

ANALISE DA DEGRADAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS *ANALYSIS OF THE DEGRADATION OF PHOTOVOLTAIC MODULES*

Franz Rangel Braga¹ Keyla Rezende Cardoso² Yuri Amon Silva Gomes³José Waltrudes Castanheira Pereira⁴ Márcio Zamboti Fortes⁵ Daniel Henrique Nogueira Dias⁶ 

Resumo: O Brasil tem um alto potencial de irradiação solar em sua extensão e sistemas fotovoltaicos isolados da rede estão sendo instalados no país desde o início dos anos 90. Nos primeiros anos, não houve padronização que determinasse níveis mínimos de eficiência em sistemas instalados. Tendo em vista o aumento da geração distribuída por meio de instalações fotovoltaicas nos últimos anos, este artigo busca analisar o atual padrão de validação exigido pelos órgãos governamentais normativos brasileiros com as especificações técnicas do fabricantes que participam do mercado brasileiro de energia fotovoltaica. Este trabalho inclui a análise de degradação de módulos fotovoltaicos a partir de dados coletados em uma instalação na cidade do Rio de Janeiro a fim de fazer uma avaliação qualitativa dos módulos solares instalados no Brasil, e propõe recomendações para minimizar perdas em sistemas fotovoltaicos de geração de energia. O sistema fotovoltaico analisado apresentou desempenho de acordo com o declarado pelo fabricante.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Sistemas Fotovoltaicos. Eficiência. Análise Qualitativa.

¹ Mestrando em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações, UFF, E-mail: franzbraga@terra.com.br.

² Mestra em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações, UFF, E-mail: keylarezendec@gmail.com .

³ Engenheiro Eletricista, UFC, E-mail: yuriamon@gmail.com

⁴ Mestrando em Engenharia de Biosistemas, UFF, E-mail: jose_waltrudes@id.uff.br.

⁵ Doutor em Engenharia Elétrica, UFF, E-mail: mzamboti@id.uff.br

⁶ Doutor em Engenharia Elétrica, UFF, E-mail: dhndias@id.uff.br

Abstract: Brazil has a high potential of solar irradiation in its extension and off-grid photovoltaic systems have been installed in the country since the beginning of the 90s. In those early years, there was no standardization that determined minimum levels of efficiency in installed systems. With the increase of distributed generation through photovoltaic installations in recent years, the paper seeks to analyze the current validation standard required by the Brazilian normative government agencies with the technical specifications of the manufacturers that are participating in the Brazilian photovoltaic energy market. The work also includes photovoltaic modules degradation analysis of data collected from a case study in the city of Rio de Janeiro, Brazil, in order to make a qualitative analysis of the solar modules installed in Brazil, and proposes recommendations to minimize losses in photovoltaic power generation systems. The analyzed photovoltaic system has presented performance in accordance with the declared by the manufacturer.

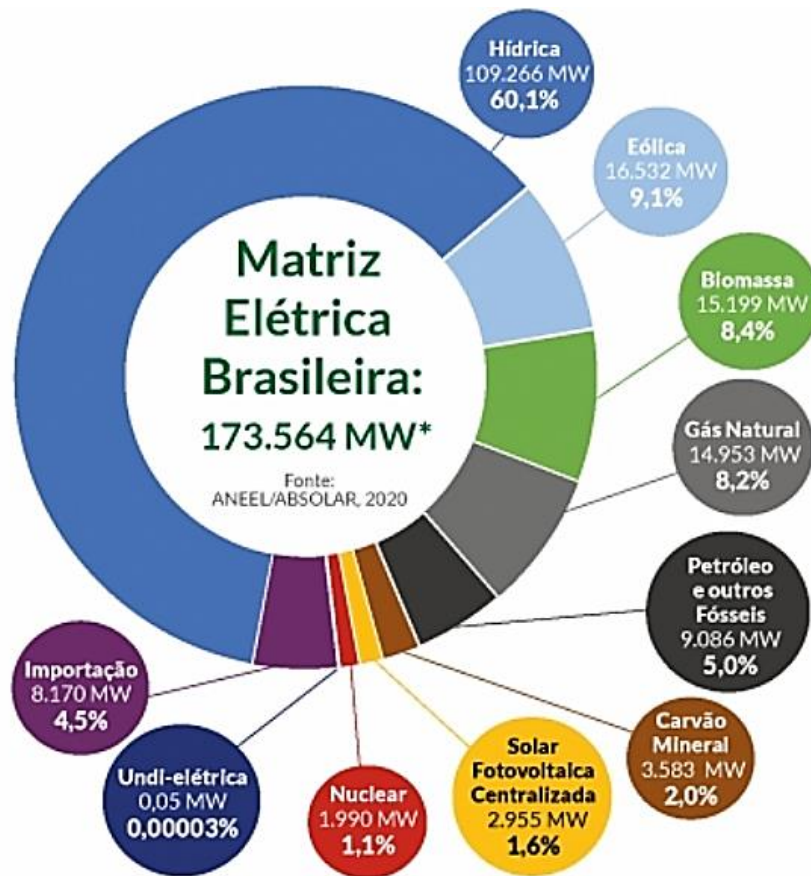
Keywords: Distributed Generation. Photovoltaic systems. Efficiency. Qualitative analysis.

1 INTRODUÇÃO

O país atingiu uma nova marca histórica na micro e mini geração distribuída de energia elétrica, superando a geração de 4 GW, em outubro de 2020, sendo pelo menos 86% a partir de sistemas solares fotovoltaicos. De acordo com os estudos da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica Absolar (ABSOLAR, 2020), o Brasil, em outubro de 2020, alcançou 7 GW de potência operacional instalada, sendo 2.955 MW de Geração Centralizada e 4.045 MW de Geração Distribuída (GD). As usinas de micro geração (até 75 kW) e mini geração (entre 75kW e 5 MW) distribuída (GD) se caracterizam pela instalação próxima ou no próprio local do consumo, como comércios, iluminação pública, pequenas indústrias e, principalmente, residências onde estão os consumidores que também produzem energia elétrica.

Ao todo, segundo a ABSOLAR com os dados divulgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Brasil ultrapassou 333.536 sistemas de micro e mini geração distribuída conectados à rede e 415.510 consumidores recebendo créditos de energia elétrica gerada no próprio local, autoconsumo remoto, geração compartilhada e geração condominial, mostrando um crescimento exponencial ano a ano. A maioria, são sistemas de consumidores residenciais com 72,73%, em segundo lugar aparecem as empresas dos setores de comércio e serviços, com 17,25%, seguidas dos consumidores rurais (7,06%), indústrias (2,53%), poder público (0,4%), serviço público (0,02%) e iluminação pública, com o porcentual muito pequeno. No que diz respeito à potência gerada, as primeiras posições do ranking se invertem: empresas de comércio e serviços geram mais de 43% da potência instalada no Brasil e os consumidores domésticos, 31%. O estado com a maior potência instalada é Minas Gerais, com 19,5%, em seguida, aparecem São Paulo (12,6%), Rio Grande do Sul (12,5%), o Estado do Rio de Janeiro está em oitavo lugar com 4,0%. Outro fato relevante, que é necessário registrar, é que a geração de energia solar fotovoltaica, ultrapassou a geração de energia nuclear na Matriz Elétrica Brasileira, conforme apresentado na Figura 1. Todas estas informações estão apresentadas em documento da ABSOLAR (2020).

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira.



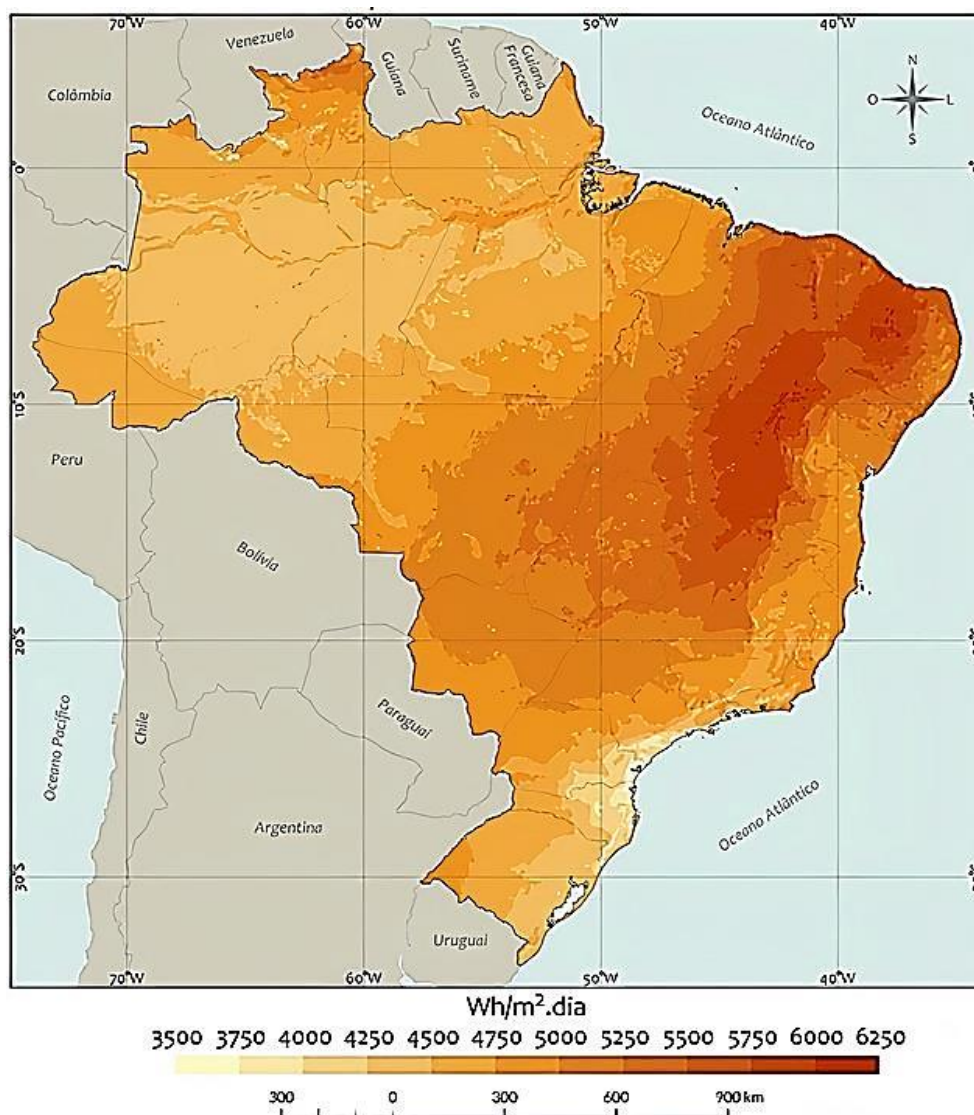
Fonte: (ABSOLAR, 2020)

Segundo a projeção oficial da ANEEL, o Brasil terá cerca de 886.700 sistemas de geração de energia solar distribuída até o final de 2024 (ANEEL, 2018). No Relatório anual 2019 da IRENA – International Renewable Energy Agency, a indústria de energia solar fotovoltaica instalou 94 GW de capacidade durante o ano de 2018, sendo o mesmo valor em 2017 (IRENA, 2019).

Este crescimento pode ser justificado por vários fatores, inicialmente porque o Brasil possui um grande índice de irradiação solar (média anual de 3.500 a 6.500 Wh/m².dia), conforme o Atlas Brasileiro de energia solar (INPE, 2018), observado na Figura 2, que é superior aos países europeus e asiáticos que atualmente são grandes geradores de energia fotovoltaica, como China, Estados Unidos, Japão, Alemanha e Índia. Conseqüentemente, o país possui regiões com um grande potencial de geração fotovoltaica, como é visto na Figura 3. Outro marco, foi a regulamentação iniciada em 2012, com as

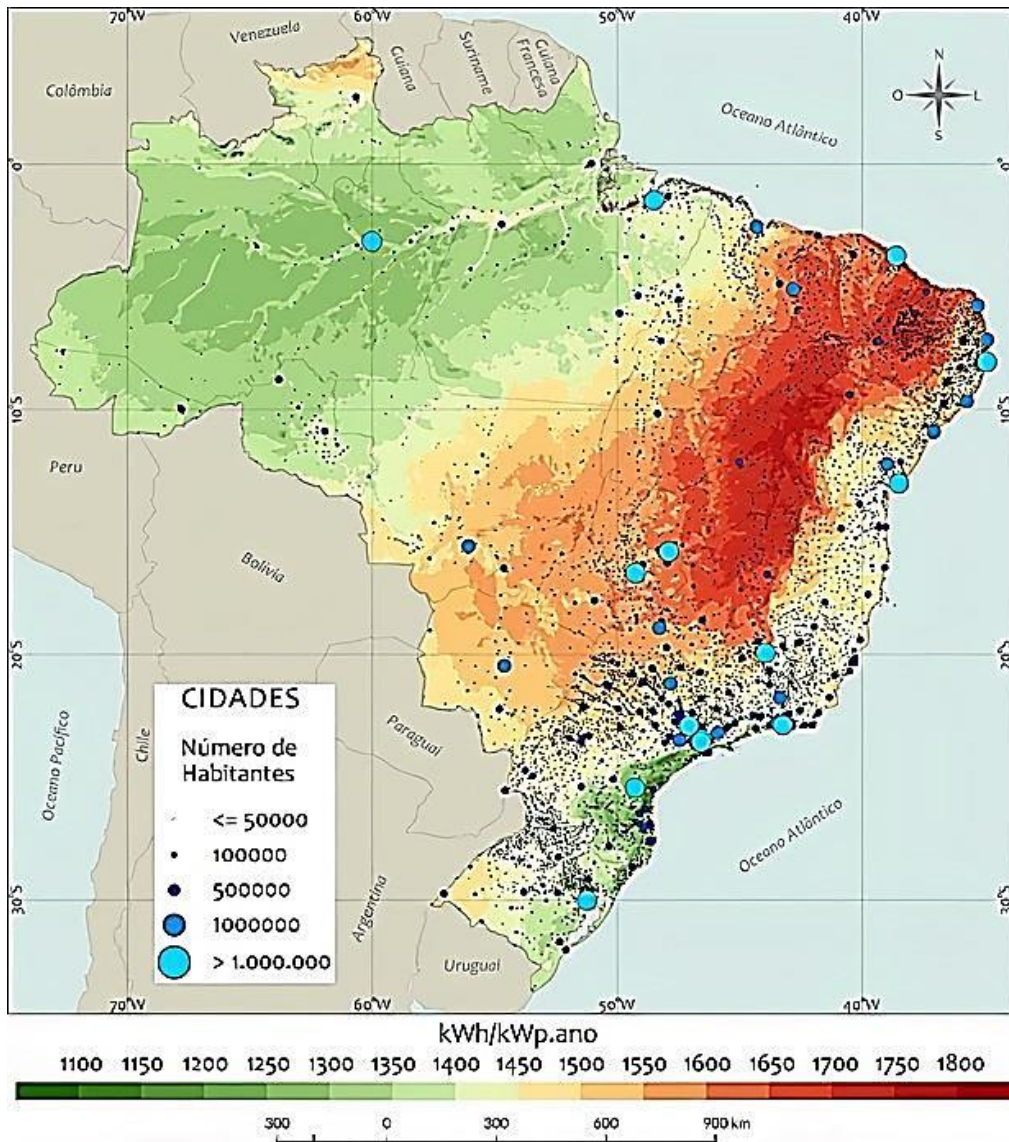
Resoluções Normativas números 481 (ANEEL, 2012) e 482 (ANEEL2, 2012) da ANEEL, que regulamentam os descontos na TUSD (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição) e TUST (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão), respectivamente, para a geração de grande porte e o sistema de compensação para os micro e mini geradores, incentivando dessa forma, a geração distribuída no Brasil.

Figura 2 - Total diário da irradiação global horizontal – média anual.



Fonte: (INPE, 2018)

Figura 3 - Potencial de geração solar fotovoltaica – rendimento energético anual.



Fonte: (INPE, 2018)

De acordo com a Resolução 687/15 (ANEEL, 2015), a ANEEL aumentou o prazo de crédito de energia injetada na rede elétrica, para 60 meses, pelos consumidores geradores e define que os sistemas GD podem ser subdivididos em duas classes, a micro geração com potência instalada até 75 kW e a mini geração até 5 MW. Além disso, atualmente, os consumidores interessados em gerar a sua própria energia, podem contar com diversas linhas de financiamentos de bancos públicos e privados, com taxas de juros especiais para projetos de sustentabilidade.

De acordo com a ABSOLAR (2019), outros três fatores têm impulsionado o crescimento da micro e mini geração distribuída solar fotovoltaica, são eles:

- Uma forte redução, mais de 75%, no preço dos sistemas de geração de energia solar fotovoltaica na última década;
- O aumento do custo da energia elétrica para o consumidor, em cerca de 500% desde 2012;
- A consciência e responsabilidade socioambiental do consumidor, que, além de economizar no longo prazo, ao mesmo tempo ajuda na preservação do meio ambiente.

No início de 2019, o Brasil entrou para o grupo de países que possuem mais de 2 GW de potência instalada acumulada de fonte solar fotovoltaica, somando as usinas centralizadas às de micro e mini geração. De acordo com o último relatório do setor da Agência Internacional de Energia (IAE, na sigla em inglês), referente a dados de 2018, os líderes de capacidade instalada são a China (176,1 GW), EUA (62,2 GW), Japão (56 GW), Alemanha (45,4 GW) e Índia (32,9 GW) (IEA, 2019).

Devido ao crescimento exponencial, no último ano, de instalações de GD fotovoltaica, o objetivo deste artigo é desenvolver uma análise da degradação da eficiência dos módulos fotovoltaicos com base em estudos que vêm sendo realizados na área e avanços nas tecnologias existentes de confecção de painéis solares fotovoltaicos, bem como, realizar uma análise prática de um sistema no estado do Rio de Janeiro, e comparar esta análise com as especificações dos respectivos fabricantes e as normas existentes, a fim de se avaliar se a degradação dos painéis durante o tempo corrente de operação está dentro das especificações pré-estabelecidas. Outro ponto importante a se considerar nos estudos de implantação de fotovoltaicos (em especial para residências) está no fato do tempo de retorno de investimento como explorado em Souza et al. (2019) e Vale et al.(2017).

Este artigo está organizado em seis seções. Na seção 2, é apresentada uma análise teórica da degradação dos módulos fotovoltaicos de energia solar. Na seção 3, é descrito o sistema analisado neste estudo. Seguindo na seção 4 com a metodologia adotada para análise do sistema. Descrevendo os

resultados da análise dos dados históricos do sistema estudado e, conclusões e recomendações nas seções 5 e 6, respectivamente.

2 ANÁLISE TEÓRICA DA DEGRADAÇÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

A célula fotovoltaica foi desenvolvida em 1954, porém, somente em 1997 o fabricante Siemens Solar Industries anunciou a garantia estendida para os módulos fotovoltaicos, passando de 10 anos para 25 anos (PINTO e GALDINO 2014). Este anúncio contribuiu para a padronização da indústria de geração de energia fotovoltaica, seja distribuída ou centralizada, fazendo com que todos os fabricantes adotassem a garantia mínima de 25 anos como padrão. No entanto, os riscos associados ao desempenho dos módulos fotovoltaicos durante longos períodos de tempo permanecem em avaliação. Dados de campo disponíveis publicamente e de alta qualidade sobre o desempenho operacional de longo prazo de sistemas e módulos fotovoltaicos são restritos, e por isso, os dados laboratoriais independentes e de alta qualidade estabeleceram um papel importante na avaliação da qualidade do módulo fotovoltaico e da confiabilidade ao longo prazo.

Em 2016, dos mais de 300 GW de capacidade fotovoltaica instalada no mundo, 78% eram instalados e operacionais há menos de cinco anos. Desta forma, é necessário mais de 20 anos, para que os dados de campo reais possam ser coletados, analisados e comparados, de acordo com a vida útil de 25 anos (DNV, 2018).

Os módulos fotovoltaicos podem ser produzidos por várias tecnologias, compostos por diferentes elementos químicos. A tecnologia de filme fino utiliza o Silício Amorfo, já os módulos podem ser compostos de Silício cristalino(cSi), Seleneto de cobre, índio e gálio (CIGS), Telureto de cádmio (CdTe), entre outros. Existem ainda outras tecnologias, como as células solares sensibilizadas por corantes, e tantas outras ainda em desenvolvimento, sempre procurando aumentar a performance de conversão dos módulos fotovoltaicos. Por uma questão de custo-benefício, atualmente a maioria (80%) dos módulos fotovoltaicos instalados e comercializados no Brasil e no Mundo são

produzidos com Silício(Si), podendo ser monocristalino ou policristalino (IPCC, 2012). O Instituto Fraunhofer Center for Silicon Photovoltaics, tem estudado a degradação dos módulos fotovoltaicos de Silício e, concluiu que os módulos policristalinos são menos sensíveis à temperatura ambiental e de operação que os módulos monocristalinos(m-Si). Desta forma, considerando que a temperatura média do Brasil, o módulo fotovoltaico mais indicado é o policristalino(p-Si) (ISE, 2019).

O desempenho de um sistema fotovoltaico, que é composto por vários módulos fotovoltaicos, instalados em arranjos que podem ser conectados em série ou paralelo, conforme necessidade de cada projeto, está totalmente ligado às condições ambientais, climáticas e físicas do local de instalação, tais como: irradiância solar, temperatura, umidade, penetração de água, intensidade de ultravioleta (UV), manutenção e condições de instalação. O módulo ou painel fotovoltaico é o item com o maior custo em um sistema de geração de energia fotovoltaica, por isso é de suma importância a confiabilidade e a vida útil dos módulos fotovoltaicos. Estas condições modificam a potência de saída ao longo da operação do sistema. Em geral, a degradação ocorre devido a reações químicas e mecanismos físicos que causam lesões às células fotovoltaicas, conseqüentemente ao módulo ou sistema de forma parcial ou com um todo.

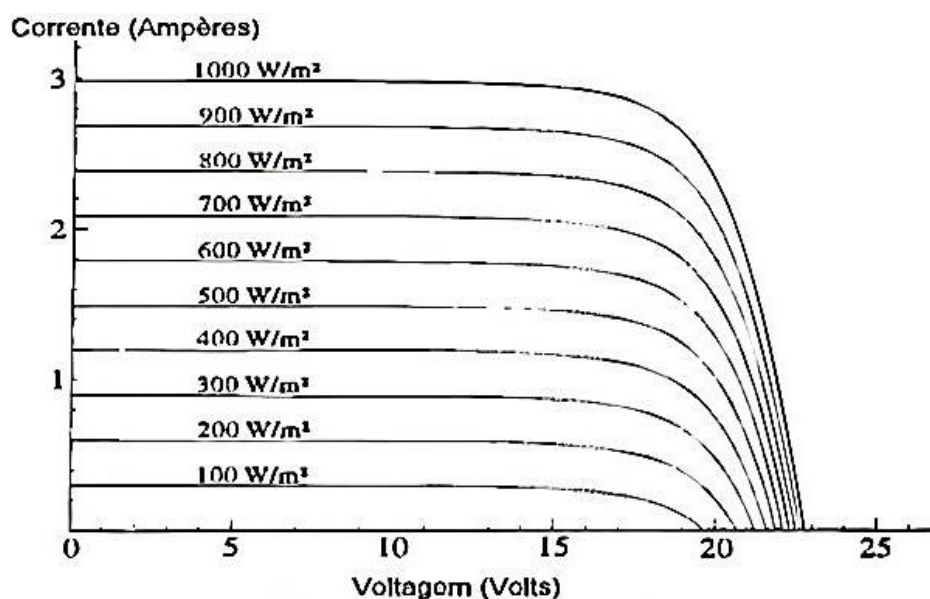
A redução da eficiência, pode ocorrer por intempéries, impurezas, acúmulo de sujeira, detritos no vidro, degradação do encapsulante, interdifusão dos íons e reações na interface polimérica que causam reações de delaminação.

Normalmente é garantido de 10 a 12 anos uma potência de pico (Wp) mínima de 90% da potência nominal, e 80% por um período de 20 a 25 anos. A degradação da potência dos módulos fotovoltaicos de c-Si instalados em campo é entre 0,5% e 1% ao ano (IPCC, 2012), tendo fabricantes que já se comprometem com uma degradação anual abaixo de 0,5% (NREL, 2018), demonstrando assim uma melhora significativa do processo de fabricação dos módulos fotovoltaicos. Vários estudos afirmam que a degradação dos módulos, em geral tem o maior percentual, cerca de 42%, na delaminação, 19% por

corrosão, 19% quebras, 12% na descoloração e 8% por fendas e fissuras nos painéis fotovoltaicos (DNV, 2018).

Na Figura 4, é possível observar o impacto da irradiação solar sobre os módulos fotovoltaicos, exemplificando o fator sombreamento que reduz a corrente (ampères) e a tensão (volts) e, conseqüentemente a potência.

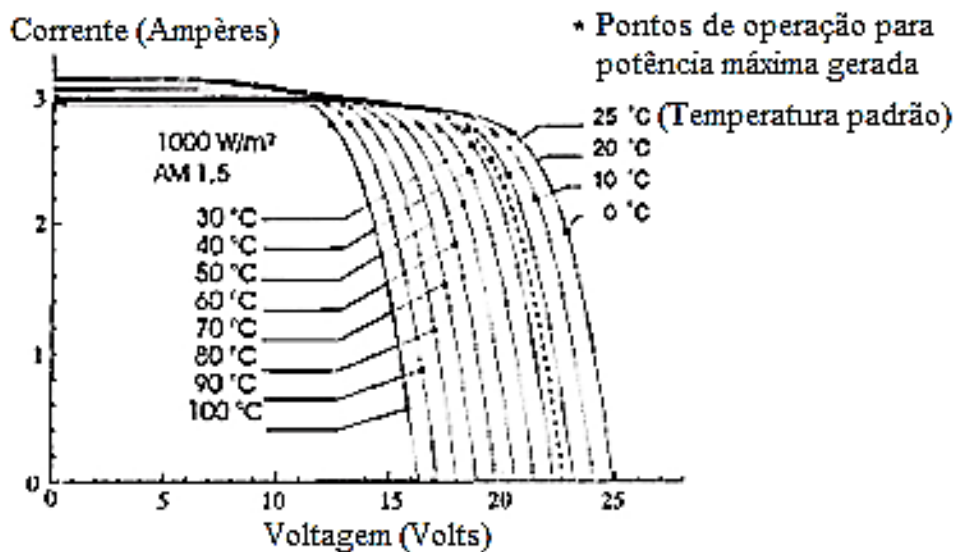
Figura 4 - Efeito causado pela variação da intensidade da luz na curva característica I x V para um módulo fotovoltaico.



Fonte: (PINTO GALDINO, 2014)

A temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos, é um dos fatores mais impactantes na geração de energia, pois com o aumento da temperatura, a tensão reduz sensivelmente, provocando a queda de potência do módulo, como pode ser observado na Figura 5. Além disso, a operação de um SFCR (Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede) em altas temperaturas ambientes por longos períodos favorecerá as condições para o aumento da degradação do módulo fotovoltaico, tais como: o aparecimento de pontos quentes, descoloração, delaminação, entre outros, pois a temperatura é responsável pela maioria das reações químicas entre os componentes utilizados na construção dos módulos fotovoltaicos.

Figura 5 - Efeito causado pela variação da temperatura da célula na curva característica IxV (para 1000 W/m²) em um módulo fotovoltaico de silício cristalino.



Fonte: (PINTO GALDINO, 2014)

A degradação do potencial induzido (PID) é outro fator observado mais recentemente com o aumento do número de SFCR. Este é um fenômeno típico de altas tensões aliadas à escolha da polaridade do potencial, além da alta temperatura de operação local e um alto grau de umidade em grande parte do território brasileiro. A degradação pelo efeito de PID, ainda vem sendo estudada, porém as perdas de potência no módulo fotovoltaico podem ser consideradas pequenas.

Apesar de todas as instalações SFCR terem que ser conectados ao ponto de aterramento, e como o isolamento da estrutura metálica e das camadas ativas não são perfeitas, isto pode provocar a diferença de potencial que resulta em correntes de fuga que impactará na eficiência dos módulos fotovoltaicos.

Estudos mais completos e complexos, para verificar o percentual de perda de tensão e conseqüentemente de potência de um determinado módulo fotovoltaico e o tempo de exposição à irradiação dos módulos, estão sendo realizados pelo *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems* na Alemanha.

3 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ANALISADO

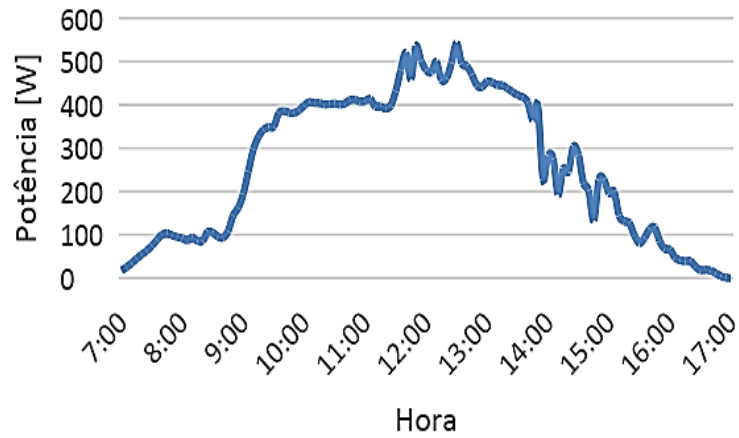
Conforme abordado na seção 2, a maioria dos sistemas de geração solar fotovoltaica instalados no Brasil atualmente, possuem menos de oito anos em operação, o que acaba por limitar análises de degradação de painéis considerando o tempo de vida útil usual de 25 anos. Entretanto, é possível realizar uma avaliação das características de geração de um sistema solar fotovoltaico, monitorando ao longo dos anos em operação, o seu desempenho em atender ao declarado pelo fabricante e possibilitando avaliar, levando em consideração também as condições ambientais, climáticas e físicas do local de instalação, se os painéis se mantêm dentro de suas especificações de fábrica.

A partir de um sistema instalado em 2013, composto por 5 módulos de potência máxima de 250 W e um inversor com potência 1.550 W procedeu-se a coleta dos dados de geração do sistema para um dia típico na cidade do Rio de Janeiro-RJ. A Figura 6 apresenta o gráfico de geração de um dia típico no sistema avaliado, onde é possível observar que a máxima potência de geração é atingida no período compreendido entre 11:00 e 13:00 hs aproximadamente. Estes dados foram retirados do software de monitoramento do inversor.

Os painéis estão na mesma inclinação do telhado da edificação (estimado em 15° para o leste) por questões de adaptação da estrutura. No entanto, é válido ressaltar que nesta instalação, a inclinação ótima seria 22,9°, latitude da cidade do Rio de Janeiro, direcionada para o norte. A Figura 7 apresenta a disposição dos módulos do sistema avaliado.

Segundo as especificações técnicas do fabricante do módulo fotovoltaico, a potência é garantida em até 90% para 12 anos e 85% para até 25 anos de utilização. A Figura 8 ilustra os gráficos de depreciação ao longo dos anos de vida útil do módulo fotovoltaico utilizado, conforme declarado no manual do fabricante.

Figura 6 - Curva de geração para um dia do mês de junho.



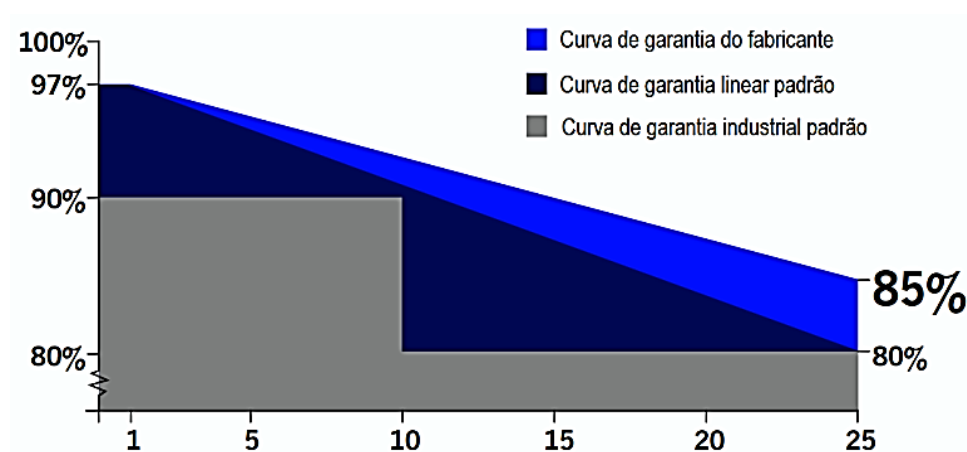
Fonte: Os autores

Figura 7 - Disposição dos módulos do sistema analisado.



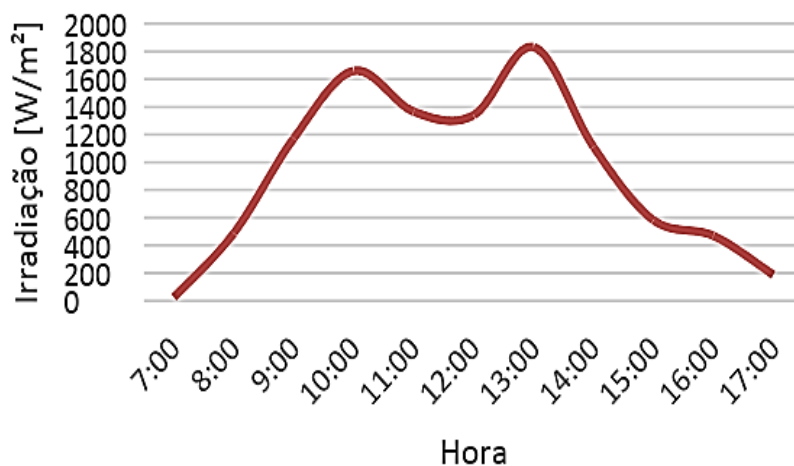
Fonte: Os autores

Figura 8 - Curva de degradação dos módulos, conforme declarado por fabricante



Os dados de irradiação foram coletados da Estação Meteorológica de Superfície no Forte de Copacabana (INMET, 2018). O gráfico da Figura 9 apresenta tais dados para o dia considerado como base neste estudo.

Figura 9 - Curva de irradiação.



Fonte: (INMET, 2018)

Além de a irradiação ter influência na potência gerada pelo painel, a temperatura reduz a eficiência do módulo de maneira que quanto maior a temperatura do painel, menor a potência gerada. A Figura 10 apresenta a leitura de temperatura às 14:47 hs do dia do teste, utilizando um termovisor para registrar os valores encontrados.

Cabe destacar que a termografia é uma ferramenta importante para a avaliação das condições gerais e de pontos defeituosos em painéis fotovoltaicos, uma vez que, elevações de temperatura pontuais em módulos fotovoltaicos são indícios de danos ou defeitos de fabricação, devendo ser detectados em ações de operação e manutenção a serem realizadas periodicamente no sistema fotovoltaico. Desta forma, a termografia pode ser utilizada para detectar possíveis anomalias com base na previsão de dados de inspeção visual, bem como para análise da influência da temperatura na degradação do desempenho de painéis fotovoltaicos.

Figura 10 - Temperatura dos módulos de acordo com a termografia



Fonte: Os autores

Estudos recentes identificaram, por exemplo, que a caixa de junção cria calor que pode afetar o desempenho do módulo e que a diferença entre a temperatura do ponto de acesso e a temperatura ambiente aumenta linearmente em relação à degradação do desempenho do módulo; também foi constatado que a termografia (em especial a aplicação do processo a partir do uso de veículos aéreos não tripulados) pode ajudar a identificar defeitos de forma rápida, sem interromper a geração de energia, o que faz desta técnica um processo eficaz, prático e relevante para inspeção de danos em grandes usinas fotovoltaicas (AGHAEI et al., 2018; GALLARDO-SAAVEDRA; HERNÁNDEZ-CALLEJO; DUQUE-PEREZ, 2019; ISLAM et al., 2019).

As Tabelas 1 e 2 apresentam as características de fábrica dos módulos fotovoltaicos e inversor, respectivamente, instalados no sistema analisado, conforme declarado pelo fabricante.

Tabela 1 Especificações elétricas dos módulos instalados

Especificação Elétrica @STC (Massa de ar 1,5 - 1000W/m² - 25°C)	
Potência Máxima (Pmax)	250 Wp
Tensão Máxima (Vmp)	30,5 V
Máxima Corrente (Imp)	8,26 A
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	38,1 V
Tensão de Curto Circuito (Isc)	8,73 A
Tolerância	0/+5 W
Tensão Máxima do Sistema (Vsys)	1000 W
Eficiência do Módulo	15,12 %

Fonte: Os autores, a partir de informações do fabricante

Tabela 2 - Especificações do inversor instalado no sistema

Entrada (DC)	
Potência DC máx.	1850 W
Tensão DC máx.	400 V
Amplitude de tensão fotovoltaica, MPPT	139 V – 320 V
Corrente máx. de entrada	12,6 A
Número de seguidores MPP	1
Número máximo de <i>strings</i> (paralelo)	2
Saída (AC)	
Potência nominal AC	1550 W
Potência AC máx.	1700 W
Corrente máxima de saída	8,6 A
Tensão nominal AC / amplitude	220 V – 240 V / 180 V – 260 V
Frequência de rede AC (auto-ajustada) / amplitude	50 Hz / 60 Hz / ± 4,5 Hz

Fator de potência ($\cos\phi$)	1
Entrada AC	Monofásica
Grau de rendimento	
Máximo rendimento	93,5%

Fonte: Os autores, a partir de informações do fabricante

4 METODOLOGIA

Durante a vistoria técnica ao Sistema Fotovoltaico realizado em 27/06/2018, foram realizadas medições de temperatura com uma câmera térmica (Figura 10) e, para medição da irradiação do sistema, foram realizadas coletas de dados na Estação Meteorológica de Superfície nas instalações militares no Forte de Copacabana/RJ, e foram extraídos os dados de geração de energia do sistema de monitoramento do inversor do Sistema Fotovoltaico. Estes dados, apresentados na Tabela 3 e Figura 11, foram analisados e comparados com as características declaradas pelo fabricante dos módulos fotovoltaicos (Figura 8 e Tabela 1) e do inversor (Figura 6 e Tabela 2).

Nesta mesma data, foi feita uma inspeção física dos módulos fotovoltaicos, onde não foi constatado nenhum aspecto de corrosão, delaminação ou descoloração.

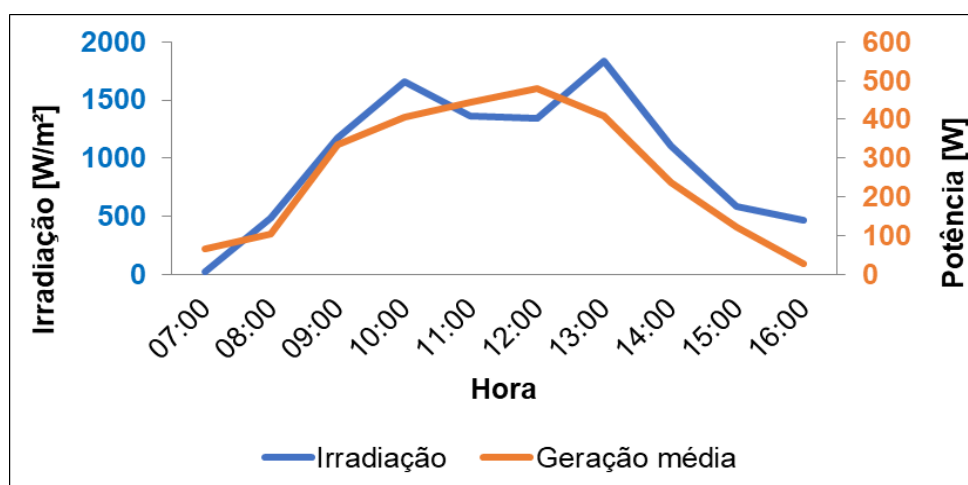
O sistema analisado possui apenas de 5 anos de instalação, estando dentro da garantia de performance do fabricante, estimado em 96%. As condições STC são: Irradiância = 1000W/m², Temperatura do módulo de 25° C, AM (massa de ar) = 1,5.

Tabela 3 – Dados Coletados na estação meteorológica (INMET, 2018) e no Inversor

Data	Hora		Irradiação Inmet	Geração média Inversor
	UTC	Local	(kJ/m ²)	(Pac W med)
27/06/2018	10	07:00	25,17	66,20925
27/06/2018	11	08:00	488,1	104,6798
27/06/2018	12	09:00	1173	335,2186
27/06/2018	13	10:00	1661	404,4138
27/06/2018	14	11:00	1365	444,427
27/06/2018	15	12:00	1339	479,6411
27/06/2018	16	13:00	1834	408,5055
27/06/2018	17	14:00	1110	237,1258
27/06/2018	18	15:00	581,9	120,9018
27/06/2018	19	16:00	469,7	27,28308
27/06/2018	20	17:00	186,8	0

Fonte: Os autores, a partir de dados do INMET, 2018 e do Inversor

Figura 11 – Comparação entre os dados de Irradiação e Geração em 27/06/2018.



Fonte: Os autores, a partir de dados do INMET 2018

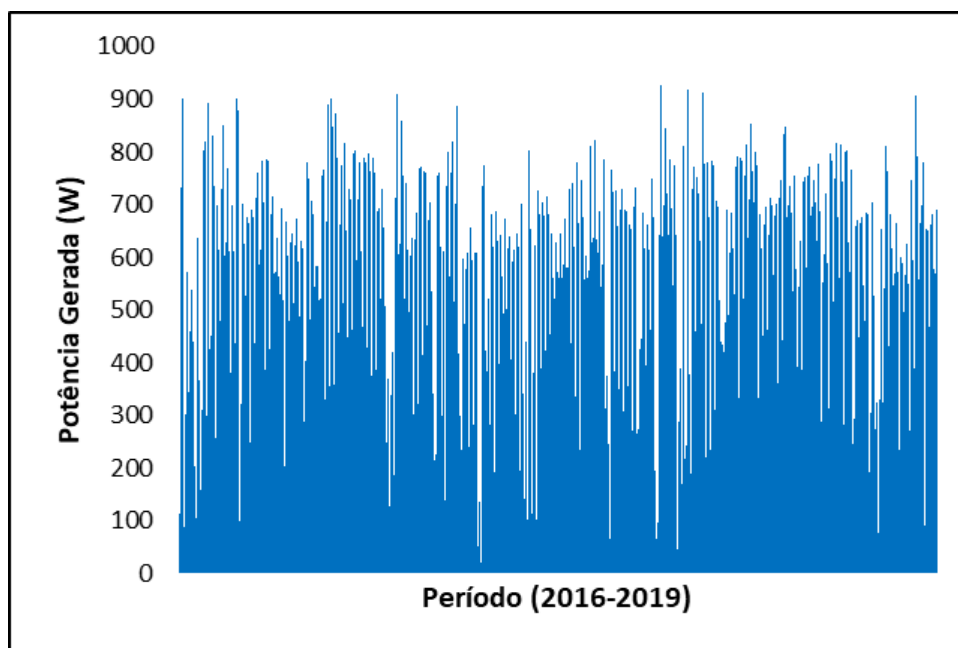
5 ANÁLISE DO HISTÓRICO DE GERAÇÃO DO INVERSOR

Na análise comparativa dos dados históricos disponíveis no sistema de gestão do inversor, foi constatado que a degradação anual do sistema avaliado, está dentro das especificações do fabricante.

A comparação entre a geração de energia (média anual/mensal) projetado deste sistema e os dados históricos disponíveis do sistema (inversor), está dentro do esperado de acordo com as características declaradas pelo fabricante.

O gráfico apresentado na Figura 12, mostra o comportamento histórico da geração do sistema fotovoltaico analisado, durante meses típicos no período de 2016 a 2019 (período em que o sistema esteve em operação até o presente estudo), com registros diários nos horários entre 06:00 h e 18:00 h.

Figura 12 - Comportamento histórico da geração do sistema fotovoltaico analisado.



Fonte: Os autores

Conforme pode ser observado pelo gráfico da Figura 12, nesse período inicial de operação do sistema, os painéis fotovoltaicos mantiveram um padrão de geração sem decaimento considerável ao longo dos anos, mostrando que, para tal período, não houve degradação que invalide as características de

especificação do fabricante. Entretanto é válido ressaltar que tal análise é feita para um sistema com 5 anos de instalação, estando ainda distante do final da vida útil dos módulos, onde as características de degradação estão mais presentes. A análise de desempenho para continuidade do monitoramento das características declaradas de fábrica requer acompanhamento e armazenamento dos dados do sistema ao longo dos anos em operação.

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Para concluir a análise da degradação da eficiência dos módulos fotovoltaicos, identificou-se que é necessário que os sistemas a serem avaliados, devem apresentar dados históricos, tais como medições iniciais, data de instalação, bem como preservação dos dados de geração mensal e anual devidamente armazenados em arquivos identificados.

Durante a pesquisa para a elaboração deste trabalho, constatou-se que a degradação dos módulos fotovoltaicos, tem predominância na degradação por delaminação, descoloração e corrosão, isto devido às condições climáticas do Brasil, como temperatura e umidade.

Os dados de irradiação dos sistemas disponíveis (*Sundata / Swera*), são médias mensais, e não diários, o que não serve para uma análise dia a dia.

Quanto aos métodos de medição de irradiação, existem atualmente diversos aplicativos para dispositivos móveis (*smartphones*) com propostas de acessibilidade e praticidade para projetos de sistemas fotovoltaicos, conforme é abordado por estudos comparativos recentes (KIRIŞ; BINGÖL; UÇAR, 2017; TARIGAN, 2020). Neste trabalho foi utilizado, para fins de teste, um aplicativo com esta proposta de aplicabilidade a sistemas fotovoltaicos, no entanto, foi possível observar que tal aplicativo de medição de irradiação apresentou erros grosseiros nos resultados medidos, levando à conclusão de que tais aplicativos devem ser utilizados com cautela para fins de estudos prévios e não devendo ser utilizados para projetos ou auditoria de sistemas.

Nas entrevistas realizadas com fabricantes e integradores, a constatação foi que, para aferir a potência gerada de um módulo fotovoltaico após um determinado tempo de instalação e operação, deve ser retirado por amostragem, um determinado módulo do sistema, e fazer as medições em laboratório, comparando com as especificações iniciais do fabricante e do projeto, simular a irradiação de um determinado horário e os primeiros dados do histórico do inversor.

Também foi identificado que os fabricantes estão investindo fortemente nos processos de fabricação, aumentando a eficiência e qualidade dos módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente reduzindo a degradação anual para percentuais próximos a 0,4% ao ano, garantindo a geração de potência mínima para 50 anos.

É importante recomendar a manutenção preventiva dos sistemas de geração de energia fotovoltaica para minimizar os efeitos externos, como a corrosão, por exemplo.

Destaca-se que pelo menos 80% dos painéis instalados no Brasil, apresentam apenas 4 anos em operação.

Como recomendação para os órgãos responsáveis pela regulação e homologação dos sistemas fotovoltaicos, principalmente os módulos fotovoltaicos e inversores, sugere-se que sejam revistos os padrões mínimos, para que os consumidores possam instalar sistemas de geração distribuída fotovoltaica de maior duração e com maior nível de produção de energia.

Para um acompanhamento mais próximo da condição real dos módulos, é importante que rotinas de extração de dados dos inversores sejam implementadas e que ações de manutenção sejam realizadas e acompanhadas por medição de performance, indicando se a ação foi efetiva ou não. Identificam-se dentro os produtos ofertados ao mercado sistemas de acompanhamento móvel, mas estes dados devem possuir sistema próprio de armazenamento e um sistema de gestão que propicie uma análise crítica dos dados obtidos.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia solar. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>>. Acesso em: 24 nov. 2020.
- AGHAEI, M. et al. Fault Inspection by Aerial Infrared Thermography in A PV Plant After A Meteorological Tsunami. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, Gramado, 2018.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>, Acesso em :12 jun. 2018.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, **Resolução Normativa No 481**. 2012.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, **Resolução Normativa No 687**. 2015.
- ANEEL² - Agência Nacional de Energia Elétrica, **Resolução Normativa No 482**. 2012.
- DNV - Det Norske Veritas, **GL 2018 PV Module Reliability Scorecard Report**. 2018.
- Fraunhofer-Gesellschaft. **Photovoltaics-Report Fraunhofer ISE**. 2019.
- GALLARDO-SAAVEDRA, S.; HERNÁNDEZ-CALLEJO, L.; DUQUE-PEREZ, O. Analysis and characterization of PV module defects by thermographic inspection. Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia, n. 93, p. 92–104, 23 ago. 2019.
- IEA – International Energy Agency, **A Snapshot of Global PV**. 7a Edição, 2009. Disponível em: <https://www.iea-pvps.org>.
- INMET - Instituto Nacional de Meteorologia. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>> 2018.

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, **Atlas Brasileiro de Energia Solar**, 2ª Edição, 2018.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. **Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation – Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge University Press, 2012.

IRENA – International Renewable Energy Agency, **Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2019**. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jun/IRENA_RE_Jobs_2019-report.pdf>, Acesso em: 20 abr. 2019.

ISLAM, M. et al. Infrared Thermography Based Performance Analysis of Photovoltaic Modules. 2019 International Conference on Energy and Power Engineering (ICEPE). Anais... In: 2019 INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENERGY AND POWER ENGINEERING (ICEPE). Dhâka, Bangladesh: IEEE, mar. 2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8726565/>>. Acesso em: 27 ago. 2020

KIRIŞ, B.; BINGÖL, O.; UÇAR, M. H. B. Photovoltaic Panel Simulation Using a Mobile Application. **Acta Physica Polonica A**, v. 132, n. 3– II, p. 922–925, set. 2017.

National Renewable Energy Laboratory - NREL. Disponível em: <https://www.nrel.gov>, Acesso em: 12 jun. 2018.

PINTO, J.T.; GALDINO, M.A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**, CEPTEL-CRESESB, mar. 2014.

SOUZA, D.C.R. et al. Analysis of payback time in Photovoltaic Systems: Case Study with two projects. **International Journal of Environmental Planning and Management**, v.5, p.51-58, 2019.

TARIGAN, E. **Review of Solar Photovoltaic Android-Based Applications for Smartphone and Tablet**. 2020 3rd International Conference on Mechanical, Electronics, Computer, and Industrial Technology (MECnIT). **Anais...** In:

2020 3RD INTERNATIONAL CONFERENCE ON MECHANICAL, ELECTRONICS, COMPUTER, AND INDUSTRIAL TECHNOLOGY (MECNIT). Medan, Indonésia: IEEE, jun. 2020 Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9166648/>>. Acesso em: 27 ago. 2020

VALE, A.M. et al. Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program “Minha Casa Minha Vida”. **Energy Policy**, v.108, p.292-298, 2017. doi: 10.1016/j.enpol.2017.06.001.

Enviado em: 02 nov. 2019

Aceito em: 06 dez. 2020

Editores responsáveis: Bianca Neves Machado / Mateus das Neves Gomes