

# O AUMENTO DA IRRADIÂNCIA SOLAR SOBRE GRANDES RESERVATÓRIOS TROPICAIS NO BRASIL – O BLOQUEIO LACUSTRE

**André R. Gonçalves** - andre.goncalves@inpe.br

**Madeleine S. G. Casagrande**

**Rodrigo S. Costa**

**Francisco J. L. Lima**

**Enio B. Pereira**

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE

**Fernando R. Martins**

Universidade Federal de São Paulo, Campus Baixada Santista

**Resumo.** Plantas fotovoltaicas flutuantes surgem como uma opção para aproveitamento energético de reservatórios de água e possível compartilhamento de infraestrutura com usinas hidrelétricas brasileiras. Vários estudos discutem vantagens e desvantagens destes empreendimentos do ponto de vista técnico, econômico e ambiental. No entanto um efeito importante desta tecnologia permanece incerto, que se refere ao impacto do reservatório sobre microclima e conseqüentemente sobre o recurso solar. Este trabalho apresenta uma investigação preliminar sobre a climatologia de irradiação solar no entorno de alguns reservatórios a partir de estimativas satelitais mostrando aspectos qualitativos e quantitativos do recurso. Nota-se que os reservatórios influenciam os campos de nuvens em seu entorno através da circulação de brisa lacustre, que tende a inibir a formação de nuvens sobre a área alagada de modo semelhante a um bloqueio atmosférico. Dentre os 11 reservatórios avaliados os aumentos de irradiação solar global variam de 0,9% a 4,8% mostrando sensibilidade à latitude do reservatório e à área alagada. Estes resultados destacam a importância da modelagem do recurso solar em alta resolução para otimização da localização de plantas fotovoltaicas em regiões heterogêneas.

**Palavras-chave:** Potencial Solar, Reservatórios, Usinas Fotovoltaicas Flutuantes

## 1. INTRODUÇÃO

O parque gerador fotovoltaico cresce no país através da expansão de usinas centralizadas conectadas ao SIN e usinas distribuídas, superando os 30GW de potência instalada em 2023 (ANEEL, 2023). Além dos arranjos convencionais, a utilização de plantas fotovoltaicas flutuantes (FPV) para aproveitamento energético sobre lagos e reservatórios, vem se mostrando uma estratégia promissora, com diversos projetos-piloto implantados e algumas plantas comerciais em operação (EPE, 2020). Dentre as vantagens está a dispensa da necessidade de aquisição de terrenos, porém as estiagens, a disponibilidade de recursos hídricos e a redução da evaporação também podem impulsionar esta tecnologia. Apesar do avanço destes sistemas ainda há grande incerteza sobre seu desempenho a longo prazo, já que as medições sobre áreas alagadas são escassas e há poucos dados técnicos sobre as plantas existentes.

Diversos estudos avaliam a disponibilidade dos recursos de energia solar e fornecem dados confiáveis para apoiar os empreendedores e órgãos governamentais a lidar com sua variabilidade temporal e espacial, muitas vezes modulado por fatores climáticos de escala local (<https://globalsolaratlas.info>). Dentre as bases de mais amplo alcance, o Atlas Brasileiro de Energia Solar fornece uma avaliação detalhada dos recursos de energia solar no território brasileiro com base nos resultados do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR elaborado a partir de imagens satelitais (Pereira *et al.* 2017). Tanto nesta quanto em outros mapeamentos de potencial solar, um aspecto intrigante comumente observado são feições de potencial que se assemelham à silhueta dos corpos d'água, sugerindo diferenças recorrentes entre a irradiação solar da superfície sobre grandes massas de água e seus arredores.

A primeira hipótese levantada foi de que a metodologia de mapeamento por satélites não contabilizava adequadamente as mudanças nas propriedades ópticas da superfície aquática, altamente anisotrópica. No entanto, esta hipótese não se verificou, pois investigações com imagens de alta resolução da região amazônica mostraram uma redução sistemática na cobertura de nuvens sobre os rios amazônicos e grandes áreas inundadas. A Fig. 1 mostra um exemplo deste fenômeno, em que os rios Amazonas e Tocantins, incluindo a área inundada de 2.850 km<sup>2</sup> do reservatório da usina hidrelétrica de Tucuruí, recebem maior irradiação solar em superfície do que a área em seu entorno. A Fig. 1 apresenta à direita uma imagem adquirida pelo sensor MODIS a bordo do Aqua em 19/09/2009 às 13h30 UTC com resolução espacial de 250 m, onde é possível identificar menor nebulosidade sobre as grandes superfícies de água do que em suas bordas e áreas adjacentes.

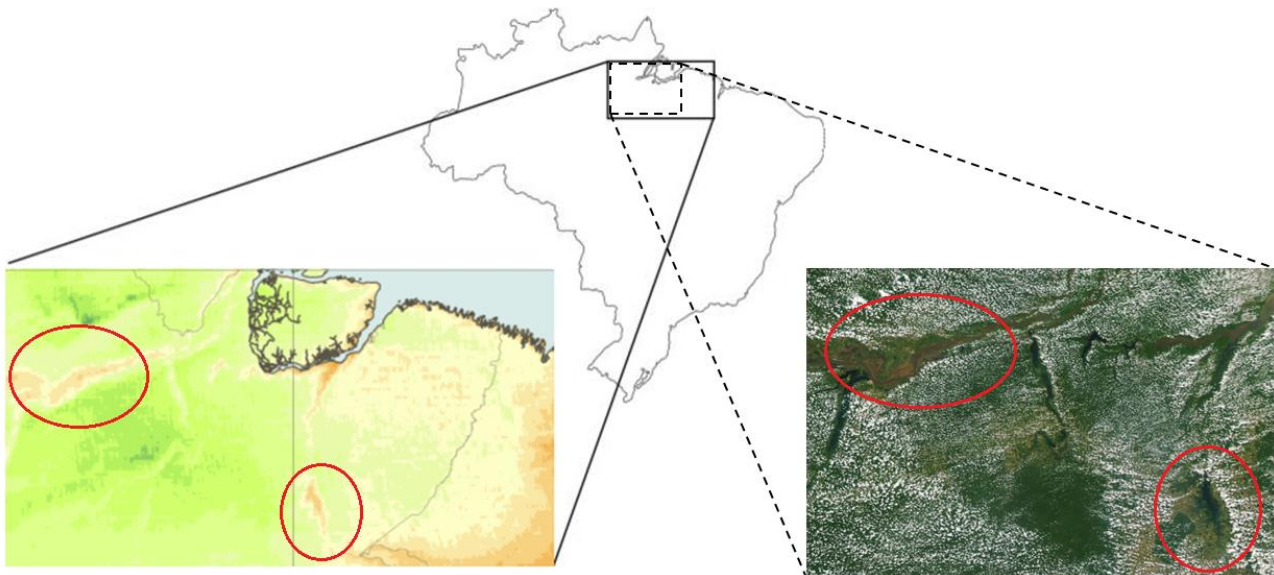


Figura 1 - Feições de aumento de irradiância sobre rios e reservatórios no mapeamento do Atlas Brasileiro de Energia Solar (esquerda); Imagens do canal visível do sensor satelital MODIS/AQUA mostrando padrão heterogêneo de nuvens em um dia de outono sobre a região amazônica (direita).

A segunda hipótese, atualmente suportada por evidências, é de que a brisa lacustre ocorre de modo persistente em reservatórios tropicais, gerando uma circulação diurna divergente de dentro para fora da área do reservatório, aumentando a nebulosidade nas margens e suprimindo a formação de nuvens sobre o lago, devido a massa de ar descendente semelhante a um bloqueio. Este mecanismo foi observado em um estudo anterior por Gonçalves *et al.* (2020) sobre o reservatório de Serra da Mesa (GO) com 1.784 km<sup>2</sup>. Avaliou-se a frequência de nebulosidade assumindo duas abordagens distintas: recorte espacial, comparando a nebulosidade sobre a superfície da água e áreas próximas às suas margens; e recorte temporal, comparando a nebulosidade antes e depois da construção do reservatório hidrelétrico. Os resultados apontaram incrementos de nebulosidade média afastando-se do reservatório em qualquer direção. A redução da cobertura efetiva de nuvens chega a 8% de março a maio e de setembro a novembro. Consequentemente, os autores estimaram um incremento de 1,75% na irradiação solar sobre a superfície do lago em relação ao entorno, e 4,6% de aumento na média somente da tarde, devido ao maior desenvolvimento de nuvens. Outros estudos semelhantes confirmaram este mecanismo de brisas sobre reservatórios, inclusive no Brasil, embora com frequências e intensidades distintas a depender do local (Iakunin *et al.* 2018; Ekhtiari *et al.*, 2017; Stivari *et al.*, 2005; Moura *et al.*, 2004 )

No Brasil a predominância de usinas hidrelétricas com reservatórios somado a percepção da importância da mitigação das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) podem favorecer a expansão de usinas associadas hidro-fotovoltaicas. A disponibilidade de linhas de transmissão próximas e a possibilidade de complementação entre as fontes é mais um ponto favorável. Os módulos fotovoltaicos flutuantes são mais complexos e caros de instalar, porém podem ser mais eficientes porque o efeito de arrefecimento da água ajuda a reduzir as perdas térmicas e a prolongar a sua vida útil, embora muitos destes efeitos possuem grande dispersão na literatura demandando maiores estudos (Micheli, 2022; Kumar *et al.*, 2021).

Os painéis flutuantes também reduzem a evaporação dos corpos d'água por meio do sombreamento, tendo assim potencial de economia de água doce para usos múltiplos. Em estudo realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico em 148 reservatórios hidrelétricos brasileiros, a evaporação provoca uma perda de água para a atmosfera de até 300 m<sup>3</sup>/s (ANA, 2018). Esse número é relevante se compararmos com a demanda de captação para irrigação e consumo de reservatórios hidrelétricos de cerca de 1.080 m<sup>3</sup>/s. Taboada *et al.* (2017) relataram que os módulos fotovoltaicos flutuantes podem reduzir a evaporação para mais de 90% em relação a um lago descoberto em condições áridas no norte do Chile. Resultados similares foram encontrados por Rosa-Clot *et al.* (2017) para o Sul da Austrália. No entanto, a área efetivamente ocupada pelos sistemas FPV em geral corresponde a uma fração pequena do reservatório, causando impacto reduzido na evaporação total do reservatório.

Conforme discutido acima, um projeto de painéis fotovoltaicos flutuantes em reservatórios hidrelétricos pode oferecer múltiplas vantagens em comparação com conjuntos fotovoltaicos convencionais equivalentes. Dentre as potenciais vantagens está o incremento de irradiância devido ao efeito microclimático sobre a nebulosidade local. Portanto, este estudo se propõe a investigar a cobertura de nuvens e distribuição de irradiação solar sobre as áreas alagadas dos principais reservatórios hidrelétricos brasileiros através de um experimento de modelagem de irradiação por satélites. Foca-se em investigar os efeitos da variabilidade da cobertura de nuvens em escala local, e assim, estimar em maiores detalhes os incrementos de recurso solar para implantação de energia solar flutuante.

## 2. DADOS E MÉTODOS

### 2.1 Área de estudo

Embora existam mais de 146 hidrelétricas em operação no Brasil, apenas onze hidrelétricas foram escolhidas. Estão entre as maiores hidrelétricas que atendem aos requisitos de representatividade das principais regiões climáticas do país, com a maior área inundada em relação à sua extensão. A Fig. 2 mostra um mapa que abrange estes reservatórios hidrelétricos junto ao mapa do potencial solar brasileiro ao fundo (Pereira *et al* 2017).



Figura 2 - Reservatórios hidroelétricos e potencial solar (Pereira *et al.*, 2017).

Porém os reservatórios diferem não apenas em área, mas também em forma, profundidade, perímetros e orientação em relação ao vento predominante. A topografia e a cobertura do solo nas redondezas também afetam os padrões de nebulosidade próximos. Para superar estas diferenças e simplificar as geometrias definimos três áreas-alvo: nomeadamente: área inundada (área total coberta por água), área interna (área inundada a mais de 1 km de distância das margens) e área externa (abrangendo uma faixa terrestre de 5 km a 30 km das margens no entorno do reservatório) conforme detalha a Fig. 3. O conjunto de dados de hidrografia utilizados foi obtido junto à ANA. A Fig. 4 apresenta a topologia dos reservatórios e principais parâmetros dimensionais utilizados na análise.

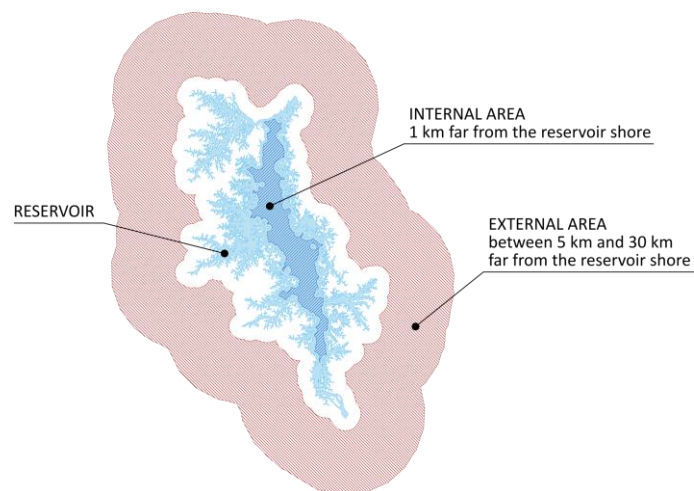


Figura 3 - Definição de áreas internas e externas utilizadas nos reservatórios para análise comparativa.

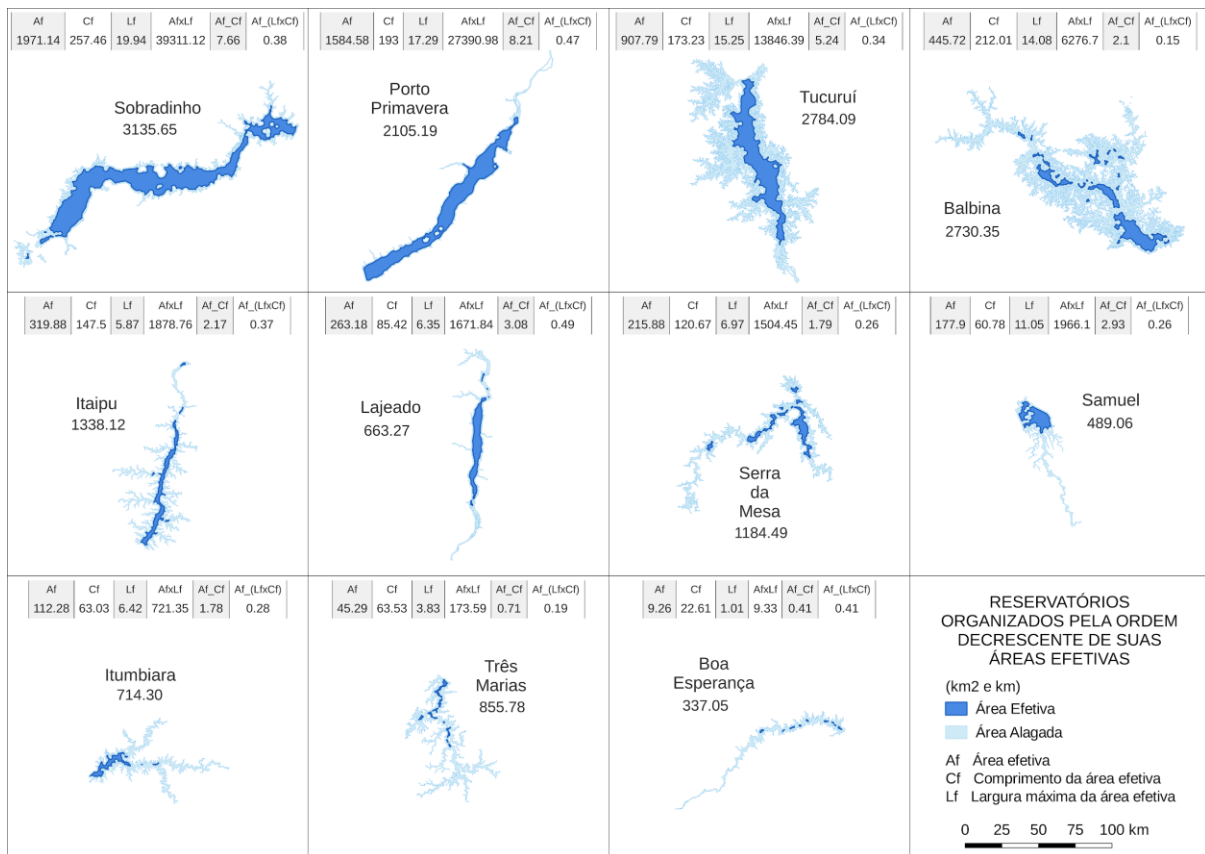


Figura 4 - Topologia e características dimensionais dos reservatórios investigados. Área efetiva (Af), Comprimento efetivo (Cf), Largura efetiva (Lf) e parâmetros derivados.

## 2.2 Metodologia

Este trabalho teve como foco avaliar os padrões espaciais de nebulosidade sobre grandes reservatórios tropicais no Brasil a partir de uma abordagem qualitativa e quantitativa.

**Avaliações qualitativas:** Os padrões espaciais de nebulosidade sobre os reservatórios foram avaliados a partir de mapas de cobertura efetiva de nuvens (Ceff) e irradiância global horizontal (GHI) estimados pelos métodos apresentados a seguir.

**Avaliações quantitativas:** Para cada reservatório selecionamos aleatoriamente uma amostra de pontos de grade da área externa correspondente à mesma quantidade de pontos da área interna. Isso é necessário para a equalização das amostras permitindo uma comparação justa da distribuição da nebulosidade em ambas as áreas nas etapas seguintes.

### Estimativa de nebulosidade

A nebulosidade foi estimada a partir de imagens no espectro visível do satélite GOES-16 operado pela NOAA. Foi utilizada a refletância do Ch2 “Red channel” centrada em 0,64 nm que fornece uma resolução espacial de 500 m no nadir. O período avaliado engloba os anos de 2018 a 2020 com imagens em intervalos horários. A nebulosidade foi estimada através do coeficiente de cobertura efetiva de nuvens (Ceff) conforme Eq. (1) (Cano *et al.*, 1986)

$$C_{eff} = \frac{R - R_{min}}{R_{max} - R_{min}} \quad (1)$$

onde  $R$  é a refletância espectral observada no pixel,  $R_{min}$  é a refletância mínima esperada para aquela geometria de iluminação e  $R_{max}$  a refletância máxima de nuvens para dada geometria.

O  $R_{min}$  foi definido como o 2º mínimo para cada hora do dia e para cada mês. Isso foi necessário devido à baixa confiabilidade da função de distribuição de refletância bidirecional (BRDF) sobre superfícies de água, que pode amplificar erros, assim como pelo risco de contaminação por sombras de nuvens. Além disso, um filtro de “sun glint” foi implementado para remover imagens afetadas pela reflexão especular do sol na água.

O  $R_{max}$  no zênite foi adotado como 1, correspondendo à refletância máxima possível da nuvem mais brilhante. e transposto para o cada horário multiplicando-se o primeiro pelo cosseno do ângulo zenital, assumindo um comportamento de superfície isotrópico para topos de nuvens, conforme Eq. (2)

$$R_{max(Zh)} = R_{max} \cdot \cos(Zh) \quad (2)$$

onde  $Zh$  é o ângulo zenital para cada horário.

#### Estimativas de irradiância de céu-claro

Para a estimativa de irradiância por satélites é necessário adotar um modelo de céu-claro. Neste trabalho foi o REST2v5 descrito em Gueymard (2008), utilizando o pacote irradiapy (Bright *et al.*, 2020), suportado pela base de dados de reanálises atmosféricas MERRA-2 (<https://disc.gsfc.nasa.gov/data-access>). O modelo REST2V5 utiliza a irradiância solar extraterrestre; a posição solar; e três parâmetros atmosféricos, pressão, coluna de vapor d'água e profundidade óptica do aerossol em 550 nm (AOD550) como entradas. Estes parâmetros foram obtidos a partir da base MERRA-2. Maiores detalhes sobre o modelo de céu claro podem ser encontrados no artigo Sun *et al.* (2019).

#### Estimativas de irradiância em superfície

A irradiância em superfície foi estimada utilizando a parametrização de céu total que estabelece uma relação linear entre o coeficiente de claridade ( $Kt$ ) e a cobertura efetiva de nuvens ( $C_{eff}$ ) conforme vasta literatura (Moser e Raschke, Stuhlman, etc...). A transmitância de céu claro ( $\tau_{clear}$ ) é obtida a partir do modelo de céu-claro enquanto a transmitância de céu nublado ( $\tau_{cloud}$ ) foi assumida como 0,05 com base nos testes de sensibilidade realizados. A geometria solar necessária foi calculada utilizando-se a biblioteca PVLIB. A Eq. (3) apresenta o cálculo para a estimativa de irradiância solar utilizado.

$$Kt = \frac{GHI}{GHI_0} = \{(1 - C_{eff}) \cdot (\tau_{clear} - \tau_{cloud}) + \tau_{cloud}\} \quad (3)$$

onde  $Kt$  é o coeficiente de claridade atual para o pixel e  $GHI_0$  é a irradiância global horizontal no topo da atmosfera.

### 3. RESULTADOS

Inicialmente procedeu-se uma análise qualitativa através da comparação das irradiâncias entre as áreas interna e externa de cada reservatório. As diferenças foram contabilizadas mensalmente, incluindo três amostras por mês (anos de 2018, 2019 e 2020). A Fig. 5 ilustra um mapa com as diferenças relativas entre a irradiação global horizontal média (GHI) no entorno do reservatório da UHE Tucuruí (PA) para cada mês do ano. A valor máximo encontrado na área corresponde a 100% e define o referencial para as demais áreas. Nota-se que a influência do reservatório sobre a irradiação é maior nos meses mais úmidos (Outubro a Maio) enquanto no período mais seco (Junho a Setembro) há uma influência menor do reservatório, sugerido pelo padrão mais desorganizado de nuvens. Em geral nota-se diferenças de até 10% entre as áreas internas e externas, suportando a hipótese de maior disponibilidade de energia no interior do reservatório. Nota-se também que a silhueta do reservatório se projeta sobre o campo de nuvens (e de irradiação), derivando em relação a posição do reservatório em superfície devido a ação do vento local (tipicamente de nordeste e leste). Esta deriva das nuvens é mais perceptível nos meses de Junho a Setembro, quando o vento é pouco mais intenso. Os padrões mostrados para Tucuruí se repetem em menor intensidade para os demais reservatórios avaliados (não mostrados neste trabalho).



Normalized monthly mean daily accumulated GHI [%]  
Tucuruí

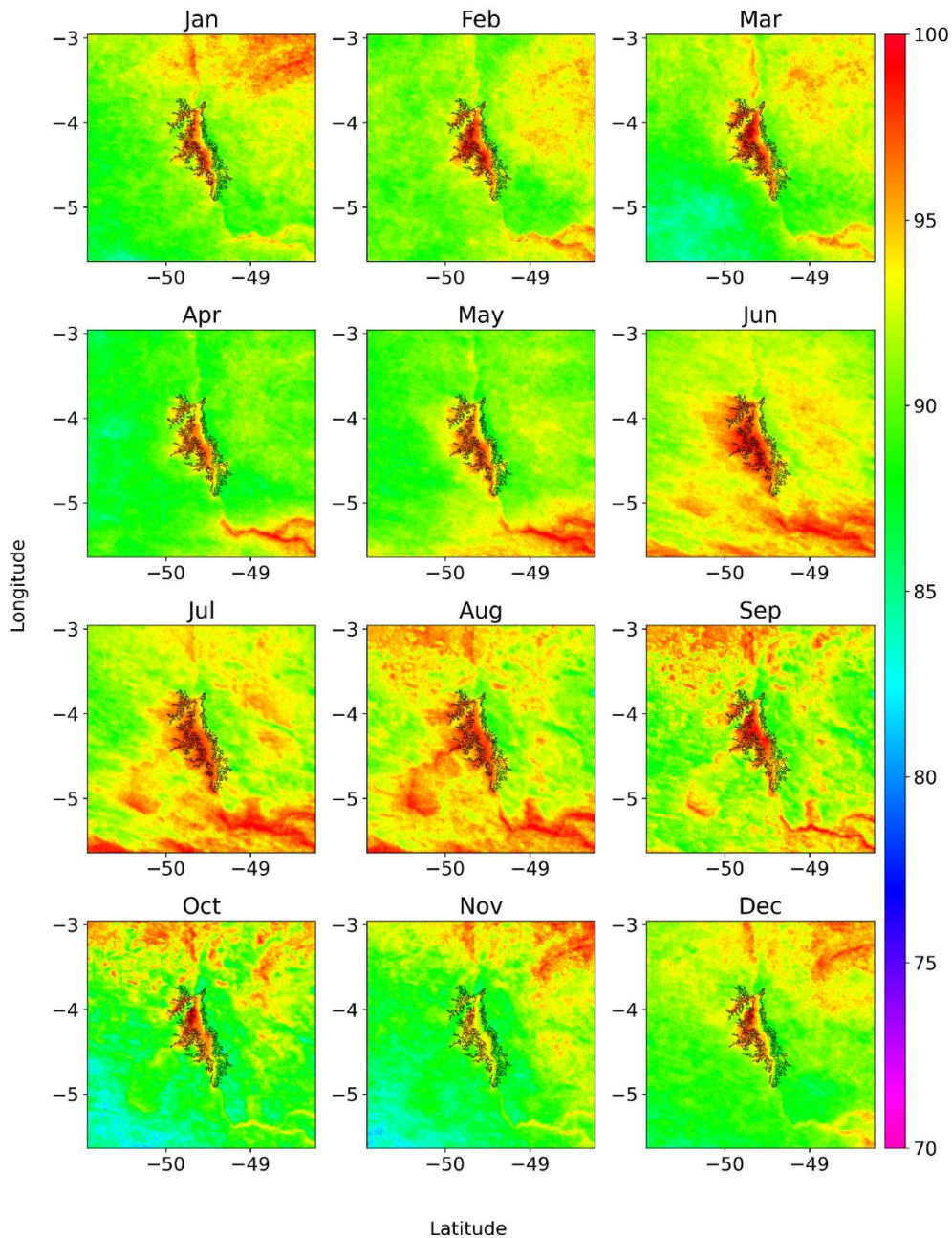


Figura 5 - Mapa de diferença relativa entre as médias mensais de irradiação diária para o reservatório de Tucuruí. O topo da escala (100) corresponde ao ponto de maior irradiação solar na imagem e o restante são diferenças percentuais.

A Fig. 6 quantifica as diferenças encontradas mensalmente entre a irradiação global horizontal diária nas áreas internas e externas conforme topologia apresentada na Fig. 2. Nota-se que as diferenças persistem ao longo do ano, com uma maior dispersão das amostras durante os meses úmidos. O maior número de outliers inferiores está associado a passagem de sistemas convectivos de maior escala, que alteram o padrão de nuvens regionalmente, se sobrepondo à influência do reservatório.

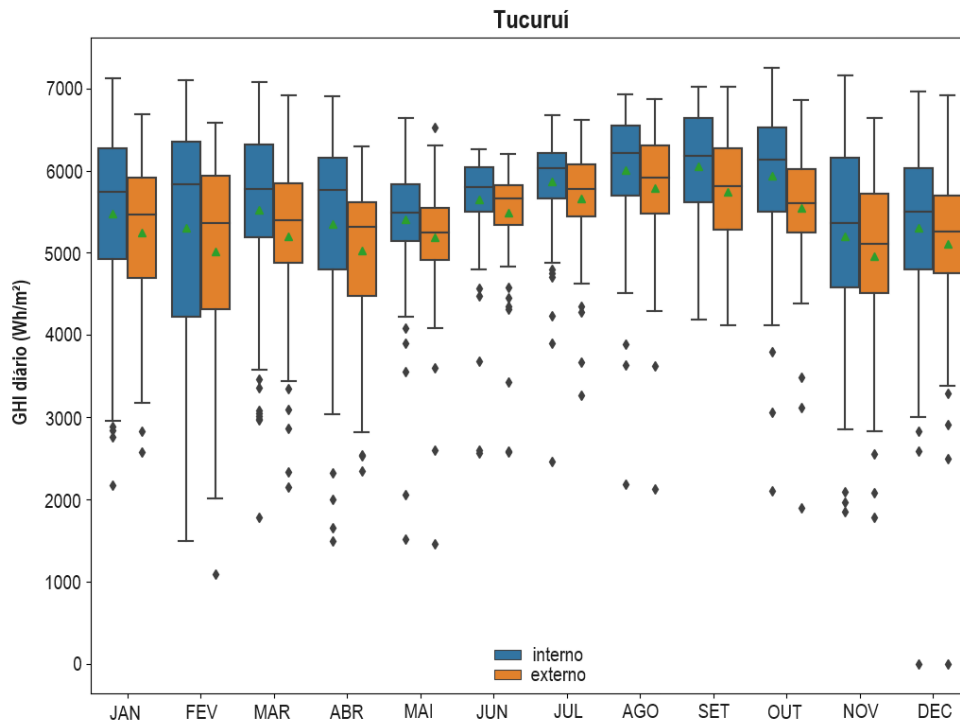


Figura 6 - Diferenças sazonais entre a GHI interna e externa para o reservatório de Tucuruí.

A Fig. 7 resume as diferenças encontradas entre a área interna e externa para cada reservatório avaliado através de gráficos de distribuição tipo violino, mostrando as diferenças relativas entre a irradiação diária da área externa e interna tomando como referência a irradiação externa (assumindo que esta seria a irradiação sem a presença do reservatório). Fica evidente que o impacto dos reservatórios sobre a irradiação solar varia entre os locais, sendo mais acentuado sobre Tucuruí, onde chega a 4,8% de acréscimo e menos intenso em Porto Primavera, onde atinge 0,9%. Há uma tendência clara da maior influência dos reservatórios sobre a GHI em climas tropicais, devido a maior disponibilidade de calor e umidade o que favorece a persistência da brisa ao longo do ano. Estes resultados suportam achados mais recentes sobre as brisas lacustres em climas tropicais (Goncalves, *et al.*, 2020) que se contrapõe a estudos anteriores que mostram que este efeito não é persistente em lagos existentes em climas temperados.

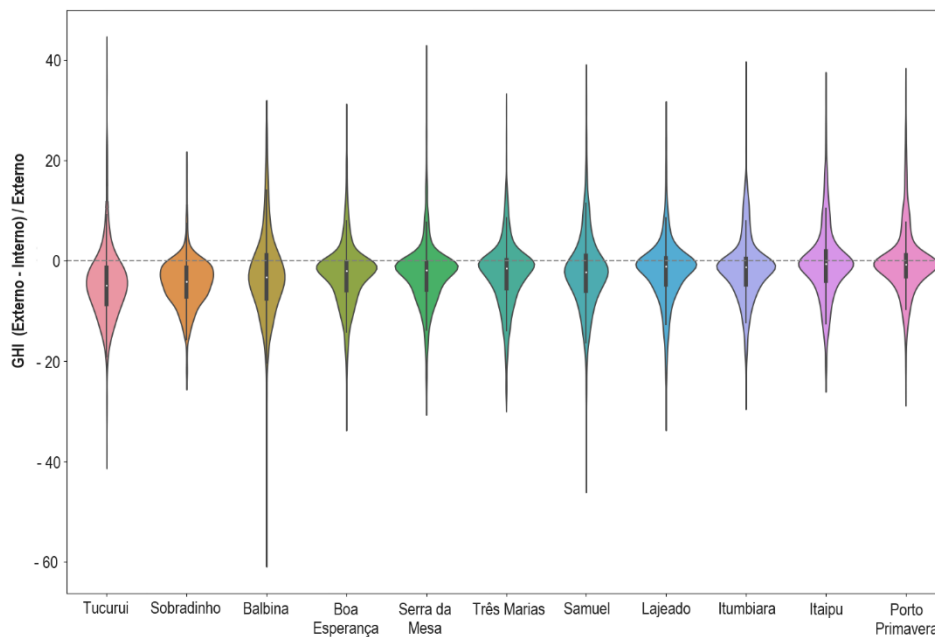


Figura 7 - Distribuição das diferenças relativas entre a irradiação diária da área externa e interna ao longo de três anos (1.096 dias) dos reservatórios investigados.

No intuito de investigar a dependência deste efeito em relação a outras características dos reservatórios, como área alagada efetiva, largura efetiva e localização geográfica, procedeu-se uma análise paramétrica conforme mostrado na Fig. 8. Como esperado, nota-se que a latitude se mostra como parâmetro mais relacionado ao aumento do impacto do reservatório sobre a irradiação, de modo que latitudes mais baixas levam a impacto maior. A largura efetiva do reservatório e a área alagada também surgem como um fator relacionado ao impacto sobre a GHI, porém de maneira menos explícita. Há diversos outros fatores que pode influenciar a dinâmica da brisa lacustre e consequentemente a distribuição de nebulosidade, mas que possuem quantificação mais complexa e podem ser objeto de estudos empíricos ou de modelagem atmosférica futura. A topografia complexa, como no entorno de Três Marias (MG) e a cobertura vegetal nos arredores influem nos fluxos verticais de energia e momentum da superfície e consequentemente na formação da brisa (Crosman e Horel, 2010; Iakunin *et al.*, 2018).

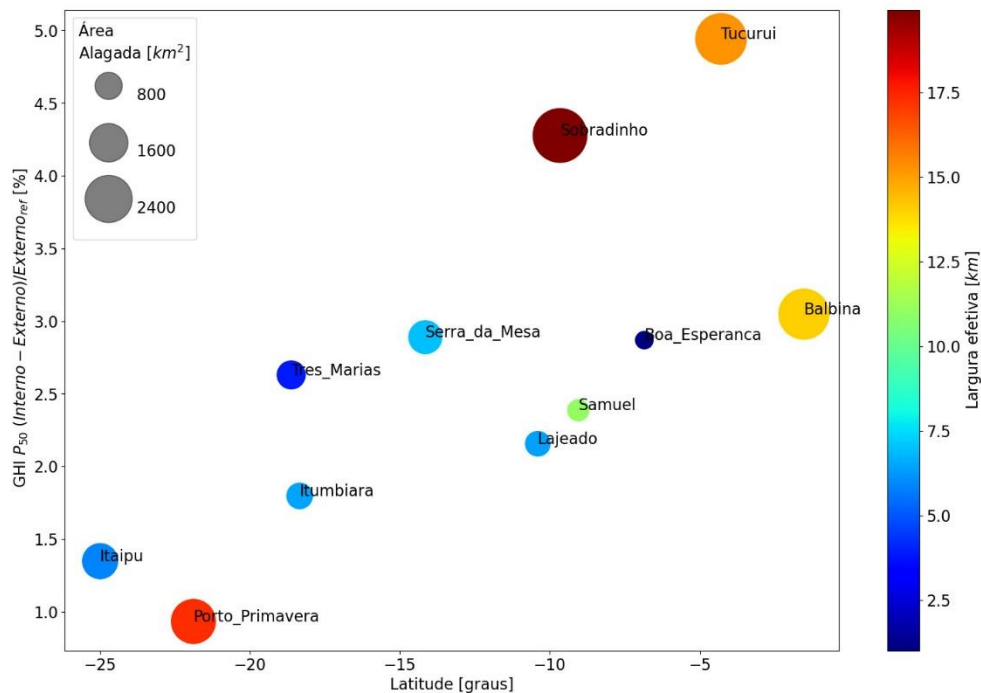


Figura 8 - Análise paramétrica do incremento relativo encontrado para a área interna de cada reservatório (eixo vertical) e sua latitude (eixo horizontal). São mostradas também a influência da área alagada (círculos) e largura efetiva (cores).

#### 4. CONCLUSÕES

Este estudo investigou a influência de onze reservatórios hidrelétricos brasileiros sobre a climatologia local de irradiação solar através de uma análise qualitativa e quantitativa, utilizando imagens satelitais. Foram encontrados incrementos de irradiação solar global entre 0,9% e 4,8% sobre a área alagada dos reservatórios. Observou-se que o impacto é maior para reservatórios localizados em latitudes mais baixas, com maior área alagada e com maior largura efetiva. Quanto ao mecanismo físico, há evidências de que reservatórios induzem circulações locais denominadas brisas lacustres, que durante o período diurno sopram de dentro para fora dos reservatórios causando subsidência do ar o que inibe a formação de nuvens por convecção, incrementando a irradiação solar que chega à superfície da água. Outra hipótese reforçada é de que a brisa lacustre tem caráter permanente em atmosferas tropicais, evidenciada pelo padrão de nebulosidade persistente ao longo do ano.

Há limitações no método, dentre as quais a ausência de validação das estimativas de irradiação satelitais sobre as áreas alagadas devido à escassez de medições de longo prazo. Outro ponto que contribui para as incertezas é a série curta de imagens satelitais, compreendendo apenas três anos, mas que pode ser expandida em análises futuras.

Estes resultados se somam a outros fatores que favorecem a expansão das plantas fotovoltaicas flutuantes no parque gerador nacional. Porém as melhores áreas do ponto de vista de irradiação solar dentro dos reservatórios podem sofrer restrições devido a custos e aspectos logísticos para a instalação e manutenção da planta FPV. De qualquer forma este estudo mostra que o mapeamento em alta resolução da irradiação solar sobre os reservatórios deve ser incluído como um fator importante para a otimização dos projetos, contribuindo para sua competitividade e rentabilidade futura.

#### Agradecimentos

Os autores agradecem ao financiamento recebido através dos projetos: CNPQ “Avaliação do recurso fotovoltaico em reservatórios hidroelétricos com base em modelagem numérica e sensoriamento remoto” (CNPq: 409711/2021-7), ao



projeto *INCT-Mudanças Climáticas Fase 2* (FAPESP 2014/50848-9, CNPq 465501/2014-1, CAPES/FAPS No 16/2014), e ao projeto FINEP “*SOLTER - União por difusão de metais leves em acumuladores de energia solar compactos para a geração de eletricidade por fonte termossolar no Brasil*” (FINEP 0018/21).

## REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2023. Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>
- Agência Nacional de Águas (ANA) 2018. Brazilian Water Resources Report – 2017, Disponível em: [http://www.snirh.gov.br/portal/snirh/centrais-de-conteudos/conjuntura-dos-recursos-hidricos/conj2017\\_rel\\_ingles-1.pdf](http://www.snirh.gov.br/portal/snirh/centrais-de-conteudos/conjuntura-dos-recursos-hidricos/conj2017_rel_ingles-1.pdf)
- Bright, J.M., Sun, X., Gueymard, C.A., Acord, B., Wang, P. and Engerer, N.A., 2020. Bright-Sun: A globally applicable 1-min irradiance clear-sky detection model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 121, p.109706.
- Crosman, E.T.; Horel, J.D. Sea and Lake Breezes: A Review of Numerical Studies. *Bound. Layer Meteorol.* 2010, 137, 1–29.
- Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), 2020. Solar Fotovoltaica Flutuante - Aspectos Tecnológicos e Ambientais relevantes ao Planejamento. EPE-DEE-NT-016/2020-r0. Nota Técnica, Rio de Janeiro. Fev, 2020
- Pereira, E.B., Martins, F.R., Gonçalves, A.R., Costa, R.S., Lima, F.D., Rüther, R., Abreu, S.D., Tiepolo, G.M., Pereira, S.V. and Souza, J.D., 2017. Atlas brasileiro de energia solar. São José dos Campos: Inpe,
- Gonçalves, A.R., Assireu, A.T., Martins, F.R., Casagrande, M.S., Mattos, E.V., Costa, R.S., Passos, R.B., Pereira, S.V., Pes, M.P., Lima, F.J. and Pereira, E.B., 2020. Enhancement of cloudless skies frequency over a large tropical reservoir in Brazil. *Remote Sensing*, 12(17), p.2793.
- Global Solar Atlas 2.0, World Bank Group, SolarGis / Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). <https://globalsolaratlas.info>
- Gueymard, C.A., 2008. REST2: High-performance solar radiation model for cloudless-sky irradiance, illuminance, and photosynthetically active radiation–Validation with a benchmark dataset. *Solar Energy*, 82(3), pp.272-285.
- Iakunin, M.; Salgado, R.; Potes, M., 2018. Breeze effects at a large artificial lake: Summer case study. *Hydrol. Earth Syst. Sci.* 2018, 22, 5191–5210, doi:10.5194/hess-22-5191-2018.
- Silva Dias, M.A.F.; Silva Dias, P.L.; Longo, M.; Fitzjarrald, D.R.; Denning, A.S., 2004. River breeze circulation in eastern Amazonia: Observations and modelling results. *Theor. Appl. Climatol.* 2004, 78, 1–121, doi:10.1007/s00704-004-0047-.
- Stivari, S.M.S.; De Oliveira, A.P.; Soares, J., 2005. On the climate impact of the local circulation in the Itaipu Lake area. *Clim. Chang.* 2005, 72, 103–121, doi:10.1007/s10584-005-5923-2.
- Moura, M.A.L.; Meixner, F.X.; Trebs, I.; Lyra, R.F.D.F.; Andreae, M.O.; Nascimento Filho, M.F.D. Do , 2004 Evidência observacional das brisas do lago de Balbina (Amazonas) e seus efeitos sobre a concentração do ozônio. *Acta Amaz* 2004, 34, 605–611, doi:10.1590/S0044-59672004000400012.
- Ekhtiari, N.; Grossman-Clarke, S.; Koch, H.; de Souza, W.M.; Donner, R.V.; Volkholz, J., 2017. Effects of the Lake Sobradinho reservoir (Northeastern Brazil) on the regional climate. *Climate* 2017, 5, 50 doi:10.3390/cli5030050.
- Micheli, L., 2022. The temperature of floating photovoltaics: Case studies, models and recent findings. *Solar Energy*, 242, pp.234-245.
- Kumar, M., Niyaz, H.M. and Gupta, R., 2021. Challenges and opportunities towards the development of floating photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 233, p.111408.
- Taboada, M.E., Cáceres, L., Graber, T.A., Galleguillos, H.R., Cabeza, L.F. and Rojas, R., 2017. Solar water heating system and photovoltaic floating cover to reduce evaporation: Experimental results and modeling. *Renewable Energy*, 105, pp.601-615.
- Rosa-Clot, M., Tina, G.M. and Nizetic, S., 2017. Floating photovoltaic plants and wastewater basins: an Australian project. *Energy Procedia*, 134, pp.664-674.

## THE ENHANCEMENT OF SOLAR IRRADIANCE OVER LARGE TROPICAL RESERVOIRS IN BRAZIL - THE LAKE BLOCKING EFFECT

**Abstract.** *Floating photovoltaic plants emerge as an option for energy use in flooded areas and possibly sharing infrastructure with Brazilian hydroelectric plants. Several studies discuss advantages and disadvantages of these projects from a technical, economic and environmental point of view. However, an important asset of this technology remains uncertain, which refers to the impact of the reservoir on the microclimate and consequently on the solar resource. This work presents a preliminary investigation into the climatology of solar irradiation in the reservoir surroundings based on satellite estimates showing qualitative and quantitative aspects of the resource. It is noted that the flooded area influences the cloud patterns through the of lake breeze circulation, which tend to inhibit the*

*convection over the flooded area in a similar way to an atmospheric blocking. Among the 11 reservoirs evaluated, enhancements in global irradiation ranged from 0.9% to 4.8%, showing sensitivity to the latitude of the reservoir and flooded area. These results highlight the importance of high-resolution solar resource modeling for optimizing the location of photovoltaic plants in heterogeneous regions.*

*Keywords: Solar Potential, Water Reservoirs, Floating Photovoltaics*