

# SISTEMAS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES: ASPECTOS POSITIVOS E DESAFIOS

**Ricardo Augusto Borba** – ricardoaugusto@ufpr.br

Universidade Federal do Paraná, Departamento de Engenharia Elétrica

**Luis Henrique Novak** – luihn@sanepar.com.br

Companhia de Saneamento do Paraná, Assessoria de Pesquisa e Desenvolvimento

**Resumo.** *Diante dos problemas ambientais causados pelas atividades humanas, a busca pela sustentabilidade tornou-se uma necessidade mundial. Neste contexto, é de extrema importância buscar formas alternativas de geração de energia que reduzam os impactos ambientais. A energia solar fotovoltaica vem se mostrando importante alternativa para produção de energia elétrica já que não emite poluentes ao longo de sua vida útil, ao contrário do que ocorre, por exemplo, com o uso de combustíveis fósseis. A geração fotovoltaica necessita apenas de áreas disponíveis para instalação dos módulos, como telhados, áreas ociosas de solo e sobre lâminas d'água. Esta última, denominada usina fotovoltaica flutuante, vem se destacando bastante com grandes usinas sendo implantadas no mundo, proporcionando o aproveitamento de áreas disponíveis em lagos e represas. Entre as vantagens deste tipo de instalação estão a redução da temperatura dos módulos, redução da evaporação do lago e a queda na proliferação de algas em função da menor luminosidade na água. Entre os desafios a serem enfrentados pode-se citar a maior complexidade de instalação, com necessidade de estruturas flutuantes e sistemas de ancoragem e o risco de acelerada degradação de potência das células fotovoltaicas devido à umidade do ambiente, efeito conhecido como PID — Potential Induced Degradation. Este tipo de aplicação é recente, o que dificulta análises de dados históricos de longo prazo. Conclui-se, que estudos são necessários para determinar os riscos e cuidados visando prolongar a vida útil e a eliminação de possíveis falhas em sistemas fotovoltaicos flutuantes.*

**Palavras-chave:** *Fotovoltaica Flutuante, Degradação Induzida de Potencial, Taxa de Transmissão de Vapor de Água*

## 1. INTRODUÇÃO

Historicamente a energia solar sempre supriu as necessidades energéticas da humanidade, sendo utilizada diretamente como iluminação e aquecimento, ou indiretamente por meio da fotossíntese e cadeias alimentares. Na metade do século XX surgiram duas formas de aproveitamento da energia proveniente do sol para geração de energia elétrica: a fotovoltaica, onde a energia luminosa é convertida em elétrica e a heliotérmica, onde é utilizado o calor para gerar vapor, assemelhando-se ao funcionamento das termoeletricas movidas a combustíveis não renováveis.

O tema energia vem se tornando cada vez mais relevante e discutido devido à limitação de recursos naturais, ao aumento tarifário e aos impactos ambientais. A disponibilidade e o custo da energia afetam diretamente a população e a competitividade das empresas. Já a mudança climática, causadora de eventos ambientais mais severos, tais como longos períodos de seca, chuvas intensas e elevação da temperatura global, coloca em risco até mesmo a sobrevivência em diversas regiões do planeta. Diante deste cenário, tornam-se indispensáveis ações para melhor aproveitamento de formas de energia limpa, buscando promover meios de geração com menor emissão de poluentes.

As formas de energia exploradas mais recentemente, como é o caso da fotovoltaica, apresentam diversas vantagens, mas ainda impõem desafios que precisam ser melhor conhecidos e superados. Este trabalho tem o objetivo de apresentar uma revisão bibliográfica acerca dos aspectos positivos e desafios da geração fotovoltaica flutuante sobre corpos d'água.

### 1.1 Matriz brasileira de energia elétrica

No Brasil é predominante o uso de usinas hidroelétricas, que representam aproximadamente 62% da matriz elétrica do país (ANEEL, 2017). Entretanto, a construção deste tipo de usina ou a ampliação das já existentes gera impactos ambientais em razão de grandes obras civis e a formação de extensos lagos, com a inundação de vastas áreas de terra. Além disso, na maioria das vezes, usinas hidrelétricas localizam-se em pontos distantes dos grandes centros de carga, demandando linhas de transmissão que, além de exigirem altos investimentos, ocasionam perdas consideráveis de energia.

Conforme dados do Plano Decenal de Energia 2026 elaborado Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2017), estima-se que serão investidos R\$ 242 bilhões na ampliação da capacidade de geração de energia elétrica até 2026. A capacidade instalada de geração elétrica no Sistema Interligado Nacional, excluindo autoprodução, deverá passar de 148,4 GW em 2016 para 212,5 GW em 2026, representando um crescimento de aproximadamente 45% em 10 anos.

Uma forma promissora para a expansão do setor elétrico, considerando as restrições impostas à construção de grandes usinas hidrelétricas, é por meio da Geração Distribuída como, por exemplo, a geração fotovoltaica.

## 1.2 Crescimento da geração fotovoltaica no Brasil

De acordo com Nascimento (2017), o crescimento da geração fotovoltaica no mundo foi fundamentado principalmente em programas de incentivos em países como Alemanha, Espanha e Japão, o que impulsionou a indústria de componentes e equipamentos.

No Brasil, apenas recentemente começaram a surgir incentivos governamentais. A princípio a geração fotovoltaica foi implantada principalmente em sistemas isolados da rede elétrica, cenário que vem mudando recentemente. Neste sentido, a geração distribuída ganhou incentivo no Brasil a partir das Resoluções da ANEEL 482/2012 e 687/2015, as quais estabeleceram a possibilidade de conexão dos sistemas de geração distribuída à rede elétrica de energia pelo sistema *net metering*, em que o autoprodutor pode injetar na rede o excedente gerado, permitindo a compensação na fatura de energia elétrica do valor correspondente à energia fornecida à concessionária. Além disso, o Convênio ICMS 16/2015 do CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária) autoriza os estados brasileiros a isentarem o ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) sobre a energia autoproduzida, o que representa forte incentivo financeiro ao uso da tecnologia. A maioria dos estados brasileiros já aderiu a esta isenção.

De acordo com o Plano Decenal de Energia 2026 (EPE, 2017), espera-se manter a matriz elétrica brasileira com aproximadamente 82% de fontes renováveis nos próximos 10 anos. Sem considerar a autoprodução, há previsão de forte crescimento da geração fotovoltaica, saindo de 21 MW de capacidade instalada em 2016 até atingir aproximadamente 10 GW em 2026.

## 2. USINAS FOTOVOLTAICAS FLUTUANTES

A popularização da energia solar fotovoltaica contribuiu para que os módulos fotovoltaicos se tornassem mais acessíveis. Com isso, vem ocorrendo uma diversificação na forma de instalação das usinas, podendo ser montadas no solo, telhados de residências ou edifícios, suspensas sobre canais de água, *offshore* (plataformas) e flutuantes sobre lagos e reservatórios.

Nota-se um aumento considerável nas centrais fotovoltaicas flutuantes em diversos países. Esta forma de instalação é particularmente vantajosa em locais onde há restrição de áreas em terra firme. Como exemplo, Sahu, Yadav e Sudhakar (2016) citam a o Japão, onde existe uma usina que fornece 13,4 MWp, localizada sobre o reservatório de Yamakura. Ainda conforme os mesmos autores, também há uma grande usina na Índia, a Usina de Kerala, com 50 MWp. A China está construindo a maior usina flutuante do mundo, com capacidade de 150MWp (Bloomberg, 2017).

### 2.1 Características de instalação

Para este tipo de usina, em que os módulos estão sobre a água, é necessário uma estrutura de flutuação. Também são muito importantes as estruturas de fixação dos módulos aos flutuadores e a ancoragem de todo conjunto de modo a resistir às forças da natureza, como vento e correnteza. Para evitar que os módulos colidam com a margem quando o nível do lago estiver baixo ou se movimentem durante tempestades, causando danos aos flutuadores e módulos, deve-se fazer a correta ancoragem. A movimentação do conjunto também pode alterar a orientação azimutal dos módulos, reduzindo a energia gerada.

Conforme Ciel&Terre (201-?), os módulos podem ser fixados de diferentes maneiras, podendo ser utilizadas estacas ou blocos de concreto no fundo do lago e/ou cabos ligados à margem do lago. Para a realização do projeto de ancoragem devem ser realizados estudos preliminares com a finalidade de determinar a melhor localização, tipo, tamanho e quantidade de âncoras. São eles:

- Batimetria para determinação da topografia do fundo do lago no local da usina;
- Correnteza;
- Velocidade do vento;
- Formato das margens;
- Sondagem do solo nos pontos onde será executada a ancoragem;
- Variação do nível d'água;
- Altura de ondas.

### 2.2 Aspectos positivos

As usinas fotovoltaicas flutuantes apresentam os seguintes aspectos positivos:

- Redução do crescimento de algas e da temperatura da água (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016);
- Maior eficiência, já que a proximidade com a água reduz a temperatura dos módulos (Tina, Rosa–Clot e Rosa–Clot, 2011). Este tipo de usina apresenta uma eficiência aproximadamente 11% maior em relação às usinas de terra firme (Choi, Lee e Kim, 2013);
- Redução da evaporação da água. Em lagos naturais a evaporação é reduzida em até 33% e em lagos artificiais pode chegar a 50% (Choi, 2014);
- Não utilização de terras que podem ser exploradas para outros tipos de atividades, como agropecuária e construção civil (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016);
- São sistemas competitivos com os sistemas fotovoltaicos convencionais, laje ou piso, com *tracker* unidirecional. (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016);
- A maioria dos países subsidiam ou incentivam de maneira similar aos sistemas fotovoltaicos convencionais (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016);
- A água para realizar a limpeza (a mesma que melhora a eficiência) está prontamente disponível (Trapani; Millar, 2013);

### 2.3 Desafios

Os sistemas fotovoltaicos flutuantes são relativamente recentes, de modo que ainda se encontram em desenvolvimento. Há aspectos negativos neste tipo de instalação que precisam ser superados. Entre os cuidados a serem tomados, pode-se citar os seguintes:

- O maior desafio do sistema fotovoltaico flutuante é projetar a estrutura de maneira que se mantenha flutuando e seja resistente. Os flutuadores precisam suportar condições ambientais adversas (ventos, correnteza, acúmulo de algas e organismos vivos nas estruturas e enchentes) (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016). A Fig. 1 apresenta um sistema flutuante avariado por evento da natureza;
- Os módulos estão próximos da água, por isso devem suportar elevados níveis de umidade (Ferrer–Gisbert *et al.*, 2013);
- Cuidados devem ser tomados para o transporte de energia à terra de maneira segura (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016);
- Alto investimento inicial somado ao elevado custo de manutenção em comparação com as instalações tradicionais em terra ou sobre lajes ou telhados (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016);
- O custo da energia é aproximadamente 10 vezes maior em relação à energia proveniente de combustíveis fósseis, nos primeiros anos (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016);
- A instalação dos módulos não pode ser feita em locais de águas turbulentas e onde existe ação das marés, como oceanos, que sofreriam alteração da posição dos módulos constantemente (Kumar, Shrivastava, Untawale, 2015). O azimute deve ser mantido fixo já que a mudança de direção implica na redução da energia produzida. (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016);
- A eficiência dos módulos é afetada pelas altas velocidades dos ventos, por exemplo em oceanos (Sahu, Yadav e Sudhakar, 2016);
- Vibrações podem gerar fissuras/microfissuras nos módulos, perdendo eficiência e durabilidade;
- Necessidade de envolvimento de organizações públicas no planejamento em estágios iniciais, a fim de garantir cumprimento da legislação ambiental e aceitação pública. (Tsoutsos, Frantzeskaki, Gekas, 2005).



Figura 1- Acidente com usina fotovoltaica flutuante. Local: Kawajima-machi – Japão.

### 2.4 Efeito da umidade e temperatura

Os módulos fotovoltaicos estão sempre sujeitos às variações da temperatura e da umidade relativa do ar. De acordo com Ndiaye *et al.* (2013), esses fatores degradam e interferem na eficiência dos módulos,.

Em função da proximidade com a água, a umidade é um fator particularmente significativo nas instalações fotovoltaicas flutuantes. Devido à característica construtiva da maioria dos módulos, o caminho natural da umidade é entrar pela parte inferior até atingir a célula fotovoltaica, conforme apresentado na Fig. 2.

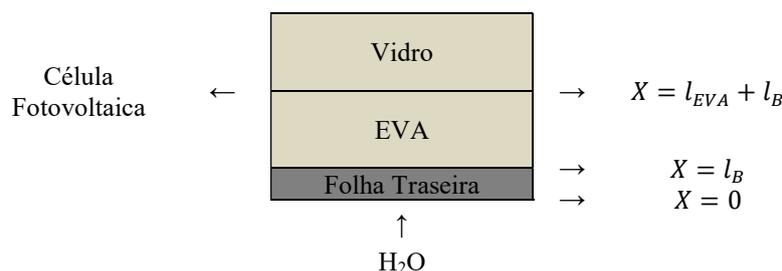


Figura 2- Característica construtiva do módulo fotovoltaico. Adaptado de Kemp (2005).

A Fig. 2 representa de maneira simplificada as camadas de um módulo fotovoltaico. Antes de atingir a célula fotovoltaica, a umidade precisa ultrapassar a folha traseira de espessura  $l_B$ , também conhecida no mercado como *backsheet*, e a camada de EVA (etil vinil acetato) com espessura  $l_{EVA}$ . O vidro é o material frontal do módulo fotovoltaico.

Conforme Ndiaye *et al.* (2013), a umidade pode gerar bolhas na face posterior do módulo, ocasionar corrente de fuga (Hoffmann e Koehl, 2012), delaminação (Park, Oh e Kim, 2013), corrosão das interconexões (Morita *et al.*, 2003) e perda da camada anti-reflexo do vidro frontal (Park, Oh e Kim, 2013).

## 2.5 Degradação induzida por potencial

Tipicamente, vários módulos fotovoltaicos são conectados em série para obter uma maior diferença de potencial. Para proporcionar proteção contra choques elétricos, deve-se aterrar as estruturas metálicas das molduras dos módulos. Este conjunto de características pode, entretanto, facilitar a ocorrência de correntes de fuga devido às imperfeições no isolamento, fazendo com que o material da célula sofra polarização, responsável pela degradação de potência. Este fenômeno é também conhecido como PID (*Potential Induced Degradation*), que ocorre de maneira progressiva, deteriorando os módulos ao longo do tempo.

Conforme mostrado na Tab. 1, com dados obtidos por Hoffmann e Koehl (2012), a umidade tem um grande impacto na corrente de fuga dos módulos, causadora do PID, como mencionado anteriormente.

Tabela 1 – Fuga de corrente. (Hoffmann e Kohel, 2012).

Umidade Relativa	Temperatura	Tensão [V]	Corrente de Fuga [ $\mu A$ ]
25%	25 °C	500	$\leq 1,0$
25%	55 °C	500	$\leq 1,0$
25%	85 °C	500	$\leq 1,0$
40%	85 °C	500	$\leq 1,5$
55%	85 °C	500	2,5
70%	85 °C	500	15,0
85%	85 °C	500	22,5

A Fig. 3 mostra os resultados de testes onde os módulos foram alocados em câmaras de aceleração do processo de degradação de potência ocasionada pela umidade relativa e pela temperatura.

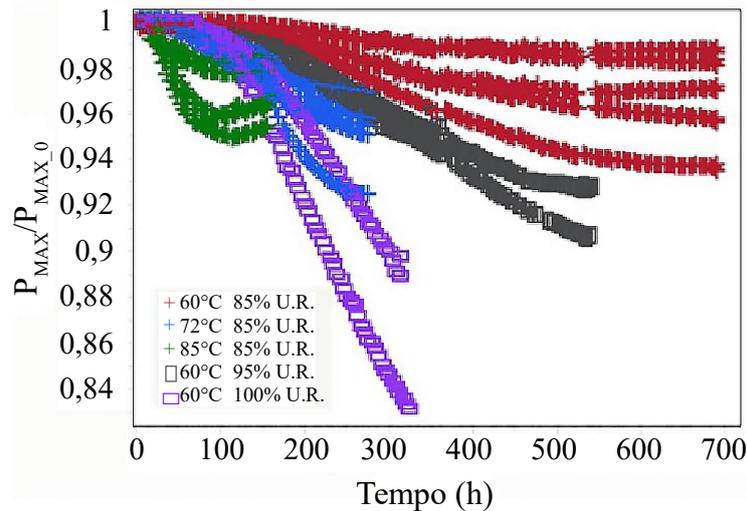


Figura 3- Degradação por umidade e temperatura. Hacke *et al* (2015).

O gráfico apresentado na Fig. 3 apresenta no eixo vertical a relação entre a potência máxima inicial ( $P_{MAX\_0}$ ) e a potência máxima obtida no teste ( $P_{MAX}$ ) e no eixo horizontal o tempo de teste em horas. Concluiu-se que a umidade e a temperatura desempenharam papel importante da degradação de potência dos módulos. Observando as curvas em que a umidade é constante em 85%, o aumento da temperatura ocasionou queda de potência. Similarmente, analisando as curvas em que a temperatura é constante em 60°C, percebe-se que o aumento da umidade relativa também leva à degradação dos módulos. Até as 200 horas de teste, o pior caso é a situação onde a temperatura é de 85°C e a umidade relativa é de 85%, porém após 200h acontece forte degradação para o caso em que a umidade relativa é de 100% com a temperatura de 60°C, que é a mais baixa temperatura aplicada nos testes.

De acordo com Park, Oh e Kim (2013), a degradação de potência ocorre de forma linear ao longo do tempo e é proporcional à umidade relativa, de forma que quanto maior for a umidade, mais rápida será a degradação. A Fig. 4 mostra a linearidade na relação entre a umidade relativa na camada de EVA e a umidade relativa do ambiente.

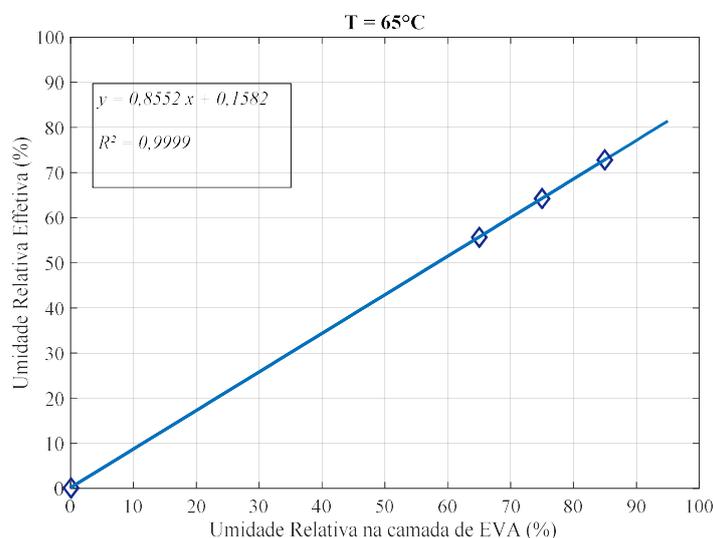


Figura 4- Relação entre a umidade relativa na camada de EVA e a umidade do ambiente. Park, Oh e Kim (2013).

A Fig. 4 apresenta os resultados de experimento a uma temperatura constante de 65°C. A medida que a umidade relativa do ambiente aumenta, a umidade relativa na camada de EVA aumenta de maneira linear.

## 2.6 Taxa de transmissão de vapor de água

A Taxa de Transmissão de Vapor de Água, conhecida no mercado pela sigla em inglês WVTR (*Water Vapor Transmission Rate*), consiste na capacidade de transferência de umidade na forma de vapor através de uma parede ou membrana. O WVTR é normalmente apresentado em  $g/m^2 \cdot dia$  (gramas de água por metro quadrado por dia).

Teoricamente, o WVTR do vidro é nulo e poderia contribuir com uma vedação perfeita, porém Kemp (2005) afirma que nem mesmo uma folha traseira de vidro impermeável é capaz de evitar totalmente o ingresso de umidade no módulo. Apesar disso, os módulos com vidro na parte traseira podem oferecer desempenho bem superior com relação a penetração de umidade.

Deve-se também dar atenção às vedações do módulo fotovoltaico. Kemp (2005) mostrou o tempo necessário para o ingresso de umidade, utilizando diferentes materiais de vedação em painéis que usam vidro na parte traseira. Os resultados dessa comparação são mostrados na Tab. 2. Além disso, foi estimado o valor por área de cada um desses materiais, considerando uma profundidade de 12,5 mm. Assim, foi possível estimar o custo total da vedação (exceto o BRP-C por ser um material experimental) da folha traseira de um painel com dimensões de 95 cm por 150 cm, também mostrados na Tab. 2.

Tabela 2 – Tempo efetivo de vedação de diferentes materiais. Adaptada de Kemp (2005)

Material	Tempo de Ruptura da Vedação (l=12,5 mm)	Custo [R\$/m <sup>2</sup> ]	Custo Total [R\$]
RTV615-PMDS	1,15 horas	5078,90	311,08
EVA	2 dias	70,00	4,30
BRP-C	362 dias	****	****
Aclar	20,3 anos	44.500,00	2725,00

Conforme mostrado na Tab.2 o Aclar é o único material que garante vedação de um painel, com *backsheet* de vidro, durante toda vida útil. Entretanto, este material além de caro, possui problema com a adesão. Ou seja, se ocorrer a delaminação proveniente da exposição à natureza, a umidade vai entrar no módulo instantaneamente. Por este motivo, o BRP-C seria um selante com grande potencial para se utilizar nos módulos. A utilização de dissecantes no interior do módulo, faria com que o ingresso de umidade fosse reduzido ainda mais (Kemp, 2005).

### 3. CONCLUSÃO

Os sistemas fotovoltaicos flutuantes apresentam bom potencial de crescimento, com diversos benefícios, por exemplo, redução da evaporação em lagos, redução da proliferação de algas, não ocupação do solo, aumento da eficiência em função da redução da temperatura dos módulos. Apesar disso, é uma forma de aplicação ainda recente no mercado, impondo desafios a serem vencidos. Deve-se lembrar que a usina flutuante está sujeita à instabilidade de posição e aos eventos da natureza. Por isso, os estudos preliminares devem ser bem realizados para que os projetos do sistema flutuante e sua ancoragem seja bem executados, prevenindo o mal funcionamento, baixa resistência mecânica e redução da vida útil.

A presença constante de umidade, cujos resultados mostraram ser impactantes na deterioração acelerada da potência dos módulos precisa ser melhor estudada e módulos adequados devem ser aplicados, evitando a penetração da água, que causam danos aos equipamentos. Nem sempre os catálogos dos módulos fotovoltaicos apresentam o valor máximo da WVTR, sendo imprescindível questionar os fabricantes a esse respeito, sobretudo em aplicações sujeitas a elevadas temperaturas e umidade. A divulgação dos valores de WVTR permitiria que usuários realizassem comparações entre os fornecedores disponíveis no mercado.

Caso os cuidados sejam tomados para prevenir as desvantagens que o ambiente impõe, existem boas perspectivas de sistemas flutuantes duráveis e mais eficientes em relação aos terrestres em função da estabilidade da temperatura e aproveitamento de áreas ociosas, sem competição com outras atividades.

### REFERÊNCIAS

- ANEEL - Agencia Nacional de Energia Elétrica. Informações Gerenciais, set. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>
- Bloomberg News 11/12/17. China starts world's biggest floating solar projects. Disponível em: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-12-11/china-three-gorges-starts-world-s-biggest-floating-solar-project>
- Choi, Y.. A Study on Power Generation Analysis of Floating PV System Considering Environmental Impact. International Journal Of Software Engineering And Its Applications, v. 8, n. 1, p.75-84, 31 jan. 2014. Science and Engineering Research Support Society. <http://dx.doi.org/10.14257/ijseia.2014.8.1.07>.
- Choi, Y.K., Lee, N.H., Kim, K.J. Empirical Research on the efficiency of Floating PV systems compared with Overland PV Systems. Ccs-Cube 2013, 25, 284-289, 2013.
- Ciel & Terre Brasil Geração Solar Flutuante Ltda. Ancoragem de sistemas fotovoltaicos flutuantes, 201-?. Documento Confidencial.

- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Energia 2026. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>
- Ferrer-Gisbert, C. *et al.* A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs. *Renewable Energy*, v.60, p.63-70, dez. 2013. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.04.007>.
- Hacke, P. *et al.* Accelerated Testing and Modeling of Potential-Induced Degradation as a Function of Temperature and Relative Humidity. *IEEE Journal Of Photovoltaics*, v. 5, n. 6, p.1549-1553, nov. 2015. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/jphotov.2015.2466463>.
- Hoffmann, S., Koehl, M.. Effect of humidity and temperature on the potential-induced degradation. *Progress In Photovoltaics: Research and Applications*, v. 22, n. 2, p.173-179, 15 ago. 2012. Wiley-Blackwell. <http://dx.doi.org/10.1002/pip.2238>.
- Kemp, M.D.. Control of moisture ingress into photovoltaic modules. 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference and Exhibition, 2005. Lake Buena Vista, Florida. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37390.pdf>.
- Kumar, V., Shrivastava, R.I., Untawale, S.p.. Solar Energy: Review of Potential Green & Clean Energy for Coastal and Offshore Applications. *Aquatic Procedia*, v. 4, p.473-480, 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.aqpro.2015.02.062>.
- Morita, K., Inoue, T., Kato, T., Tsuda, I., Hishikawa, Y.. Degradation Factor Analysis of Crystalline-Si PV Modules through Long-Term Field Exposure Test. *Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Osaka, 11-18 Maio 2003, 1948-1951.
- Nascimento, R. L. Energia solar no Brasil – situação e perspectivas. Brasília. Câmara dos Deputados. 2017. Disponível em: <http://bd.camara.gov.br/bd/handle/bdcamara/32259>
- Ndiaye, A. *et al.* Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. *Solar Energy*, v. 96, p.140-151, out. 2013. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2013.07.005>.
- Park, N. C., Oh, W. W., Kim, D. H.. Effect of Temperature and Humidity on the Degradation Rate of multicrystalline Silicon Photovoltaic Module. *International Journal Of Photoenergy*, v. 2013, p.1-9, 2013. Hindawi Limited. <http://dx.doi.org/10.1155/2013/925280>.
- Sahu, A., Yadav, N., Sudhakar, K.. Floating photovoltaic power plant: A review. *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, v. 66, p.815-824, dez. 2016. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.051>.
- Tina, G. M., Rosa-Clot, M., Rosa-Clot, P.. Electrical Behavior and Optimization of Panels and Reflector of a Photovoltaic Floating Plant. *Proceedings of the 26th european photovoltaic solar energy conference and exhibition (EUPVSEC'11)*, p.4371–4375, 2011.
- Tsoutsos, Theocharis; FRANTZESKAKI, Niki; GEKAS, Vassilis. Environmental impacts from the solar energy technologies. *Energy Policy*, v. 33, n. 3, p.289-296, fev. 2005. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/s03014215\(03\)00241-6](http://dx.doi.org/10.1016/s03014215(03)00241-6).
- Trapani, Kim; Millar, Dean L.. Proposing offshore photovoltaic (PV) technology to the energy mix of the Maltese islands. *Energy Conversion And Management*, v. 67, p.18-26, mar. 2013. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2012.10.022>.

## FLOATING PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: POSITIVE ASPECTS AND CHALLENGES

**Abstract.** *Due to environmental problems caused by human activities, sustainability has become a worldwide demand. In this context, it is extremely important to seek alternative forms of energy generation that reduce environmental impacts. Photovoltaic solar energy is proving to be an important alternative for the production of electricity, since it does not emit pollutants during its useful life, unlike what occurs, for example, with the use of fossil fuels. Photovoltaic generation requires only available areas for the modules installation, such as roofs, idle areas of soil and on the water. The latter, called a floating photovoltaic plant, has been showing great prominence, with large plants being deployed around the world, allowing the use of available areas in lakes and dams. Among the advantages of this type of installation are the reduction of the temperature of the modules, reduction of evaporation of the lake and the decrease in the proliferation of algae due to the lower luminosity in the water. Among the challenges to be faced, we can mention the greater complexity of installation, with the need for floating structures and anchorage systems, and the risk of accelerated degradation of photovoltaic cells due to the environment humidity, and consequently, leakage current. This degradation process is known as PID - Potential Induced Degradation. This type of application is still incipient, which makes it difficult to analyze long-term historical data. It is concluded, therefore, that studies are necessary to determine the risks and precautions aimed at prolonging the useful life and the elimination of possible failures in floating photovoltaic systems.*

**Key words:** *Floating Photovoltaic System, Potential Induced Degradation, Water Vapor Transmission Rate.*