

O IMPACTO DE ERROS DE MEDIÇÕES DE SENSORES DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS EM ENSAIOS DE CERTIFICAÇÃO ACREDITADOS PELO INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO).

Murilo Lucher da Silveira 1¹, Andrei da Cunha Lima 2¹, Miréli Binder Vendruscolo 3¹, Anderson Luis do Nascimento Severo 4¹, Viviane Anziliero Antunes 5¹, Messias de Lara Teixeira 6¹, Izabeli Ferrari Libraga 7¹, Leandro Michels 8¹

¹Universidade Federal de Santa Maria, murilo.lucher@acad.ufsm.br

RESUMO

Este artigo explora o impacto crítico dos erros de medição de sensores de tensão e corrente durante ensaios de inversores fotovoltaicos conduzidos no laboratório de ensaios fotovoltaicos do Instituto de Redes Inteligentes (INRI) da UFSM. Será investigado como tais erros podem afetar a certificação dos inversores, comprometendo a conformidade com as normas estabelecidas pelo Inmetro. Por meio desta análise, busca-se destacar a importância da precisão nas medições de sensores em ensaios de inversores fotovoltaicos e enfatizar a relevância das regulamentações do Inmetro na garantia de que sistemas de energia solar no Brasil atendam aos mais altos padrões de desempenho e segurança.

Palavras-chave: Inversores Fotovoltaicos. Sensores. Metrologia. Precisão. Qualidade de Energia.

1. INTRODUÇÃO

A crescente demanda por fontes de energia limpa e sustentável tem impulsionado a adoção global de sistemas de energia solar. No centro desses sistemas, encontram-se os inversores fotovoltaicos que desempenham um papel crucial, convertendo a corrente contínua (CC) gerada pelos painéis solares em corrente alternada (CA), tornando-a compatível com o sistema elétrico convencional (BITENCOURT et al., 2021).

A eficiência e a confiabilidade das operações dos sistemas fotovoltaicos (PV) estão intrinsecamente ligadas ao controle eficaz dos dispositivos eletrônicos que os conectam à rede elétrica. Um dos métodos mais empregados para a conexão de um sistema PV é o uso do conversor elevador (Boost) CC-CC, o qual está acoplado a um conversor CC-CA (inversor) por meio de um barramento CC, que possui a função primária de desacoplar o estágio CC-CA do

CC-CC. Este conversor CC-CC controla estrategicamente seus interruptores para otimizar a extração máxima de potência, usando algoritmos conhecidos como MPPT (algoritmos de rastreamento do ponto de potência máxima) (ELKHATEB et al., 2014). Na literatura existem diversos métodos de controle MPPT, dentre aos clássicos estão: condutância incremental, razão cíclica constante, tensão constante e perturbação e observação (LOBATO, 2015).

O conversor CC-CA é responsável por converter a energia CC em CA para uso residencial ou injeção na rede elétrica. Para realizar essa conversão de maneira eficaz, ele controla os pulsos de comutação dos interruptores. Um dos principais métodos para controlar o inversor visa manter a tensão do barramento CC em um valor constante. Isso é alcançado através da variação da corrente injetada na rede elétrica, o que possibilita o ajuste do fluxo de energia entre os lados CC e CA do inversor. Contudo, a eficácia do controle MPPT depende diretamente da precisão das medições de tensão e corrente do conjunto PV, assim como da corrente entre a saída do inversor e a rede. Falhas nos sensores responsáveis por essas medições podem resultar em sinais de controle imprecisos e comprometer o desempenho do sistema PV (SAHA et al., 2020).

Em vista disso, é importante destacar que qualquer falha nos dispositivos associados a um sensor de corrente e tensão resultará em imprecisões nas medições. É relevante notar que essas falhas são eventos imprevisíveis e podem ocorrer devido a diversos fatores, como o envelhecimento dos dispositivos, condições climáticas adversas, manuseio inadequado e outros. Esses fatores têm o potencial de contribuir de maneira significativa para o mau funcionamento do sensor e, conseqüentemente, para o grau de erros nas medições (SAHA et al., 2020).

Para garantir a segurança, confiabilidade, qualidade e desempenho dos componentes na Geração Distribuída (GD), regulamentações foram estabelecidas no Brasil, notavelmente pela Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) 1000/2021, que exige testes e conformidade com normas técnicas ou registro no Inmetro para inversores. Duas portarias, a 140 (em vigor) e a 004 (aguardando revogação), detalham critérios técnicos e procedimentos para certificação de inversores fotovoltaicos. Vale ressaltar que um dos laboratórios autorizados a realizar esses testes e certificações é o Instituto de Redes Inteligentes (INRI) da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM).

Nesse contexto, este artigo analisa e compara resultados de 4 amostras de inversores, através dos dados obtidos pelo analisador de energia ZIMMER LMG 670, calibrado periodicamente, com os dados obtidos via aplicativo ou IHM/Display, obtidos a partir dos sensores internos dos inversores. Alguns casos mostram diferenças significativas entre as medições do analisador e os valores dos sensores internos dos inversores, o que prejudica tanto a rede elétrica quanto à conformidade dos ensaios realizados.

2. FALHAS EM SENSORES DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS

A IEC 61724 (2021) apresenta diretrizes para análise e monitoramento do desempenho de inversores fotovoltaicos. A precisão dos sensores de tensão e corrente, incluindo o condicionamento de sinal, deve ser superior a 1%. Em relação a potência, pode ser medida diretamente por meio de sensores de potência ou calculado em tempo real com valores amostrados de tensão e corrente. Os sensores de potência no lado CA levam em consideração o fator de potência e distorção harmônica. A potência de entrada CC em sistemas independentes pode ter uma considerável ondulação CA. Por norma, a precisão dos sensores de potência, incluindo sinal condicionamento, deve ser superior a 2% (TRIKILAHIANI; ABDELGHANI; SLAMA-BELKHODJA, 2018).

As imprecisões nas medições resultam, em grande parte, de falhas nos dispositivos dos sensores utilizados. Entre essas falhas, os problemas nos transformadores de corrente, frequentemente empregados em conjunto com os sensores de corrente e os dispositivos de aquisição de dados para medir a corrente enviada à rede, são uma das principais causas das medições imprecisas de corrente. A precisão dos transformadores de corrente é avaliada por meio de erros compostos, que incluem discrepâncias entre as correntes secundárias ideais e as reais do transformador, abrangendo erros de magnitude, fase e harmônicos.

No contexto das imprecisões nas medições de tensão e corrente do lado CC do sistema fotovoltaico (PV), as principais falhas estão associadas ao mau funcionamento dos dispositivos dos sensores e dos dispositivos de aquisição de dados. Além disso, danos físicos nos conectores ligados aos componentes dos sensores de corrente e tensão também podem resultar em erros de medição (Saha *et al.*, 2018).

O diagnóstico preciso e a previsão do mau funcionamento de sensores representam um desafio significativo, dificultando a garantia de operações resilientes nos controles MPPT

para sistemas PV. A literatura existente, focada em MPPTs para sistemas fotovoltaicos, não aborda adequadamente a resiliência contra falhas de sensores. As abordagens atuais de diagnóstico de falhas para sistemas PV concentram-se em desgaste físico, sujeira e degradação dos componentes, negligenciando o mau funcionamento dos sensores. As abordagens que se baseiam em observadores apresentam limitações ao lidar com as falhas de sensores, já que seu enfoque principal se restringe à detecção e classificação dessas falhas, deixando de proporcionar a mitigação e a resiliência necessárias (CHOUDEUR; SILVESTRE, 2010) (CHAO; HO; WANG, 2008) (SAHA et al., 2020).

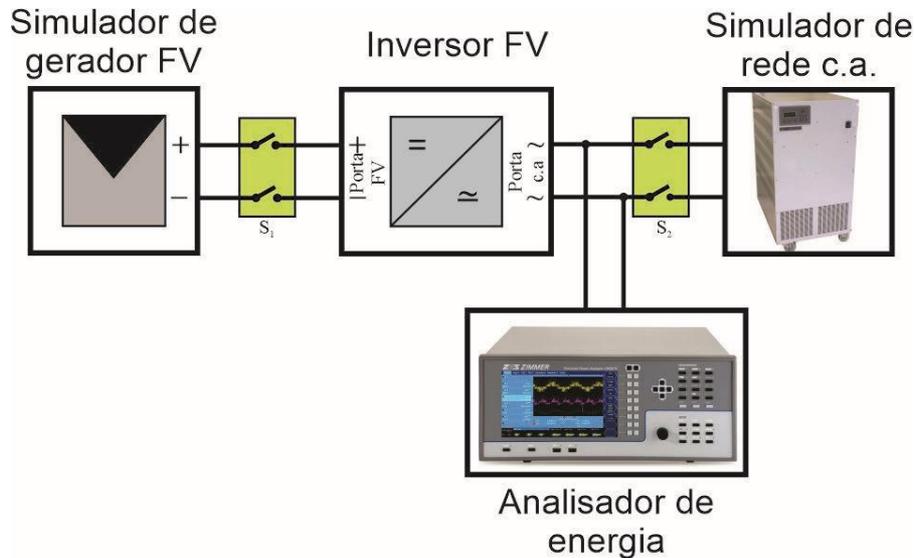
Assim, destaca-se a importância da precisão nas medições de tensão e corrente nestes dispositivos, uma vez que erros de medições podem apresentar impacto na eficiência e na confiabilidade dos sistemas fotovoltaicos. A imprecisão dessas medidas pode causar erro na conformidade dos Equipamentos sob Ensaio (ESE) e impactar na qualidade de energia elétrica injetada na rede, conforme demonstra os ensaios referentes a injeção de componente C.C., distorções harmônicas totais, fator de potência, variação de tensão e variação de frequência, segurança (anti-ilhamento) e requisitos de suportabilidade a distúrbios sistêmicos.

3. BANCADA DE ENSAIOS E EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO

A Figura 1 apresenta o circuito proposto pela portaria 140 (2022) para realizar os ensaios dos inversores. A norma ABNT NBR 16150 (2013), estabelece os procedimentos de ensaios para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema FV e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da ABNT NBR 16149 (2013). Esta norma se aplica aos conversores estáticos utilizados em sistemas FV de conexão à rede elétrica (inversores) e aos outros componentes utilizados na interface com a rede.

O ZIMMER LMG 670 é utilizado para realizar as medidas elétricas de entrada e saída, tais como tensão, corrente, potência, fator de potência, frequência, dentre outras. Para garantir a precisão e confiabilidade dessas medições, é necessário realizar a calibração do equipamento, a fim de assegurar a rastreabilidade das medidas realizadas (FIGUEIRA, 2016).

Figura 1. Bancada de ensaios FV



4. ENSAIOS AFETADOS POR IMPRECIÇÕES DE MEDIDAS

Medições imprecisas de corrente e tensão podem causar diversos problemas para a operação do inversor. No lado CC, por exemplo, um problema pode ser a redução da eficiência de absorção e conversão da radiação solar, pelo do mau rastreamento do MPPT, o qual determina a tensão e corrente de operação do equipamento. Por outro lado, no lado CA, se houver leituras incorretas da rede elétrica, o inversor pode operar de forma inadequada, o que inclui a possibilidade de desconexão da rede ou a não ativação das configurações de operação programadas. A seguir, serão listados alguns testes diretamente relacionados às variações de tensão na rede CA, citados na portaria 140 do INMETRO.

a) Medição do fator de potência com curva do FP na porta de conexão à rede

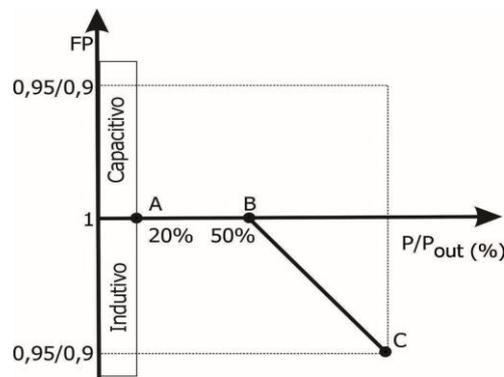
Este ensaio é aplicado para inversores com uma potência nominal superior a 3 kW, nos quais é essencial que operem de acordo com a curva mostrada na Figura 2. A variação do fator de potência está diretamente relacionada à quantidade de potência ativa injetada na rede elétrica.

O fator de potência é adaptável de acordo com a faixa de potência do inversor. Para inversores com potência nominal superior a 3 kW e igual ou inferior a 6 kW, o fator de potência pode variar entre 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo. No caso de equipamentos com potência acima de 6 kW, o fator de potência pode variar entre 0,90 indutivo e 0,90 capacitivo.

É relevante observar que a ativação da curva de fator de potência deve ocorrer quando a tensão da rede CA ultrapassar 104% da sua tensão nominal, o que corresponde a 132,08 V para redes com tensão nominal de 127V e 228,8V para redes com tensão nominal de 220V.

Neste caso, se o equipamento realizar a leitura de tensão da rede abaixo do valor real, a curva pode não ser ativada, levando a uma não conformidade no ensaio.

Figura 2. Curva de fator de potência



b) Medição da tensão de desconexão por sub/sobretensão na porta de conexão à rede

O objetivo do ensaio é medir o limite superior e inferior de tensão da rede com o qual ocorre a desconexão do ESE da rede elétrica. Os limites de aprovação e tolerância nestes dois ensaios são mostrados na Tabela 1 abaixo. A operação do inversor dentro dos limites de tensão da rede é crucial para garantir a segurança e confiabilidade do equipamento, bem como ser um aliado na estabilidade da rede elétrica ao manter-se operando em ampla faixa de tensão.

Tabela 1. Limites de tensão para desconexão de inversores fotovoltaicos da rede

Ensaio	Limite de Tensão	Tolerância	Faixa de aprovação em rede 220V
Sobretensão	112%	±2%	110 a 114% (242 a 250,8 V)
Subtensão	80%	±2%	78 a 82% (171,6 a 180,4 V)

Acerca da leitura de corrente, esta impacta diretamente na potência que o inversor injeta na rede elétrica. De modo abrangente, o cálculo da potência na porta CA é realizado a partir das medidas obtidas por ambos os sensores, porém quanto se faz necessário variar a potência, o inversor realiza a limitação da corrente na porta de conexão à rede para obter diferentes níveis de potência. A tolerância, de modo geral, permitida pela portaria é de $\pm 2,5\%$ da potência nominal para que o equipamento possa ser considerado conforme.

c) Medição da suportabilidade à sobrecarga nas portas fotovoltaicas

Neste teste, o inversor é submetido a sobrecarga na(s) porta(s) fotovoltaica(s) durante o período de 90 minutos e, ao longo de todo o tempo de ensaio, a potência medida na porta CA deve ser igual ao valor nominal do equipamento com tolerância de $\pm 2,0\%$.

d) Medição da detecção e interrupção diante a falhas de isolamento nas portas fotovoltaicas

Antes de estabelecer a conexão com a rede elétrica, o inversor fotovoltaico deve realizar uma verificação da resistência entre os terminais PV e o terra, assegurando que essa resistência seja superior ao limite estabelecido pela fórmula a seguir. Caso contrário, o inversor deve informar uma falha de isolamento e não deve se conectar a rede

$$R_{pv,t} = \frac{V_{cc,max}}{30mA}$$

Neste ensaio, é comum a utilização de um sensor de corrente dedicado, calibrado para a faixa de miliamperes, para efetuar a medição da corrente entre o terminal PV e a terra. Essa medida é crucial para evitar desconexões inadequadas que poderiam ocorrer devido a possíveis erros de leitura.

e) Medição do fator de potência fixo na porta de conexão à rede

Os inversores conectados à rede têm a capacidade de gerar potência reativa, ajustando a fase da corrente elétrica para criar componentes indutivos ou capacitivos. Essa capacidade é controlada pelo sistema de controle da corrente de saída do inversor, que age como uma fonte de corrente controlada. O software de controle do inversor permite modular a amplitude e a fase da corrente conforme a potência ativa ou reativa desejada na saída.

Embora o recurso de injeção de fator de potência dos inversores não substitua bancos de capacitores, ele é útil para ajustar a potência reativa, melhorando o fator de potência e auxiliando no controle de tensão e frequência em redes elétricas de baixa capacidade,

conhecidas como redes fracas. Essas redes podem incluir sistemas de distribuição em locais remotos com alta impedância ou micro-redes autônomas.

Neste ensaio, medem-se a potência e o fator de potência do inversor em condições resistivas, capacitivas e indutivas, obedecendo às tolerâncias da norma. O fator de potência deve estar em conformidade com a faixa de operação determinada pela potência nominal do inversor.

Para inversores com potência nominal menor que 3 kW, por padrão, o ESE deve sair de fábrica com o FP unitário, com tolerância de trabalho na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo, quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20%. Adicionalmente, para inversores com potência nominal maior que 3 kW e igual ou inferior a 6 kW, o ajuste do FP pode ser disponibilizado como uma opção, variando entre 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo. Para equipamentos com potência nominal acima de 6 kW, o ajuste do FP fica entre 0,90 indutivo e 0,90 capacitivo.

f) Medição da injeção ou demanda de potência reativa na porta de conexão à rede

A variação de potência reativa do inversor é uma característica exigida para equipamentos acima de 6kW de potência nominal. Nestes casos, o equipamento deve ser capaz de operar com potência reativa igual a 48,43% da potência ativa de ensaio, equivalente a FP igual a 0,9, na configuração capacitiva e indutiva, em diversas faixas de potência de operação.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A fim de realizar uma comparação entre as medidas do ZIMMER LMG 670 e as medidas observadas nos inversores via aplicativo ou IHM/Display, realizou-se uma coleta de dados de potência, corrente e tensão de 4 amostras de inversores de diferentes faixas de potência. Foram coletados os dados variando a tensão CC dos inversores nas faixas mínima, nominal e máxima. As amostras escolhidas apresentam potências nominais de 5kW e 6kW com duas entradas PVs e 7kW e 9kW com três entradas PVs. Com a coleta desses dados, pode-se calcular o percentual de desigualdade entre as medidas do analisador de energia e declaradas pelo ESE. É importante destacar que se assume como referência as medidas coletadas através do ZIMMER LMG 670, visto que o equipamento é de alta precisão e é submetido a calibração anualmente.

A Tabela 2 mostra as medidas obtidas da Amostra 1, cuja potência nominal declarada é de 5kW. São expostas medidas de tensão, corrente e potência tanto para o lado CC do inversor quanto para o lado CA. Conforme descrito anteriormente, medidas de tensão e corrente apresentam 1% de tolerância, já medidas de potência possui 2% de tolerância.

Tabela 2. Dados obtidos de uma amostra de inversor de 5kW com duas entradas PVs

Amostra 1 - Potência nominal: 5kW						
Medidas do ZIMMER LMG 670						
Parâmetros	Vmppt min		Vmppt nom		Vmppt máx	
	PV1	PV2	PV1	Pv2	PV1	PV2
Vcc (V)	192,004	190,577	368,554	361,723	495,985	486,98
Icc (A)	13,3668	13,5467	6,8894	7,088	5,1001	5,27
Pcc (W)	5148,1685		5103,0086		5095,9577	
Vca (V)	223,179		221,212		221,208	
Ica (A)	21,7691		22,1098		22,0596	
Pca (W)	4856,8		4889,2		4877,8	
Medidas declaradas pelo ESE						
Parâmetros	Vmppt min		Vmppt nom		Vmppt máx.	
	PV1	PV2	PV1	Pv2	PV1	PV2
Vcc (V)	195,4	195,9	374	366	501	492,5
Icc (A)	13,17	13,63	6,75	7,17	5,02	5,31
Pcc (W)	5243,535		5148,72		5130,195	
Vca (V)	224,6		222,3		222,8	
Ica (A)	22,17		22,5		22,4	
Pca (W)	5038		5056		5057	
Percentual de desigualdade (ZIMMER LMG 670 como referência) (%)						
Parâmetros	Vmppt min		Vmppt nom		Vmppt máx	
	PV1	PV2	PV1	Pv2	PV1	PV2
Vcc (V)	1,738	2,7172	1,4561	1,1686	1,001	1,12081
Icc (A)	-1,4943	0,6112	-2,0652	1,1437	-1,5956	0,7533
Pcc (W)	1,8187		0,8878		0,6674	
Vca (V)	0,6327		0,4894		0,7145	
Ica (A)	1,8083		1,7342		1,5196	
Pca (W)	3,5967		3,2991		3,5436	
Erro percentual em relação a potência nominal declarada						
Potência CA (W)	2,864		2,216		2,444	

Para uma análise precisa e coerente, fez-se a mesma coleta de dados para as demais amostras, na qual o percentual de desigualdade de potência de saída entre as medidas obtidas

através do ZIMMER LMG 670 e as medidas declaradas pela amostra são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3. Dados obtidos de uma amostra de inversor de 5kW com duas entradas PVs

Percentual de desigualdade de Potência CA (ZIMMER LMG 670 como referência) (%)			
Amostra	Vmppt min	Vmppt nom	Vmppt máx
1 (5kW)	3,5967	3,2991	3,5436
2 (6kW)	0,7132	0,4859	-0,7547
3 (7kW)	0,7924	1,058	0,5281
4 (9kW)	0,5633	0,1018	0,3195

Pode-se observar que a Amostra 1 apresentou o maior percentual de desigualdade para as três condições de tensão de MPPT em relação aos valores obtidos pelo analisador de energia. Esse percentual de desigualdade acarretou na desconformidade da amostra para a realização dos ensaios. As demais amostras encontram-se dentro da tolerância disposta nas normas citadas anteriormente.

Na Tabela 4 são apresentados os erros percentuais dos valores medidos pelo ZIMMER LMG 670 em relação a potência nominal declarada pelos fabricantes dos equipamentos.

Tabela 4. Dados obtidos de uma amostra de inversor de 5kW com duas entradas PVs

Erro percentual em relação a potência nominal declarada (%)			
Amostra	Vmppt min	Vmppt nom	Vmppt máx
1 (5kW)	2,864	2,216	2,444
2 (6kW)	3,013	2,3766	1,21
3 (7kW)	2,2971	1,8957	1,38
4 (9kW)	1,6322	1,2177	1,13

As amostras 1 e 2 excedem a tolerância de $\pm 2\%$ das normas de conformidade para faixas de tensão de MPPT mínima e nominal. Além disso a amostra 1 também mostrou-se em desconformidade para a faixa de tensão de MPPT máxima. A amostra 4 foi a única a apresentar valores em conformidade com as medidas do analisador de energia e com a tolerância da norma. Assim, a amostra 4 foi a única a apresentar possibilidade da emissão de certificação autorizada pelo INMETRO. Após a análise dessas amostras em conjunto com outras não apresentadas neste artigo, pode-se afirmar que o problema dos equipamentos está a nível da calibração dos sensores internos ou dos dispositivos de aquisição de dados.

6. CONCLUSÃO

Em síntese, os ensaios conduzidos revelaram erros de medição significativos nos equipamentos em avaliação quando operados em conformidade com as condições nominais especificadas em seus *datasheets*. Essas desigualdades foram claramente observadas em relação aos valores declarados pelos dispositivos. A análise cuidadosa desses resultados, considerando a calibração regular do analisador de energia e sua conformidade com as normas estabelecidas, aponta inequivocamente para a origem dos problemas de medição nos próprios equipamentos sob teste. Além de todo o cuidado com a calibração do equipamento de referência, durante os ensaios é possível acessar aos parâmetros dos equipamentos configurados via aplicativo ou IHM/Display, assim pode-se constatar que os problemas citados durante o artigo estão relacionados a calibração dos sensores internos dos equipamentos ou pela falha de algum dispositivo de aquisição de dados. Essas constatações sublinham a importância crítica da precisão e confiabilidade das medições em sistemas de energia, enfatizando a necessidade contínua de aprimorar e manter os padrões de qualidade dos dispositivos utilizados na geração e monitoramento de energia, a fim de assegurar o desempenho eficiente e seguro desses sistemas em constante evolução.

7. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao INCTGD, CAPES, CNPq e à FAPERGS pelo apoio financeiro recebido para o desenvolvimento deste trabalho. O presente trabalho foi realizado com o apoio da INCTGD e suas agências financiadoras (processo CNPq 465640/2014-1, processo CAPES nº. 23038.000776/2017-54 e FAPERGS 17/2551-0000517-1) e CAPES-PROE.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL No 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021(*)**. Dez. 2021. Acesso em 08 Nov. 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>

ABNT NBR 16149:2013. **Sistemas fotovoltaicos (FV) Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**, 2013.

ABNT NBR 16150:2013. **Sistemas fotovoltaicos (FV) Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição Procedimento de ensaio de conformidade**, 2013.

BITENCOURT, I. A. B. d. et al. **Avaliação do desempenho de recursos energéticos distribuídos conectados à rede sob diferentes condições de impedância de rede.** Universidade Federal de Santa Maria, 2021.

CHAO, K.-H.; HO, S.-H.; WANG, M.-H. **Modeling and fault diagnosis of a photovoltaic system.** Electric Power Systems Research, Elsevier, v. 78, n. 1, p. 97–105, 2008.

CHOUDEH, A.; SILVESTRE, S. **Automatic supervision and fault detection of pv systems based on power losses analysis.** Energy conversion and Management, Elsevier, v. 51, n. 10, p. 1929–1937, 2010.

ELKHATEB, A. et al. **Dc-to-dc converter with low input current ripple for maximum photovoltaic power extraction.** IEEE Transactions on Industrial Electronics, IEEE, v. 62, n. 4, p. 2246–2256, 2014.

FIGUEIRA, H. H. (2016), **Sistema automatizado para ensaio de inversores fotovoltaicos conectados à rede em acordo com normatização brasileira,** Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, p. 156.

IEC 61724, International Electrotechnical Commission. **IEC 61724-1: Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring.** 2021.

PORTARIA 004, I. **Regulamento Técnico da Qualidade e os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos.** [S.l.: s.n.], 2011. 59 p.

PORTARIA 140, I. **Regulamento Técnico da Qualidade e os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos.** [S.l.: s.n.], 2022. 122 p.

SAHA, S. et al. **Sensor fault resilient control approach for grid connected photovoltaic systems.** In: IEEE. 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). [S.l.], 2018. p. 1–5.

SAHA, S. et al. **Diagnosis and mitigation of voltage and current sensors malfunctioning in a grid connected pv system.** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Elsevier, v. 115, p. 105381, 2020.

TRIKI-LAHIANI, A.; ABDELGHANI, A. B.-B.; SLAMA-BELKHODJA, I. **Fault detection and monitoring systems for photovoltaic installations: A review.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, v. 82, p. 2680–2692, 2018.