al. Regularization of hydroelectric reservoir levels through hydro and solar energy complementarity. **RBRH**, v. 21, n. 3, p. 549–555, set. 2016.

OLIVEIRA, S.; LEONETI, A.; CEZARINO, L. **Sustentabilidade**. Barueri: Manole, 2019.

PASTAKIA, C. M.; MADSEN, K. N. **A RAPID ASSESSMENT MATRIX FOR USE IN WATER RELATED PROJECTS**. [s.l: s.n.].

PASTAKIA, C. M. R. **The Rapid Impact Assessment Matrix (RIAM)-A New Tool for Environmental Impact Assessment**. [s.l: s.n.].

PEREIRA, E. et al. **Atlas Brasileiro Energia Solar 2a Edicao**. 2ª ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

PIMENTEL DA SILVA, G. D.; BRANCO, D. A. C. Is floating photovoltaic better than conventional photovoltaic? Assessing environmental impacts. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 36, n. 5, p. 390–400, 2018a.

PIMENTEL DA SILVA, G. D.; BRANCO, D. A. C. Is floating photovoltaic better than conventional photovoltaic? Assessing environmental impacts. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 36, n. 5, p. 390–400, 3 set. 2018b.

PINHO, J.; GALDINO, M. **Manual de engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: [s.n.].

PINTO, M. **ENERGIA ELÉTRICA, Geração, Transmissão e Sistemas Interligados**. 1ª edição ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

RAMOS, C. et al. Cadeia de Valor da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. **Sebrae**, p. 362, 2018.

REIS, L.; SANTOS, E. **ENERGIA ELÉTRICA E SUSTENTABILIDADE. Aspectos Tecnológicos, socioambientais e legais**. 2ª ed. Bareri: Manole, 2014.

RODRIGUES, I. S.; RAMALHO, G. L. B.; MEDEIROS, P. H. A. Potential of floating photovoltaic plant in a tropical reservoir in Brazil. **Journal of Environmental Planning and Management**, v. 63, n. 13, p. 2334–2356, 2020.

RODRIGUES, R. **VIDAS DESPEDAÇADAS IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS DA CONSTRUÇÃO DA USINA HIDRELÉTRICA DE BALBINA (AM), AMAZÔNIA CENTRAL**. MANAUS: UFAM, 2013.

RUPP, R. F.; LAMBERTS, R. Fatores de conversão de energia elétrica e térmica em energia

primária e em emissões de dióxido de carbono a serem usados na etiquetagem de nível de eficiência energética de edificações. p. 17, 2017.

SÁ-OLIVEIRA, J. C. et al. Upstream and downstream responses of fish assemblages to an eastern Amazonian hydroelectric dam. **Freshwater Biology**, v. 60, n. 10, p. 2037–2050, 2015.

SAHU, A.; YADAV, N.; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 66, p. 815–824, 1 dez. 2016.

SANTA ROSA, M. **Uma Estratégia Nacional Para a Amazônia Legal**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.aaafaap.org.br/pdf/uma_estrategia_nacional_para_amazonia_legal.pdf>. Acesso em: 13 abr. 2019.

SILVÉRIO, N. M. et al. 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**, 2018.

SPENCER, R. S. et al. Floating Photovoltaic Systems: Assessing the Technical Potential of Photovoltaic Systems on Man-Made Water Bodies in the Continental United States. **Environmental Science and Technology**, v. 53, n. 3, p. 1680–1689, 5 fev. 2019.

STIUBIENER, U. et al. PV power generation on hydro dam's reservoirs in Brazil: A way to improve operational flexibility. **Renewable Energy**, v. 150, p. 765–776, 2020.

STRANGUETO, K. M. **UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS Faculdade de Engenharia Mecânica**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/304920>>.

VELLOSO, M. **POSSIBILIDADE DE GERAÇÃO HÍBRIDA HIDRO-SOLAR NA BACIA DO SÃO FRANCISCO**. São José dos Campos: INPE, 2017.

VIEIRA, N. et al. ESTIMATIVA DA EVAPORAÇÃO NOS RESERVATÓRIOS DE SOBRADINHO E TRÊS MARIAS USANDO DIFERENTES MODELOS. **Journal of the Brazilian Association of Agricultural Engineering**, v. 36, n. 3, p. 433–448, 2015.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed ed. São Paulo: Érica, 2015.

Where Sun Meets Water FLOATING SOLAR HANDBOOK FOR PRACTITIONERS. . [s.l: s.n.]. Disponível em: <www.worldbank.org>. Acesso em: 25 abr. 2021.

ZHOU, Y. et al. An advanced complementary scheme of floating photovoltaic and hydropower generation flourishing water-food-energy nexus synergies. **Applied Energy**, v. 275, n. March, p. 115389, 2020.

APÊNDICE

Lista de componentes da matriz RIAM

A lista de componentes dos impactos ambientais é mostrada na tabela a seguir:

Tabela 29 - Conjunto inicial de componentes ambientais

Alterações na qualidade do ar
Emissões de gees
Emissões gasosas não gees (nox, sox, e materiais particulados)
Formação de ilhas de calor
Chuva ácida
Smog
Emissões de ozônio
Inundação/alteração física do corpo d'água
Efluentes líquidos/contaminação dos corpos d'água
Lançamento de dejetos na água
Contaminação por mercúrio liberação de mercúrio nas águas de reservatórios de hidrelétricas na amazônia
Cheias e vazantes: interferência/alteração d ciclo/fluxo hidrológico (belo monte: seca na volta grande do xingu), alteração no regime de pulsos de cheia/vazante (de resende)
Alterações da qualidade da água
Redução da zona fótica na água (sahu)
Potabilidade da água
Alteração no oxigênio da água
Eutrofização da água
Aumento do tempo de residência da água
Liberação de substâncias químicas da limpeza dos painéis (detergentes, solventes, etc)
Elevação do lençol freático
Alteração da descarga à jusante
Consumo de água na operação/manutenção
Uso de produtos químicos para limpeza pode causar intoxicação na fauna e alteração dos níveis de oxigênio
Liberação de material/efluentes oriundos de corrosão
Liberação de efluentes de vazamentos de materiais de manutenção
Ocupação de grandes áreas territoriais (terrestres)
Assoreamento do leito

Emissão de resíduos sólidos
Alterações na qualidade do solo
Erosão nas encostas a jusante e a montante
Possibilidade de contaminação por vazamento de armazenamento/disposição de baterias
Material oriundo dos painéis defeituosos que forem substituídos - descarte
Necessidade de conformação do solo
Evaporação no corpo d'água
Consumo/utilização de recursos locais nas obras
Interferência eletromagnética
Ruído acústico (poluição sonora)
Redução da penetração da luz na água
Sombreamento
Interferência no microclima local
Manufatura: liberação de substâncias tóxicas no ambiente
Manufatura: eletrointensividade
Ausência de sombreamento mútuo entre os módulos
Componentes biológicas e ecológicas
Inundação e interferência nas condições de vida floram e fauna
Desmatamento/supressão/redução da cobertura vegetal em solo
Supressão/redução na flora aquática
Alteração da capacidade de realizar fotossíntese
Perda de material genético (fauna e flora)
Impacto na diversidade à jusante da barragem devido à alteração do ambiente aquático de lântico para lótico
Perda de patrimônio vegetal pela alteração hidrológica (alteração no pulso das cheias - de resende)
Redução das populações e número de indivíduos
Migração forçada da fauna
Redução de algas na água
Eliminação de fauna terrestre
Proliferação de vetores de moléstias (leishmaniose)
Pressão sobre espécies ameaçadas de extinção
Interferência na migração reprodutória aquática - piracema

Eliminação de sítios/condições de reprodução locais
Extinção de grandes vertebrados
Efeitos biológicos da energização e magnéticas das linhas de operação e transmissão
Interferência na rota migratória dos pássaros.
Interferência em áreas legalmente protegidas (santuários)
Pesca predatória sobre indivíduos e populações remanescentes
Aumento de pressão sobre remanescentes da vegetação em áreas adjacentes
Colisão de pássaros
Impactos na fauna aquática na instalação da ancoragem
Susceptibilidade a dejetos de pássaros
Fauna invadindo as instalações
Componentes sociais e culturais
Criação de empregos diretos (qualquer fase)
Aproveitamento de mão de obra local (qualquer fase)
Fluxo migratório na instalação do projeto
Deslocamento e reassentamento das populações locais
Impactos culturais e no modo de vida das populações locais (ribeirinhos) e povos indígenas
Alterações nas condições de alimentação e saúde da população local
Perda de patrimônio histórico-cultural
Degradação urbana (pobreza, violência, alcoolismo, prostituição)
Aumento de demanda por serviços públicos
Risco de catástrofes para a população no entorno
Alteração no modo de subsistência das populações locais
Alienação em relação aos benefícios da energia gerada (é econômico operacional?)
Empregabilidade temporária
Aproveitamento de mão de obra local
Perda de sítios espeleológicos
Disseminação de doenças exógenas à região
Problemas com fuligem
Doenças respiratórias, dermatológicas e outras (populações locais)
Interferência nos usos múltiplos do reservatório (transporte, lazer, pesca)
Ofuscamento causado por reflexão dos módulos
Interferência ou dano paisagístico

aumento de preços do pescado: impacto na pesca: menos peixes.
Odor nas proximidades
COMPONENTES ECONÔMICAS E OPERACIONAIS
Passivo ambiental de insumos
Desenvolvimento de utilização de energia renovável
Adaptabilidade a mudanças climáticas
Fomento econômico local -
Custos de medidas mitigatórias
Complexidade do descomissionamento
Intermitência/sazonalidade/dependência de condições meteorológicas.
Possibilidade de atualização (<i>upgrade</i>)/expansão (técnica)
Segurança energética preço/apagões/disponibilidade/dependência tecnológica/nacionalização
Riscos de acidentes
Potencial de complementariedade (potencial)
Velocidade de partida/resposta da fonte a transitórios
Estabilidade
Possibilidade de armazenamento
Custos de medidas mitigatórias
Distância dos centros consumidores - perdas de transporte (até 16% da energia gerada)
Criação de um "círculo virtuoso" na cadeia da indústria fotovoltaica (maués)
Sinergia com a atividade econômica do entorno da instalação

Obs: As componentes foram resumidas em agrupadores para facilitar as comparações.

Usinas hidrelétricas – instalação

Tabela 30 - Matriz RIAM para instalação de hidrelétricas

CÓD	COMPONENTES	A1	A 2	B 1	B 2	B 3	E S	RB
FÍSICO-QUÍMICA								
PC1	Uso e ocupação do solo - impactos severos nos terrenos marginais. Grandes impactos na obra civil do reservatório - linhas de transmissão	2	-2	3	3	3	- 36	-D
PC2	Uso e ocupação de recursos hídricos - alteração do curso d'água. criação de reservatório com descaracterização severa do rio na região, com interferências à jusante	3	-3	3	3	3	- 81	-E
PC3	Emissões atmosféricas (Nox, Sox, e materiais particulados) - emissões não GEEs pelo maquinário	2	-2	2	3	3	- 32	-C

durante a instalação								
PC4	Emissões GEE na formação do reservatório pela vegetação residual inundada/ emissões pelos veículos e processos industriais de fabricação de concreto.	4	-3	3	3	3	##	-E
PC5	Emissões de resíduos sólidos-durante a instalação, controlável	1	-1	2	2	3	-7	-A
PC6	durante a instalação em pequeno volume, de fácil controle	1	-1	2	2	3	-7	-A
PC7	ruído acústico, térmico, nas imediações	1	-1	2	3	3	-8	-A
PC8	Supressões energéticas (calor, luz, som, radiação, etc em níveis eliminados do fluxo para o ambiente)	3	0	2	3	3	0	N
PC9	Interferência na composição/qualidade da água	3	-3	3	3	3	-81	-E
BIO-ECOLÓGICO								
BE1	Eliminação/redução em massa da vegetação pela formação do reservatório	3	-2	3	3	3	-54	-D
BE2	Submersão de biomassa residual	3	-2	3	3	3	-54	-D
BE3	Mortandade massiva da fauna pela formação do reservatório	3	-3	3	3	3	-81	-E
BE4	impactos na biodiversidade/material genético	4	-2	3	3	3	-72	-E
BE5	eliminação de sítios/condições de reprodução locais	3	-2	3	3	3	-54	-D
BE6	Migração forçada	3	-2	3	3	3	-54	-D
BE7	interferência em áreas protegidas ou santuários (comuns na Amazônia)	3	-2	3	3	3	-54	-D
BE8	interação com pássaros (exemplo: colisões)	3	0	3	3	3	0	N
SÓCIO-CULTURAL								
SC1	Fluxo migratório para a construção civil	2	-2	3	3	3	-36	-D
SC2	Pressão sobre o ambiente urbano	2	-1	3	3	3	-18	-B
SC3	deslocamento e reassentamento das populações locais	2	-2	3	3	3	-36	-D
SC4	Interferência em povos tradicionais Indígenas e ribeirinhos.	3	-3	3	3	3	-81	-E
SC5	incidência de doenças	2	-2	3	3	3	-36	-D

SC6	Perda de patrimônio cultural	3	-2	3	3	3	- 54	-D
SC7	danos paisagísticos	2	-3	3	3	3	- 54	-D
ECONÔMICO-OPERACIONAL								
EO1	Custo da instalação	3	-2	2	2	3	- 42	-D
EO2	tempo e complexidade da instalação (possibilidade de aditivos)	3	-2	2	2	3	- 42	-D
EO3	Ambiente de Governança/Compliance/corrupção associada ao tipo de obra	3	-2	2	2	3	- 42	-D
EO4	Empregos	3	3	2	2	3	63	D
EO5	Fomento econômico local com a instalação	2	3	2	2	3	42	D
EO6	Interferência em atividades econômicas preexistentes (pesqueira/turismo/transporte)	2	1	2	2	3	14	B
EO7	passivo ambiental (pior caso: cimento)	3	-1	2	2	3	- 21	-C
EO8	risco de acidentes	2	-1	2	2	3	- 14	-B
EO9	necessidade de estrutura de transmissão elétrica	3	-2	2	2	3	- 42	-D
EO10	complexidade do licenciamento (a demora pode fazer com que o estudo não reflita o projeto)	3	-2	2	2	3	- 42	-D

Tabela 31 - componentes RIAM instalação de FVF

CÓD	COMPONENTES	A	A	B	B	B	E	R
		1	2	1	2	3	S	B
FÍSICO-QUÍMICA								
PC1	Uso e ocupação do solo - impactos nos terrenos marginais devido à instalação. Instalação de linhas de transmissão adicionais. Abertura de vicinais para acesso a áreas remotas dos reservatórios	1	-1	2	2	2	-6	-A
PC2	Uso e ocupação de recursos hídricos - alterações no corpo d'água pela cobertura da lâmina d'água/alteração local devido ao ancoramento/pende da dimensão da FVF	2	-2	3	2	3	-32	-C
PC3	emissões não GEEs pelo maquinário durante a instalação. emissões no transporte - baixo volume	1	-1	2	2	3	-7	-A
PC4	Emissões GEE pelo maquinário durante a instalação. emissões no transporte - baixo volume	1	-1	2	2	3	-7	-A
PC5	Emissões de resíduos sólidos - durante a instalação	1	0	3	3	3	0	N
PC6	Emissões líquidas-durante a instalação em pequeno volume, de fácil controle	1	-1	3	3	3	-9	-A
PC7	Emissões energéticas (calor, luz, som, radiação, etc em níveis fora do normal emitidos para o ambiente) - ruído acústico, térmico, nas imediações da instalação.	1	-1	3	3	3	-9	-A
PC8	Supressões energéticas (calor, luz, som, radiação, etc em níveis eliminados do fluxo para o ambiente)	3	0	3	3	3	0	N
PC9	Interferência na composição/qualidade da água	3	-2	3	3	3	-54	-D
BIO-ECOLÓGICO								
BE1	Eliminação/redução/interferência na vegetação do entorno do reservatório: no caso de grandes FVF, possível abertura de espaço e vicinais em alguns casos.	2	-1	2	2	3	-14	-B
BE2	Eliminação/redução/interferência na vegetação aquática. Baixo impacto.	2	-1	2	2	3	-14	-B
BE3	redução de algas	2	1	2	2	3	14	B
BE4	fauna aquática - interferência com o lançamento dos flutuadores, da ancoragem e perda da incidência solar, dependendo da dimensão da área sombreada	2	-2	2	2	3	-28	-C
BE5	eliminação de sítios/condições de reprodução locais - já impactado quando da formação do reservatório	2	0	2	2	3	0	N
BE6	Migração forçada. Possibilidade, em função do sombreamento	2	-1	2	2	3	-14	-B
BE7	interferência em áreas protegidas ou santuários (comuns na	2	0	2	2	3	0	N

	Amazônia) - já impactado							
BE8	interação com pássaros (exemplo: colisões)	2	0	2	2	3	0	N
	SÓCIO-CULTURAL							
SC1	Fluxo migratório para a instalação - não ocorre. Utiliza pouca mão de obra, podendo ser treinada mão de obra local.	2	1	2	2	2	12	B
SC2	Pressão no ambiente urbano - baixo impacto pela pouca MO utilizada.	2	0	2	2	2	0	N
SC3	deslocamento e reassentamento de populações - sem impacto	2	0	3	3	3	0	N
SC4	Interferência em povos tradicionais (povos indígenas e ribeirinhos) - possibilidade de interferência em povos adaptados às alterações nos reservatórios, devido às dimensões das ilhas FVF	3	0	2	2	3	0	N
SC5	Incidência de doenças	2	0	3	3	3	0	N
SC6	Patrimônio cultural - impacto já realizado pelo reservatório	3	0	3	3	3	0	N
SC7	Dano paisagístico - interferência visual na paisagem.	2	-2	3	3	3	-36	-D
	ECONÔMICO-OPERACIONAL							
EO1	Custo da instalação - muito menor que da UHE.	3	2	2	2	3	42	D
EO2	tempo e complexidade da instalação (possibilidade de aditivos)	3	2	2	2	3	42	D
EO3	Ambiente de Governança/Compliance/corrupção associada ao tipo de obra	3	2	2	2	3	42	D
EO4	Empregos - UTILIZA POUCA MÃO DE OBRA, PODENDO SER MÃO DE OBRA LOCAL	3	-2	2	2	3	-42	-D
EO5	Fomento econômico local com a instalação	2	1	2	2	3	14	B
EO6	Interferência em atividades econômicas preexistentes (pesqueira/turismo/transporte)	2	0	2	2	3	0	N
EO7	passivo ambiental (pior caso: painéis fotovoltaicos)	3	-3	2	2	3	-63	-D
EO8	risco de acidentes	2	0	2	2	3	0	N
EO9	necessidade de estrutura de transmissão elétrica - aproveita a estrutura da UHE	3	-1	2	2	3	-21	-C
EO10	complexidade do licenciamento. Muito mais simples. A demora pode fazer com que o estudo não reflita o projeto)	3	1	2	2	3	21	C
EO11	planicidade da lâmina d'água otimiza o posicionamento	3	1	2	2	3	21	C
EO12	custo elevado de instalação inicial	3	-2	2	2	3	-42	-D
EO13	dependência das condições de correnteza e do leito do rio.(Santo Antônio e Jirau)	3	-2	2	2	2	-36	-D

Hidrelétricas – operação

Tabela 32 - Hidrelétricas – operação

CÓD	COMPONENTES	A 1	A 2	B 1	B 2	B 3	ES	R B
FÍSICO-QUÍMICA								
PC1	Uso e ocupação do solo - impactos nos terrenos marginais com o gerenciamento do nível do reservatório.	2	-1	3	3	3	-18	-B
PC2	Uso e ocupação de recursos hídricos - Interferência hidrológica severa na região do reservatório, com repercussões interferências à jusante	3	-3	3	2	3	-72	-E
PC3	Emissões atmosféricas (Nox, Sox, e materiais particulados) - sem emissões na operação	4	0	3	2	3	0	N
PC4	Emissões de Gases do Efeito Estufa - Emissões de METANO, dependendo da configuração da UHE e da turbina	4	-2	3	2	3	-64	-D
PC5	Emissões de resíduos sólidos - risco na deposição de equipamentos defetuosos e obsoletos	2	0	3	2	3	0	N
PC6	Emissões líquidas	2	0	3	2	3	0	N
PC7	Emissões energéticas (calor, luz, som, radiação, etc em níveis fora do normal emitidos para o ambiente)	2	0	3	2	3	0	N
PC8	Supressões energéticas (interferência em fluxo de calor, luz, som, radiação para o ambiente)	2	0	3	2	3	0	N
PC9	Interferência na composição/qualidade da água - possível prejuízo por turbidez, eutrofização, alteração pela biomassa residual	2	-2	3	2	3	-32	-C
PC10	interferência no clima no entorno do reservatório com a alteração do corpo d'água	3	1	3	3	3	27	C
BIO-ECOLÓGICO								
BE1	Interferência na Flora e fauna terrestre (inc. pássaros)	3	-2	3	3	3	-54	-D
BE2	Interferência na Flora e fauna aquática	3	-2	3	3	3	-54	-D
BE3	Interferência na biodiversidade	4	-3	3	3	3	10 8	-E
BE4	interferência na migração reprodutória aquática - PIRACEMA	3	-2	3	3	3	-54	-D
BE5	aumento de pressão sobre espécies em extinção	3	-2	3	3	3	-54	-D
BE6	Extinção de grandes vertebrados (BENCHIMOL)	3	-2	3	3	3	-54	-D
BE7	proliferação de vetores de moléstias (Leishmaniose, FURTADO)	3	-2	3	3	3	-54	-D
SC1	População urbana - pressão por serviços públicos - degradação social (alcoolismo, prostituição, etc)	2	-2	3	3	2	-32	-C

SC2	População rural - necessidade de adaptação ao novo corpo d'água	2	-2	3	3	2	-32	-C
SC3	Povos tradicionais	4	-3	3	3	2	-96	-E
SC4	Perda de patrimônio cultural	3	-2	3	3	2	0	N
SC5	danos paisagísticos	2	-2	3	3	2	-32	-C
ECONÔMICO-OPERACIONAL								
EO1	Utilização de energia renovável	3	3	2	2	3	63	D
EO2	geração de empregos	3	2	2	2	3	42	D
EO3	Interferência em atividades econômicas preexistentes	2	1	2	2	3	14	B
EO4	Segurança energética	3	2	2	2	3	42	D
EO5	Custos de medidas mitigatórias	3	-1	2	2	3	-21	-C
EO6	Compliance/corrupção	3	-2	2	2	3	-42	-D
EO7	adaptabilidade a mudanças climáticas	3	-2	2	2	3	-42	-D
EO8	Fomento econômico local -	2	2	2	2	3	28	C
EO9	complexidade do descomissionamento	2	-1	2	2	3	-14	-B
EO10	Intermitência/sazonalidade/Dependência de condições meteorológicas.	3	3	2	2	3	63	D
EO11	possibilidade de atualização (upgrade)/expansão (técnica)	3	1	2	2	3	21	C
EO12	dependência tecnológica/nacionalização	3	2	2	2	3	42	D
EO13	Segurança energética (preço/apagões/disponibilidade)	3	1	2	2	3	21	C
EO14	riscos de acidentes	2	1	2	2	3	14	B
EO15	potencial de complementariedade (potencial)	3	1	2	2	3	21	C
EO16	velocidade de partida/resposta da fonte a transitórios	3	2	2	2	3	42	D
EO17	estabilidade	3	3	2	2	3	63	D
EO18	possibilidade de armazenamento	3	3	2	2	3	63	D
EO19	distância dos centro consumidores - perdas de transporte (até 16% da energia gerada)	3	1	2	2	3	21	C
EO20	criação de um "circulo virtuoso" na cadeia da indústria fotovoltaica (MAUÉS)	3	0	2	2	3	0	N
EO21	vida útil	3	2	2	2	3	42	D
EO22	ondulação na superfície da água pode provocar desgaste, com falhas	2	0	2	2	3	0	N

2	estruturais e operacionais							
EO2 3	corrosão, devido à interação de partes metálicas com a água alterada do reservatório, diminuindo a vida útil e aumentando custos com manutenção.	2	0	2	2	3	0	N
EO2 4	Necessidade de controle de açoreamento do leito. E das margens	2	-1	2	2	3	-14	-B
EO2 5	custo de manutenção	2	1	2	2	3	14	B
EO2 6	custo da energia	2	2	2	2	3	28	C
EO2 7	geração sensível a condições meteorológicas e climáticas	2	2	2	2	3	28	C

Grandes fotovoltaicas flutuantes na Amazônia - Operação

Tabela 33 - Grandes fotovoltaicas flutuantes na Amazônia - Operação

CÓD	COMPONENTES	A 1	A2	B1	B2	B3	ES	R B
	FÍSICO-QUÍMICA							
PC1	Uso e ocupação do solo - pequeno uso e impacto em solo.	2	1	3	3	3	18	B
PC2	Uso e ocupação de recursos hídricos - ocupação da Lâmina e consumo de água para a limpeza dos painéis - possibilidade de contaminação da água com substâncias utilizadas na limpeza.	3	-3	3	3	3	- 81	-E
PC3	Emissões atmosféricas (Nox, Sox, e materiais particulados)	2	1	3	3	3	18	B
PC4	Emissões de Gases do Efeito Estufa	4	1	3	3	3	36	D
PC5	Emissões de resíduos sólidos	2	-1	3	3	3	- 18	-B
PC6	Emissões líquidas	2	-1	3	3	3	- 18	-B
PC7	OFUSCAMENTO - Emissões energéticas (calor, luz, som, radiação, etc em níveis fora do normal emitidos para o ambiente)	2	-1	3	3	3	- 18	-B
PC8	SOMBREAMENTO Interferência na zona fótica com possível interferência no processo de fotossíntese - Supressões energéticas (interferência em fluxo de calor, luz, som, radiação para o ambiente) -	2	-3	3	2	3	- 48	-D
PC9	Interferência na composição/qualidade da água - possível efeitos de corrosão, contaminação dos materiais de ancoragem, flutuadores e módulos.	2	-1	3	2	3	- 16	-B
PC10	interferência na zona lótica - afetando a troca de gases do corpo d'água	2	-1	3	2	3	- 16	-B
	Alteração na temperatura da água	2	-1	3	2	3	- 16	-B
PC11	Redução da evaporação no reservatório - redução mínima. Efeitos mais pronunciados em reservatórios menores.	3	1	3	3	3	27	C
								N
BE1	Interferência na Flora e fauna terrestre (inc. pássaros)	3	1	3	3	3	27	C
BE2	Interferência na Flora e fauna aquática - possível interferência devido ao sombreamento e alteração nas zonas lótica/lêntica	3	-1	3	3	3	- 27	-C
BE3	Interferência na biodiversidade	4	1	3	3	3	36	D
BE4	interferência na migração reprodutora aquática -	3	1	3	3	3	27	C

PIRACEMA								
BE5	aumento de pressão sobre espécies em extinção	3	1	3	3	3	27	C
BE6	Extinção de grandes vertebrados (BENCHIMOL)	3	1	3	3	3	27	C
BE7	proliferação de vetores de moléstias (Leishmaniose, FURTADO)	3	1	3	3	3	27	C
SÓCIO-CULTURAL								N
SC1	População urbana	1	0	3	3	3	0	N
SC2	População rural	1	-1	3	3	3	-9	-A
SC3	Povos tradicionais	4	0	3	3	3	0	N
SC4	Perda de patrimônio cultural	3	0	3	3	3	0	N
SC5	danos paisagísticos - IMPACTO VISUAL	2	-1	3	3	3	-18	-B
SC6	Impactos no lazer e turismo	3	-1	2	2	3	-21	-C
ECONÔMICO-OPERACIONAL								N
EO1	Utilização de energia renovável	4	3	2	2	3	84	E
EO2	geração de empregos	3	1	2	2	3	21	C
EO3	Interferência em atividades econômicas preexistentes - pesca e transporte	2	-1	2	2	3	-14	-B
EO4	Segurança elétrica - cabos submersos. Possibilidade de vandalismo ou acidentes comanias	3	-1	2	2	3	-21	-C
EO5	Custos de medidas mitigatórias	3	2	2	2	3	42	D
EO6	Compliance/corrupção	4	2	2	2	3	56	D
EO7	adaptabilidade a mudanças climáticas	4	2	2	2	3	56	D
EO8	Fomento econômico local -	2	0	2	2	3	0	N
EO9	complexidade do descomissionamento	3	1	2	2	3	21	C
EO10	Intermitência/sazonalidade/Dependência de condições meteorológicas.	3	-3	2	2	3	-63	-D
EO11	possibilidade de atualização (upgrade)/expansão (técnica)	3	1	2	2	3	21	C
EO12	Segurança energética preço/apagões/disponibilidade/	3	-2	2	2	3	-42	-D
EO13	dependência tecnológica/nacionalização	3	-3	2	2	3	-63	-D
EO14	riscos de acidentes	2	-1	2	2	3	-14	-B
EO15	potencial de complementariedade (potencial)	3	1	2	2	3	21	C

EO1 6	velocidade de partida/resposta da fonte a transitórios	3	1	2	2	3	21	C
EO1 7	estabilidade	3	-1	2	2	3	- 21	-C
EO1 8	possibilidade de armazenamento	3	-3	2	2	3	- 63	-D
EO1 9	distância dos centros consumidores - perdas de transporte (até 16% da energia gerada)	3	-2	2	2	3	- 42	-D
EO2 0	criação de um "círculo virtuoso" na cadeia da indústria fotovoltaica (MAUÉS)	3	2	2	2	3	42	D
EO2 1	vida útil	3	2	2	2	3	42	D
EO2 2	ondulação na superfície da água pode provocar desgaste, com falhas estruturais e operacionais	2	-1	2	2	3	- 14	-B
EO2 3	corrosão, devido à interação de partes metálicas com a água alterada do reservatório, diminuindo a vida útil e aumentando custos com manutenção.	2	-1	2	2	3	- 14	-B
EO2 4	Necessidade de controle de açoreamento do leito. E das margens	2	-1	2	2	3	- 14	-B
EO2 5	custo mais elevado de manutenção	2	-1	2	2	3	- 14	-B
EO2 6	custo mais elevado da energia	2	-1	2	2	3	- 14	-B
EO2 7	geração sensível a condições meteorológicas e climáticas	2	-1	2	2	3	- 14	-B

Hidrelétricas complementadas por termelétricas

Hidrelétricas complementadas por fotovoltaicas flutuantes

Tabela 34 - Hidrelétricas complementadas por fotovoltaicas flutuantes

CÓD	COMPONENTES	A	A	B	B	B	E	R
		1	2	1	2	3	S	B
FÍSICO-QUÍMICA								
PC1	Uso e ocupação do solo	2	1	3	3	3	18	B
PC2	Uso e ocupação de recursos hídricos	3	-2	3	2	3	-48	-D
PC3	Emissões atmosféricas (Nox, Sox, e materiais particulados)	3	3	3	2	3	72	E
PC4	Emissões de Gases do Efeito Estufa	4	3	3	2	3	96	E
PC5	Emissões de resíduos sólidos	1	2	3	2	3	16	B
PC6	Emissões líquidas	2	2	3	2	3	32	C
PC7	Emissões energéticas (calor, luz, som, radiação, etc em níveis fora do normal emitidos para o ambiente)	1	2	3	2	3	16	B
PC8	interferência/supressão de fluxo de energia (calor, luz, som, radiação, etc) para o ambiente	1	2	3	2	3	16	B
PC9	Interferência na composição/qualidade da água	-	-	-	-	-	0	N
BIO-ECOLÓGICO								
BE1	Interferência na Flora e fauna terrestre (inc. pássaros)	2	1	3	3	3	18	B
BE2	Interferência na Flora e fauna aquática	2	-2	3	3	3	-36	-D
BE3	Interferência na biodiversidade	4	1	3	3	3	36	D
BE4	interferência na migração reprodutora aquática - PIRACEMA	3	1	3	3	3	27	C
BE5	aumento de pressão sobre espécies em extinção	4	1	3	3	3	36	D
BE6	Extinção de grandes vertebrados (BENCHIMOL)	4	2	3	3	3	72	E
BE7	proliferação de vetores de moléstias (Leishmaniose, FURTADO)	2	1	3	3	3	18	B
SÓCIO-CULTURAL								
SC1	População urbana	2	2	3	3	2	32	C
SC2	População rural	2	1	3	3	2	16	B
SC3	Povos tradicionais	3	0	3	3	2	0	N
SC4	Perda de patrimônio cultural	3	0	3	3	2	0	N
SC5	danos paisagísticos	2	-2	3	3	2	-32	-C

ECONÔMICO-OPERACIONAL								
EO1	Utilização de energia renovável	4	3	2	2	3	84	E
EO2	geração de empregos	3	1	2	2	3	21	C
EO3	Interferência em atividades econômicas preexistentes	2	0	2	2	3	0	N
EO4	Segurança energética preço/apagões/disponibilidade/	3	2	2	2	3	42	D
EO5	dependência tecnológica/nacionalização							
EO6	Custos de medidas mitigatórias	3	2	2	2	3	42	D
EO7	Compliance/corrupção	4	1	2	2	3	28	C
EO8	adaptabilidade a mudanças climáticas	4	1	2	2	3	28	C
EO9	Fomento econômico local -	2	0	2	2	3	0	N
EO10	complexidade do descomissionamento	3	2	2	2	3	42	D
EO11	Intermitência/sazonalidade/Dependência de condições meteorológicas.	3	-1	2	2	3	-21	-C
EO12	possibilidade de atualização (upgrade)/expansão (técnica)	3	2	2	2	3	42	D
EO13	riscos de acidentes	2	2	2	2	3	28	C
EO14	potencial de complementariedade (potencial)	3	1	2	2	3	21	C
EO15	velocidade de partida/resposta da fonte a transitórios	3	2	2	2	3	42	D
EO16	estabilidade	3	2	2	2	3	42	D
EO17	possibilidade de armazenamento	3	-1	2	2	3	-21	-C
EO18	distância dos centros consumidores - perdas de transporte (até 16% da energia gerada)	3	-2	2	2	3	-42	-D
EO19	criação de um "círculo virtuoso" na cadeia industrial (p. FVF MAUÉS)	3	-1	2	2	3	-21	-C
EO20	vida útil	3	3	2	2	3	63	D