

# Methodology Using Idle Capacity of Hydroelectric Substations for Sizing Floating Photovoltaic Plants

B. B. Freitas , B. R. A. Bezerra , C. A. Teixeira Júnior , C. F. de Oliveira Júnior , D. P. de Assis , E. de S. Queiroz Filho , F. T. do Nascimento , F. W. S. de Oliveira , G. F. Alves , J. V. T. Alves , M. F. de A. Silva , M. C. da Silva , M. de S. Costa , O. J. de M. Nunes , P. C. M. Carvalho , and R. C. Pereira 

**Abstract**— Photovoltaic (PV) generation has emerged as an alternative for reducing environmental impacts. Recently, floating photovoltaic (FPV) configurations have gained popularity, utilizing the water surface of reservoirs as installation sites. Recognizing its potential, this paper proposes a methodology to harness the idle capacity of substation facilities in hydroelectric power plants (HPP) for sizing FPV plants, aiming for the maximal utilization of the substation's capacity and promoting complementarity with HPP generation. The study introduces a sizing proposal for FPV based on complementarity with the worst day of HPP generation within a defined period, aiming to optimize the use of the substation's capacity. As a case study, the FPV potential is identified as 59.81 GWp for Belo Monte and 55.35 GWp for Itaipu. This approach seeks to enhance the overall efficiency and sustainability of power generation systems by integrating FPV with existing hydroelectric infrastructure.

**Link to graphical and video abstracts, and to code:**  
<https://latam.ieceer9.org/index.php/transactions/article/view/8802>

**Index Terms**— complementarity, energy planning, floating photovoltaic, hydroelectric.

## I. INTRODUÇÃO

O cenário energético mundial tem alcançado relevância diante das previsões negativas de mudanças climáticas decorrentes do aquecimento global. Assim, a matriz energética do planeta está em processo de transição com uso crescente de fontes limpas e sustentáveis, principalmente eólica e solar. A evolução tecnológica e a redução dos custos dos módulos fotovoltaicos (FV) ao longo dos últimos anos tem levado a um crescimento exponencial desta forma de geração elétrica no mundo. No Brasil, o Atlas

The authors would like to thank the *Fundação Cearense de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FUNCAP)* under the terms of Normative Instruction N° 04/2019, the *Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES)* – Funding Code 001 and the *Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq)* for the scholarships.

B. B. Freitas, B. R. A. Bezerra, C. A. Teixeira Júnior, C. F. de Oliveira Júnior, D. P. de Assis, E. de S. Queiroz Filho, F. T. do Nascimento, F. W. S. de Oliveira, G. F. Alves, J. V. T. Alves, M. F. de A. Silva, M. C. da Silva, M. de S. Costa, O. J. de M. Nunes, P. C. M. Carvalho, and R. C. Pereira are with Federal University of Ceará, Fortaleza, Brazil (e-mails: brenobf93@gmail.com, brunokr25@gmail.com, carlosalberto@ufersa.edu.br, dionisioassis80@gmail.com, esqf.eletrica@gmail.com, fwsoliver@gmail.com, joaovictorteixeiraalves@alu.ufc.br, miltoncezartfc@hotmail.com, otaciliojose2012@gmail.com, rebecacatunda@hotmail.com, esqf.eletrica@gmail.com, felipeteles.eng@hotmail.com, gabryelf@alu.ufc.br, engmarcandrade@gmail.com, monilsonsalles@gmail.com, carvalho@dee.ufc.br, and

Brasileiro de Energia Solar revela um enorme potencial para a geração FV, com parte significativa do território nacional apresentando valores de produtividade anual superior a 1500 kWh/kWp [1]. As usinas hidrelétricas (UHE) representam a maior potência instalada do país (47% do total) em 2024; a fonte FV já ocupa o segundo lugar, com 19% da potência total [2]. Assim, tem-se notado um crescimento notório da geração FV, exigindo integração entre as fontes visando a otimização dos processos de geração.

Uma alternativa de uso dos módulos FV é a aplicação em sistemas fotovoltaicos flutuantes (FVF) instalados sobre a superfície de reservatórios de UHE, utilizando um sistema híbrido de geração e otimizando tanto os sistemas de geração como os de transmissão da energia. Sistemas FVF têm sido estudados e instalados em diversos países, principalmente naqueles com restrições de terras propícias à instalação de sistemas FV convencionais. A combinação das fontes solar e hidráulica contribui para uma possível complementariedade ao longo das diferentes estações do ano, capazes de operar de forma combinada e compartilhando da mesma infraestrutura de transmissão, aumentando assim a eficiência de geração e trazendo uma maior segurança e confiabilidade para o sistema como um todo. Diversos estudos sobre usinas FVF indicam benefícios como a conservação de terra para outros fins, o ganho de eficiência em função da menor temperatura de operação do módulo FV, a redução de perda por sombreamento e sujidade e a potencial redução da evaporação.

Esta possibilidade de integração é apresentada em [3], [4] e [5] como alternativa de utilização na transição energética, em bacias de tratamento de água e melhorias na irrigação. Para este fim, são analisados percentuais de 30% a 40% da área disponível do espelho d'água. Custos, eficácia e benefícios são apresentados em [6] e [7], onde o potencial técnico é simulado utilizando 8%, 20% e 25% de cobertura. Em [8] é considerado o uso da área disponível entre 10% e 100%, onde a porcentagem mínima já corresponde um acréscimo de 39,67% na capacidade instalada do país. Em [9] e [10] são analisados reservatórios de UHE com coberturas entre 1% e 10%; os resultados alcançados são significativos, tanto na geração de energia elétrica como na redução de gases de efeito estufa. Em [11], [12] e [13] é analisado o potencial FVF considerando 100% da área disponível coberta, mostrando a economia de água não evaporada e a redução das emissões de CO<sub>2</sub>. Baseados em dados de duas décadas de uma UHE, em [14] é simulada uma planta FVF ocupando apenas 2,8% da área disponível; a geração da UHE é inferior a 32% do valor

nominal, o que indica que as subestações e linhas de transmissões possibilitam o uso integrado da UHE com FVF.

Diante desta conjuntura, o presente artigo tem como objetivo propor uma metodologia de uso da capacidade ociosa de subestações de UHE para dimensionamento de plantas FVF visando o aproveitamento máximo da subestação, promovendo a complementariedade com a geração da UHE. O artigo está estruturado da seguinte forma: seção 1 é a introdução; na seção 2 é abordado o estado da arte; na seção 3 a metodologia é explicada, com uso de rotas elétricas e hídricas, propondo um potencial de instalação e analisando sua viabilidade; na seção 4 os resultados são apresentados, comparando dados prévios coletados com o cenário proposto; na seção 5 são expostas as conclusões.

## II. ESTADO DA ARTE

Na presente seção são destacados os principais estudos sobre geração FVF integrada às UHE no Brasil e no mundo, apresentando o que se tem de concreto e o que pode ser feito para o desenvolvimento desta geração híbrida.

### A. UHE e FVF no Mundo

Na Austrália, é analisada a possibilidade de instalar FVF em bacias utilizadas para tratamento de água; esta tecnologia já vem sendo aplicada desde 2007, inicialmente em países como Japão, Coreia do Sul, Índia e EUA [3]. A relação custo-eficácia das FVF aumenta significativamente quando são considerados outros fatores como a redução de evaporação da água. As características desta integração são apresentadas em [6], flexibilizando a operação das UHE e possibilitando o complemento de geração a partir da usina FVF durante as horas do pico de irradiação.

Uma análise dos benefícios é apresentada em [7] para avaliar o potencial técnico utilizando dados disponíveis publicamente. No Paquistão, esta tecnologia é apresentada em [4] como uma nova perspectiva para a transição energética; também é avaliada a utilização da subestação existente. Para isto, são selecionadas sete barragens; como resultado, a geração pode suprir o consumo de 15,5% da população. Em Taiwan, é proposta uma melhoria da eficiência de um reservatório para irrigação, consumo e geração elétrica, pela implementação de FVF em conjunto com inteligência artificial, calculando-se um aumento de 13,5% da geração elétrica [5]. Na Turquia, as áreas de superfície de 76 bacias de UHE são objeto de estudo em [8]; mesmo quando apenas 10% das superfícies são utilizadas, o potencial técnico FVF atinge 39,67% da capacidade total instalada do país. O potencial de geração em 2020 é 13,82 vezes maior que o potencial hidrelétrico.

Estudos são realizados em reservatórios de UHE com o porte definido por cada estudo [10], [9]: os níveis de geração com cobertura entre 1 e 5% na África, e 1 a 10% na Índia alcançariam marcas significativas de geração, com possibilidade de dobrar a geração local, reduzindo a emissão de gases do efeito estufa e suprimindo a necessidade energética emergente da população. Um mecanismo de rastreamento de eixo único para sistemas FVF na Índia é apresentado em [12],

umentando a geração anual em 11%. Um modelo de sistema FVF de 5 MW é projetado; uma análise numérica mostra que a instalação de sistemas FVF resulta num ganho energético anual de 160 GWh.

Na Nigéria, é analisado o potencial de geração de uma UHE integrada a FVF e eólica [15]. Ainda no continente africano, o potencial de usinas FVF nas UHE da Zâmbia é avaliado em [13]. O potencial FVF máximo teórico (cobertura de 100%) é de 254 GWp. Com a alteração do ângulo de inclinação do módulo FV entre 5° e 20° e a redução das perdas por sujidade a zero, o índice de desempenho da planta fica entre 81% e 82%.

No Chile, o estudo busca o equilíbrio entre o nível de cobertura de um reservatório, em função da manutenção da biota subaquática [11]; um ponto de equilíbrio entre 40 e 60% é encontrado. A produção potencial FVF a nível regional e nacional é avaliada em 337 reservatórios de hidrelétricas da União Europeia [16]. A produção total FVF é 68% da geração das UHE; uma cobertura FVF de 10% aumenta a produção de eletricidade em 1,5 vezes.

### B. UHE e FVF no Brasil

A metodologia para a implantação de um sistema FVF na UHE Sobradinho é apresentada em [17]. A tecnologia FVF para operação combinada e complementar à hidrelétrica representa um potencial alternativo para compensar os pontos de vulnerabilidade da geração hidroelétrica e otimiza a produção de ambos os sistemas. O impacto da geração de plantas FVF em reservatórios do semiárido brasileiro é analisado em [19]. Um nível de confiabilidade de 80% é proposto e o potencial de geração é calculado para dois cenários, considerando módulos de 265 Wp e 380 Wp (casos 1 e 2). Os resultados mostram que o reservatório Eng. Armando Ribeiro Gonçalves apresenta os maiores valores percentuais: 227% e 263% do consumo do estado do Rio Grande do Norte; os menores valores são encontrados no reservatório Bico da Pedra: 7% e 8% do consumo do estado de Minas Gerais.

O potencial FVF - UHE, em 30 reservatórios da bacia Tocantins-Araguaia, é analisado em [19], apresentando a economia de água não evaporada e a redução das emissões de CO<sub>2</sub>. Outro estudo trata da integração entre uma UHE real e uma FVF, ocupando 2,8% da área do reservatório [14]; são analisados 20 anos de dados, sendo sugerida a aplicação da FVF durante o dia, com ajuste da UHE. O potencial técnico FVF é avaliado em [20], com os resultados mostrando uma potência de 43 GWp, mesmo com a consideração conservadora adotada de apenas 1% de cobertura. Esse potencial FVF equivale a cerca de 12% da geração total de eletricidade no Brasil e a 16,5% da demanda nacional de eletricidade.

A viabilidade técnica para a implantação de um sistema FVF sobre o lago Paranoá para suprir o consumo da Universidade de Brasília é estudada em [21]. O dimensionamento com uso do MATLAB resulta em uma planta de 15,3 MWp, com 42.483 módulos FV ocupando uma área de 84.300 m<sup>2</sup>. A simulação do sistema para um ano meteorológico típico resulta em geração anual de 25.843

MWh/ano, excedendo o objetivo inicial de geração de 24.933,51 MWh/ano para igualar o consumo anual médio da UNB. O sistema é tecnicamente viável e a utilização do lago Paraná é vantajosa, com taxa de ocupação de 0,18% da área. Uma usina FVF é apresentada em [22], de 96,2 kWp, com 296 módulos, sendo 80 deles instalados sobre uma estrutura flutuante desenvolvida no Brasil. O objetivo do trabalho é demonstrar as etapas construtivas dessa estrutura flutuante “tropicalizada”, assim como as dificuldades encontradas durante a montagem. São apresentados os instrumentos de pesquisa, as etapas de montagem, as não conformidades e as soluções decorrentes. A estrutura apresenta confiabilidade e rigidez, sustentando os módulos de forma satisfatória; ao fim, são feitas considerações avaliando o desempenho do equipamento proposto como alternativa às soluções já existentes no mercado.

Sistemas FVF nos reservatórios das UHEs de Balbina e Sobradinho são analisados em [23], cujas peculiaridades os tornam diferentes daqueles que vêm sendo implantados em outros países. O aumento de eficiência do sistema FVF pode ser significativo na região Nordeste, mas pouco significativo na região Norte; o efeito benéfico de redução de perda de água do reservatório por evaporação também é diferente em diferentes locais do Brasil; as FVF podem ter impacto ambiental significativo pela redução do crescimento de algas e da oxigenação da água; a estrutura flutuante e seu sistema de ancoragem devem prever amplas variações no nível da água, inclusive a possibilidade de permanecer apoiado no fundo de um reservatório seco. Face ao exposto, os sistemas FVF para Balbina e Sobradinho possibilitam aumento de eficiência comparados a um sistema instalado sobre o solo e redução das perdas por evaporação no reservatório.

A metodologia para a implantação de um sistema FVF (1 MW) no lago da UHE de Sobradinho é apresentada em [24], como fruto do projeto de P&D+I intitulado “Exploração de Energia Solar em Lagos de Usinas Hidrelétricas”. O estudo visa avaliar a complementariedade da geração FV com a hidrelétrica através da instalação de usinas FVF nos lagos das UHE de Sobradinho (Chesf) e Balbina (Eletronorte). A operação combinada e complementar à hidroeletricidade representa um potencial alternativa para compensar os pontos de vulnerabilidade da geração hidroelétrica e otimizar a produção de energia dos sistemas.

O Projeto Sinergia Hidrosolar contempla a associação de sistemas FV de 1 MWp, dos quais 0,2 MWp em painéis flutuantes no reservatório de uma UHE, com sistemas de armazenamento baseados em duas tecnologias: 300 kW / 600 kWh em baterias de Lítio-íon e 300 kW / 1.350 kWh sob a forma de hidrogênio [25]. O projeto investiga estratégias para operação combinada do sistema FV, do sistema global de armazenamento de energia e da geração hidrelétrica em ambiente onde está localizada a planta de armazenamento.

### III. METODOLOGIA

A metodologia proposta adota duas rotas, hídrica e elétrica, que determinam duas áreas para uma planta FVF. A rota de dados hídricos, na cor azul na Fig. 1, visa a determinação de

uma Área Disponível (AD) para uma usina FVF. A rota elétrica, na cor laranja na Fig. 1, analisa os dados de geração da UHE em estudo para determinação de uma Área Ocupada (AO) para a planta FVF. Posteriormente, AO é validada em função de AD.

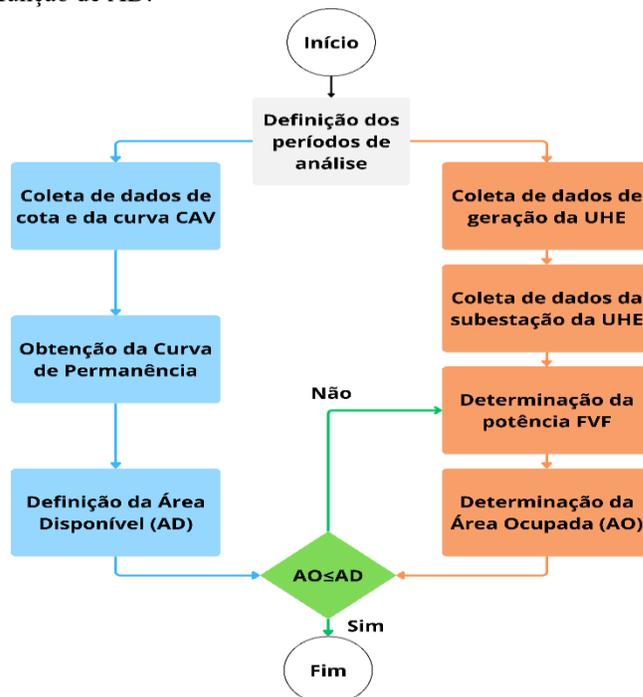


Fig. 1. Fluxograma da metodologia utilizada.

#### A. Dados Hídricos

A partir de dados históricos de cota, disponibilizados pela Agência Nacional de Águas (ANA), e da curva Cota x Área x Volume (CAV) do reservatório em análise pode-se traçar uma Curva de Permanência (CP). Em seguida, adotando a metodologia proposta em [26], é determinado o nível de confiabilidade desejável e encontrada a AD do reservatório. Os métodos e fontes para elaboração da curva de CAV podem ser variados conforme a disponibilidade dos dados batimétricos do reservatório. Para diferentes UHE podem existir curvas bem definidas ou apenas um conjunto de pontos com os quais é realizada uma aproximação.

#### B. Dados Elétricos

Após a coleta do histórico de geração da UHE, o passo seguinte para a determinação da geração da planta FVF é a complementariedade do dia de menor geração histórica da UHE, visando otimizar o uso da capacidade da subestação; como base da metodologia proposta, o presente estudo assume que a subestação possui a mesma capacidade da UHE. Assim, a partir dos dados de geração diária disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), são encontrados os menores e os maiores valores históricos de geração da UHE [27]. Para determinação da capacidade máxima de geração da UHE, é feito o cálculo de carregamento associado ao maior valor de geração registrado, relacionando a potência média do dia com sua nominal. Se o maior valor não corresponder à capacidade nominal, o valor de geração é extrapolado com base no carregamento calculado para obter a

geração máxima que pode ser transmitida pela subestação, conforme o critério assumido. Por fim, é calculada a média de geração da UHE para cada mês ao longo dos anos considerados, visando a elaboração do perfil de geração.

### C. Dimensionamento FVF

A partir da geração calculada da planta FVF para o dia de menor geração da UHE, é utilizado o Fator de Capacidade (FC) de plantas FV em operação no local de estudo para obter a potência instalada (Pins) FVF; como o FC é a relação entre a eletricidade gerada em um período T (Eger) e a eletricidade gerada com a Pins no mesmo período [28], a Pins é dada por:

$$Pins = \frac{Eger}{FC \times T} \quad (1)$$

Com uso da Pins FVF e dos valores de FC mensais, é obtida a geração FVF mensal. Também com a Pins FVF é obtida a AO pela planta, calculada a partir da área e da potência de cada módulo; é acrescentada uma fração da área total como espaço de manobra que, no presente estudo, é de 34%, conforme [26].

### D. Validação da AO em Função da AD

Na etapa final da metodologia, uma validação é realizada para verificar se a AO não ultrapassa a AD ( $AO \leq AD$ ); atendido este critério, são elaborados os gráficos de Complementariedade FVF e UHE. Caso a AO calculada seja maior que a AD, a área da planta FVF passa a ser AD, sendo calculada a potência instalada correspondente.

## IV. RESULTADOS

Como aplicação da metodologia proposta, são selecionadas duas UHE brasileiras de grande porte com localizações distintas: a UHE Itaipu, no Paraná, no rio homônimo com potência nominal de 14.000 MW [29], e a UHE Belo Monte, no Pará, no rio Xingu com potência nominal de 11.233,1 MW [30]. O intervalo de tempo considerado é de 01/01/2013 a 31/10/2023; no entanto, por conta da inauguração final de Belo Monte ter ocorrido no final de 2019 [31], só é considerada a geração a partir de 01/01/2020 para esta usina. Os valores de FC para Belo Monte e Itaipu são coletados de trabalhos realizados, respectivamente, em Belém [32] e Curitiba [33]. Os módulos FV selecionados para o presente estudo são do modelo HiKu7 Mono PERC, com potência de 660 Wp e área unitária de 3,12 m<sup>2</sup>.

### A. Análises dos Reservatórios

Para obtenção da CP são necessários os dados históricos da cota dos reservatórios: Itaipu (01/01/2013 - 31/10/2023) e Belo Monte (04/01/2016 - 31/10/2023), obtidos da ANA [34]. Adicionalmente, nestes casos, para a elaboração da CP são necessárias interpolações para encontrar as áreas correspondentes a cada cota. Para Itaipu, são disponibilizados os dados históricos de mínimo, médio e máximo [29], correlacionando cota e área; com esses 3 pontos, é realizada uma interpolação polinomial de segundo grau. Para Belo Monte, a partir de uma curva CAV em [35], são obtidos 6 pontos para interpolação, que resultam em um polinômio de

terceiro grau. As CP para as áreas dos reservatórios são mostradas na Fig. 2; com essas curvas, é possível escolher o nível de confiabilidade dos reservatórios.

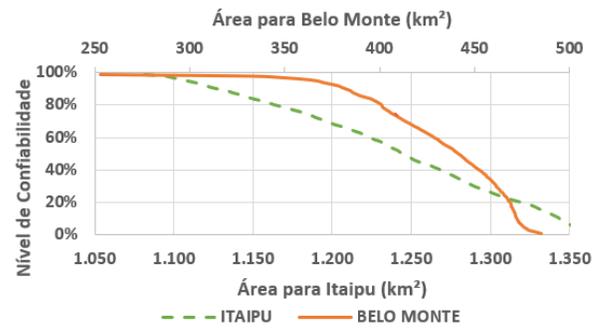


Fig. 2. CP para as áreas dos reservatórios em estudo.

Considerando 80% do tempo de permanência, Belo Monte e Itaipu possuem, respectivamente, 400 km<sup>2</sup> e 1170 km<sup>2</sup> de AD para as plantas FVF.

### B. Histórico de Geração das UHE

Os dias de menor geração para cada UHE são determinados de forma que as plantas FVF possam suprir a geração suficiente para complementar a ociosidade da subestação. Na Tab. I é apresentada a geração diária mínima e máxima de cada UHE, assim como os valores calculados dos respectivos carregamentos das subestações analisadas, com base na potência média diária. Considerando um cenário de carregamento de 100%, o valor de máxima geração calculado é de 335,50 GWh para Itaipu e de 268,28 GWh para Belo Monte. Com isso, são determinados os valores necessários para suprir a geração das usinas, subtraindo deste carregamento o valor mínimo histórico de geração. Assim, os valores de geração FVF para complementar a ociosidade da subestação são de 264,50 GWh para Itaipu e de 262,28 GWh para Belo Monte. Na Fig. 3 é apresentado o perfil de geração mensal médio das UHE analisadas ao longo do período, sendo observadas características de operação bastante distintas entre as usinas.

TABELA I  
GERAÇÃO MÍNIMA E MÁXIMA DIÁRIA DAS UHE

UHE	Mínimo [GWh]	Máximo [GWh]	Carreg. Mín. [%]	Carreg. Máx. [%]
Itaipu	71	303	21,028%	90,313
Belo Monte	6	267	0,175%	99,523

Fonte: os autores

### C. Complementariedade UHE + FVF

Por meio dos valores calculados para suprir a capacidade nominal da subestação, são obtidas as potências de cada usina FVF para os meses correspondentes aos mínimos históricos de cada UHE; como resultado, são obtidos 59,81 GWp para Belo Monte e 55,35 GWp para Itaipu. Em seguida, é determinada a quantidade de módulos FV necessária para cada geração, conforme o modelo selecionado; para Belo Monte são necessários 89.939.849 módulos e para Itaipu, 83.233.082 módulos. Considerando a área unitária dos módulos e a área de manobra, é calculada uma AO de 43,68 km<sup>2</sup> para Belo Monte e 40,42 km<sup>2</sup> para Itaipu. Comparando com os valores de AD para os reservatórios (Belo Monte e Itaipu possuem,

respectivamente, 400 km<sup>2</sup> e 1170 km<sup>2</sup>), constata-se que o critério das áreas é atendido e o dimensionamento é validado.

Como etapa final, os valores de geração mensal das plantas

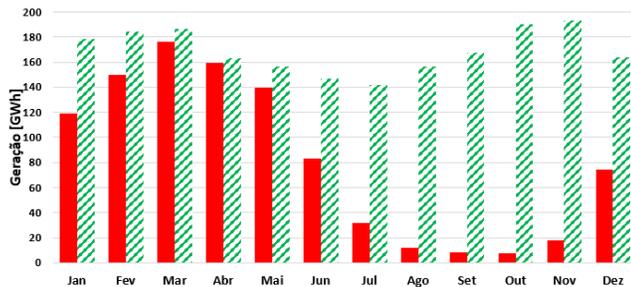


Fig. 3. Geração mensal média de UHE Belo Monte (vermelho) e UHE Itaipu (verde).

FVF dimensionadas são acrescidos aos de média mensal das UHE, formando os gráficos de complementariedade de Belo Monte e Itaipu, nas Fig. 4 e 5, respectivamente. Como referência, é mostrada uma linha que representa a capacidade limite da subestação por mês, possibilitando visualizar a efetividade da planta FVF em suprir a ociosidade da subestação e indicar excedentes de geração da UHE. No caso de Belo Monte, apenas de junho a setembro a operação híbrida não alcança o limite da subestação; no entanto, a água armazenada no reservatório nos demais meses pode ser utilizada neste período visando atingir a capacidade máxima da subestação. Em Itaipu, apenas em junho a planta híbrida não alcança o limite da subestação.

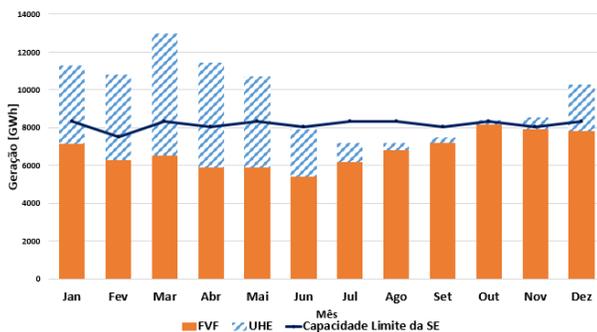


Fig. 4. Complementariedade FVF e UHE de Belo Monte.

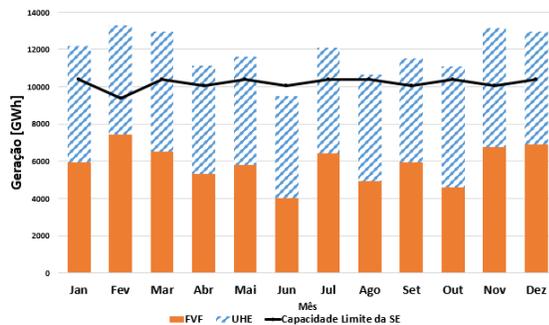


Fig. 5. Complementariedade FVF e UHE de Itaipu.

## V. CONCLUSÕES

Analisando as UHE de Itaipu e Belo Monte, localizadas em diferentes regiões do país, o artigo destaca a importância da geração híbrida com plantas FVF para otimizar a eficiência

operacional e contribuir para a transição para fontes mais sustentáveis. Essa abordagem não apenas proporciona uma compreensão do potencial das UHE estudadas, mas também estabelece um modelo metodológico para futuras iniciativas de geração híbrida no contexto brasileiro e global. A análise dos reservatórios e dos respectivos históricos de geração revela características operacionais distintas entre Belo Monte e Itaipu. Os resultados indicam a capacidade das plantas FVF em complementar a ociosidade das subestações.

Observando a complementariedade FVF e UHE de Belo Monte e Itaipu, na maior parte dos meses, a produção conjunta supera a capacidade da subestação. Este comportamento permite a redução da geração das UHEs, utilizando os reservatórios como baterias virtuais e deslocando esta geração para períodos nos quais a geração FVF é reduzida (dias nublados) ou nula (noite); considerando o comportamento ao longo do ano, o volume de água não usado em períodos chuvosos devido à geração FVF pode ser aproveitado em períodos secos, nos quais os reservatórios normalmente atingem níveis mais baixos. Ou seja, a FVF produz sempre quando há condições de irradiação, enquanto a produção da UHE é ajustada de acordo com a necessidade. Como alternativas de uso, essa água armazenada pode ser destinada para consumo humano, plantio, pesca e criação de animais.

A complementariedade entre plantas FVF e UHE ressalta a capacidade de adaptação do sistema híbrido às variações sazonais, garantindo uma geração mais estável ao longo do ano. Contribuindo para a diversificação da matriz energética, as plantas FVF podem ser uma peça-chave na busca pela sustentabilidade do setor elétrico brasileiro. Contudo, é necessária uma abordagem equilibrada, considerando a eficiência operacional e os benefícios ambientais e econômicos a longo prazo. Adicionalmente, estudos são necessários focando na análise da complementariedade FVF e UHE em diferentes escalas temporais (horária, diária, mensal, anual), assim como considerando demais fatores ambientais e também no cenário de limitação de potência, considerando que as subestações analisadas foram dimensionadas para apenas uma fonte e não para uma geração híbrida.

## REFERÊNCIAS

- [1] E. B. Pereira; F. R. Martins; A. R. Gonçalves; R. S. Costa; F. J. L. Lima; R. Rüther; S. L. Abreu; G. M. Tiepolo; S. V. Pereira; J. G. Souza. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. <https://doi.org/10.34024/978851700089>
- [2] Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR). Infográfico ABSOLAR: Available: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>
- [3] M. Rosa-Clot, G. M. Tina and S. Nizetic. "Floating Photovoltaic Plants and Wastewater Basins: an Australian Project". Energy Procedia, vol. 134, no. 9, pp. 664-674, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.585>
- [4] H. Zahida, et al. "Floating Solar Photovoltaic as Virtual Battery for Reservoir Based Hydroelectric Dams: A Solar-Hydro Nexus for Technological". Energy Reports, vol. 8, pp. 610-621, 2022. <https://doi.org/10.1016/J.Egyr.2022.08.088>
- [5] Y. Zhou, et al. "An Advanced Complementary Scheme of Floating Photovoltaic and Hydropower Generation Flourishing Water-Food-Energy Nexus". Applied Energy, vol. 275, 115389, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115389>
- [6] J. Farfan and C. Breyer. "Combining Floating Solar Photovoltaic Power Plants and Hydropower Reservoirs: A Virtual Battery of Great Global Potential". Energy Procedia, vol. 155, no. 12, pp. 403-411, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.038>

- [7] N. Lee, et al. "Hybrid Floating Solar Photovoltaics-Hydropower Systems: Benefits and Global Assessment of Potential". *Renewable Energy*, vol. 162, pp. 1415-1427, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.08.080>
- [8] A. M. Ates. "Unlocking the Floating Photovoltaic Potential of Türkiye's Hydroelectric Power Plants, *Renewable Energy*". vol. 199, pp. 1495-1509, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.09.096>
- [9] G. Mamatha and P. S. Kulkarni. "Assessment of Floating Solar Photovoltaic Potential in India's Existing Hydropower Reservoirs". *Energy for Sustainable Development*, vol. 69, pp 64-76. 2022. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2022.05.011>
- [10] R. G. Sanchez, et al. Assessment of Floating Solar Photovoltaic Potential in Existing Hydropower Reservoirs in Africa". *Renewable Energy*, vol. 169, pp 687-699. 2022. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.041>
- [11] J. Haas et al. "Floating Photovoltaic Plants: Ecological Impacts Versus Hydropower Operation Flexibility". *Energy Conversion and Management*, vol. 206, pp 112414, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112414>
- [12] N. Ravichandran, N. Ravichandran and B. Panneerselvan. "Floating Photovoltaic System for Indian Artificial Reservoirs—An Effective Approach to Reduce Evaporation and Carbon Emission". *International Journal of Environmental Science and Technology*, vol.19, pp. 7951–7968, 2021. <https://doi.org/10.1007/S13762-021-03686-4>
- [13] D. Chirwa, R. Goyal and E. Mulenga. "Floating Solar Photovoltaic (FsSPV) Potential in Zambia Case Studies on Six Hydropower Power Plant Reservoirs". *Renewable Energy Focus*, vol 44, pp 344-356, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2023.01.007>
- [14] F. Piancò, et al. "Hydroelectric Operation for Hybridization with A Floating Photovoltaic Plant: A Case of Study". *Renewable Energy*, vol. 201, pp. 285-95, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.10.077>
- [15] S. Ogunjo, A. Olusola and C. Olusegun. "Potential of Using Floating Solar Photovoltaic and Wind Farms for Sustainable Energy Generation in an Existing Hydropower Station in Nigeria". *Clean Technologies and Environmental Policy*, vol. 25, pp. 1921-1934, 2022. <https://doi.org/10.1007/S10098-023-02480-9>
- [16] G. Kakoulaki, et al. "Benefits of Pairing Floating Solar Photovoltaics with Hydropower Reservoirs in Europe". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. vol. 171, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112989>
- [17] P. S. F. Rodrigues, et al. "Estudo da Viabilidade Técnica de Implantação de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes em Reservatórios de Usinas Hidrelétricas – Plataforma Fotovoltaica Flutuante De Sobradinho (BA)". *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - XXV SNTPEE*. Brasil, 2019.
- [18] R. A. Lima, et al. "Impacto da Geração de Plantas Fotovoltaicas Flutuantes Sobre a Matriz Energética de Estados do Semiárido Brasileiro". *Revista Brasileira De Energia*. Brasil, vol. 29, nº 1, 2023. <https://doi.org/10.47168/rbe.v29i1.778>
- [19] C. A. Moraes, et al. "Floating Photovoltaic Plants as An Electricity Supply Option in the Tocantins-Araguaia Basin, *Renewable Energy*". vol. 193, pp. 264-277, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.142>
- [20] M. P. C. Lopes, et al. "Technical Potential of Floating Photovoltaic Systems on Artificial Water Bodies in Brazil". *Renewable Energy*, vol. 181, pp 1023-1033, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.09.104>
- [21] P. H. B. Silva and R. A. Shayani. "Estudo de Viabilidade Técnica de Usina Solar Fotovoltaica Flutuante para Suprir Consumo da Universidade de Brasília". *Congresso Brasileiro de Energia Solar – VIII CBENS*. Brasil, 2020.
- [22] R. L. Andrade et al. "Etapas Construtivas de uma Estrutura Fotovoltaica Flutuante Desenvolvida no Brasil. *Congresso Brasileiro de Energia Solar – VIII CBENS*. Brasil, 2020.
- [23] M. A. E. Galdino and M. M. A. Olivieri. "Considerações sobre a Implantação de Sistemas Fotovoltaicos Flutuantes no Brasil". *Congresso Brasileiro De Energia Solar – VI CBENS*. Brasil, 2016.
- [24] S. F. R. Pedro, et al. "Plataforma Fotovoltaica Flutuante de Sobradinho (BA) – Desafios e Estratégias de Implantação". *VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar – VIII CBENS*, 2020.
- [25] M. Galdino, et al. "Associação de Geração Fotovoltaica, Geração Hidroelétrica e Armazenamento de Energia na UHE Itumbiara – Projeto Sinergia Hidrossolar". *VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar – VIII CBENS*, 2020.
- [26] J. P. Reges, et al. Sizing Methodology of Floating Photovoltaic Plants in Dams of Semi-Arid Areas. *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 144, no 4, 041003, 2023. <https://doi.org/10.1115/1.4052959>
- [27] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, Histórico da Operação, ONS. Available: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br).
- [28] Capacity Factor. Science Direct. Available: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/capacity-factor>
- [29] Itaipu Binacional, Geração. Available: [www.itaipu.gov.br/energia/geracao](http://www.itaipu.gov.br/energia/geracao).
- [30] Norte Energia, UHE Belo Monte. Available: [www.norteenergiasa.com.br/pt-br/uhe-belo-monte/a-usina](http://www.norteenergiasa.com.br/pt-br/uhe-belo-monte/a-usina).
- [31] Norte Energia. A História de Belo Monte – Cronologia. Available: <https://www.norteenergiasa.com.br/pt-br/uhe-belo-monte/historico>.
- [32] G. D. P. da Silva e M. J. R. Souza. "Estimativa de geração de energia através de um sistema fotovoltaico: implicações para um sistema flutuante no lago Bolonha, Belém-Pará". *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, vol. 6, nº 2, pp. 149-164, 2017. <http://dx.doi.org/10.5380/rber.v6i2.46194>
- [33] C. E. T. d. Neves, et al. "Análise dos índices de mérito de sistemas fotovoltaicos flutuantes em ambientes distintos - solo flutuante". *IX Congresso Brasileiro de Energia Solar – IX CBENS*, 2022.
- [34] Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico, Sistema de acompanhamento de reservatórios, ANA. Available: <https://www.ana.gov.br/sar0/MedicaoSin>.
- [35] Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia – INPA. Aproveitamento Hidrelétrico (AHE) Belo Monte – Estudo de Impacto Ambiental (EIA), pp. 130-131. Available: [http://philip.inpa.gov.br/publ\\_livres/Dossie/BM/DocsOf/EIA-09/Vol%2035/TOMO%206/Texto/Relat%3% B3rio%3](http://philip.inpa.gov.br/publ_livres/Dossie/BM/DocsOf/EIA-09/Vol%2035/TOMO%206/Texto/Relat%3% B3rio%3)



**Breno B. Freitas** is a doctoral student in Electrical Engineering at Federal University of Ceará (UFC). He earned his Master's degree in 2021 and his undergraduate in Electrical Engineering at UFC in 2018. He is a member of the LEA at UFC.



**Bruno R. A. Bezerra** has a degree in Electrical Engineering (2023) from the University of Fortaleza (UNIFOR).



**Carlos A. Teixeira Júnior** is a doctoral student in Engineering (UFC). Graduated in Electrical Engineering (UPE/2004).



**Celso F. de Oliveira Júnior** has a degree in Mechanical Engineering (2021) from the Federal Institute (IFCE).



**Dionizio P. de Assis** is studying for a master's degree in electrical engineering at the UFC.



**Marcos F. de A. Silva** has a degree in Electrical Engineering (2022) UFC.



**Edvaldo de S. Queiroz Filho** has a degree in Electrical Engineering (2018) from the UFC.



**Milton C. da Silva** has a degree in Electrical Engineering from Unifanor 2022 and is studying for a master's degree in electrical engineering at UFC.



**Felipe T. do Nascimento** is a doctoral student in Electrical Engineering at UFC. Has an Academic master's degree in applied sciences (2022) from the State University of Ceará (UECE).



**Monilson de S. Costa** is a doctoral student in Electrical Engineering (UFC), a Master's student in Climatology (UECE), a specialist in Electrical Engineering: Power Systems (IBRA) and a graduate in Electrical Engineering (UFC).



**Fernando W. S. de Oliveira** has a master's degree in mechanical engineering (2021) and is studying for a PhD in Electrical Engineering, both at UFC.



**Otacilio J. de M. Nunes** has a master's degree in Applied Physical Sciences (2022) from UECE and is interested in Photovoltaic Solar Energy.



**Gabryel F. Alves** has a degree in Renewable Energy Engineering (2020) from the UFC.



**Paulo C. M. Carvalho** has a degree in Electrical Eng. from UFC (1989), a master's degree in electrical Eng. from UFPB (1992) and a doctorate in Electrical Eng. from the University of Paderborn, Germany (1997). Full professor at DEE - UFC. CNPq researcher.



**João V. T. Alves** has a degree in Renewable Energy Engineering (2022) from the UFC.



**Rebeca C. Pereira** is a doctoral student in Electrical Engineering at UFC. She has an undergraduate degree (2010) and a master's degree (2012) in Electrical Engineering (UFC).