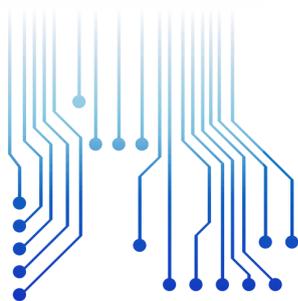


CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal
de Campina Grande

Luan Bitencourt Bastos



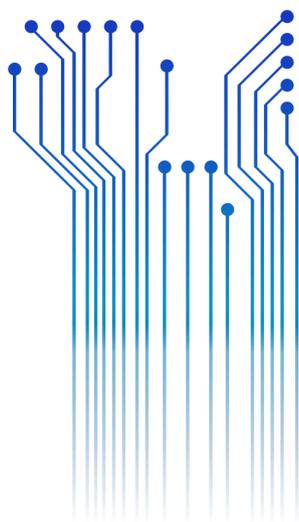
Centro de Engenharia
Elétrica e Informática

PROPOSTA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ANÁLISE COMPARATIVA DAS NORMAS E REGULAMENTOS PARA
INVERSORES E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE:
BRASIL EM PERSPECTIVA INTERNACIONAL



Departamento de
Engenharia Elétrica



Campina Grande
2024

Luan Bitencourt Bastos

PROPOSTA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
ANÁLISE COMPARATIVA DAS NORMAS E REGULAMENTOS PARA INVERSORES
E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE: BRASIL EM
PERSPECTIVA INTERNACIONAL

*Proposta de Trabalho de Conclusão de Curso
submetido à Coordenação do Curso de
Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande como
parte dos requisitos necessários para a obtenção
do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrônica de Potência

Prof. Montiê Alves Vitorino
Orientador

Luan Bitencourt Bastos
Aluno

Campina Grande
2024

RESUMO

A busca por energias limpas e sustentáveis como é o caso da energia solar têm conquistado espaço devido ao baixo impacto ambiental frente ao uso de combustíveis fósseis. No Brasil existem algumas normas e regulamentos responsáveis por garantir a segurança e qualidade dos sistemas fotovoltaicos. O presente trabalho propõe uma revisão bibliográfica comparativa entre tais normas e regulamentos brasileiros, sendo elas a ABNT NBR 16149:2013 e Regras e Procedimentos de Distribuição (PRODIST), módulo 3 e 8 da ANEEL, relacionados a inversores e sistemas fotovoltaicos conectados à rede e as normas europeia IEC 61727:2004 e americana IEEE 1547:2018 buscando identificar similaridades e diferenças entre os requisitos técnicos adotados. As normas abordam aspectos como a limitação de injeção de corrente contínua, distorção harmônica, cintilação, fator de potência e injeção de potência reativa em sistemas fotovoltaicos. Com relação a limitação de injeção de corrente contínua a ABNT NBR 16149, IEEE 1547 e IEC 61727 estabelecem limites para a corrente contínua injetada na rede, já a IEC 61727 permite valores superiores aos da IEEE 1547 e ABNT 16149. Todas as normas recomendam distorção harmônica total seja inferior a 5%. Para cintilação a ABNT NBR 16149 especifica limites conforme as normas IEC 61000, enquanto a IEEE 1547 define intervalos de monitoramento para cintilação de curto e longo prazo. Para fator de potência e potência reativa a IEEE 1547 estabelece diretrizes detalhadas para controle do fator de potência e potência reativa, enquanto a IEC 61727 exige um fator de potência superior a 0,92 indutivo para inversores carregados a pelo menos 50% e a NBR 16149 da ABNT determina que sistemas com potência ativa injetada superior a 20% da potência nominal do inversor devem operar dentro de faixas específicas de fator de potência.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos, Normas, inversores

ABSTRACT

The search for clean and sustainable energy, such as solar energy, has gained ground due to its low environmental impact compared to the use of fossil fuels. In Brazil, there are a number of standards and regulations responsible for ensuring the safety and quality of photovoltaic systems. This paper proposes a comparative bibliographic review of these Brazilian standards and regulations, namely ABNT NBR 16149:2013 and ANEEL's Distribution Rules and Procedures (PRODIST), modules 3 and 8, relating to inverters and photovoltaic systems connected to the grid, and the European IEC 61727:2004 and American IEEE 1547:2018 standards, seeking to identify similarities and differences between the technical requirements adopted. The standards address aspects such as direct current injection limitation, harmonic distortion, flicker, power factor and reactive power injection in photovoltaic systems. With regard to limiting the injection of direct current, ABNT NBR 16149, IEEE 1547 and IEC 61727 set limits for the direct current injected into the network, while IEC 61727 allows higher values than IEEE 1547 and ABNT 16149. All the standards recommend total harmonic distortion of less than 5%. For flicker, ABNT NBR 16149 specifies limits in line with IEC 61000 standards, while IEEE 1547 defines monitoring intervals for short- and long-term flicker. For power factor and reactive power, IEEE 1547 establishes detailed guidelines for controlling power factor and reactive power.

Keywords: Photovoltaic systems, Standards, Inverters

Sumário

1 INTRODUÇÃO	4
1.1 Objetivo	7
1.2 Metodologia	7
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2.1 Fator de Potência	7
2.2 Distorção Harmônica	8
2.3 Irradiação Solar	9
2.4 Sistemas fotovoltaicos	11
2.5 Componentes de sistemas On-grid	13
2.5.1 Módulos fotovoltaicos	13
2.5.1.1 Princípio de Funcionamento	14
2.5.1.2 Aspectos Construtivos	14
2.5.1.3 Tipos de Células Fotovoltaicas	15
2.5.1.4 Eficiência e Desempenho	16
2.5.1.5 Características Elétricas	16
2.5.1.6 Associações de células fotovoltaicas	18
2.5.2 Inversores fotovoltaicos	19
2.5.2.1 Ponto de máxima potência	22
2.5.2.2 Método perturba e observa	22
2.5.2.3 Método condutância incremental	23
2.5.2.4 Conversão CC/CA	24
3 NORMAS E REGULAMENTOS	26
3.1 Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012	26
3.2 Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015	27
3.3 Resolução Normativa ANEEL nº 1059/2023	28

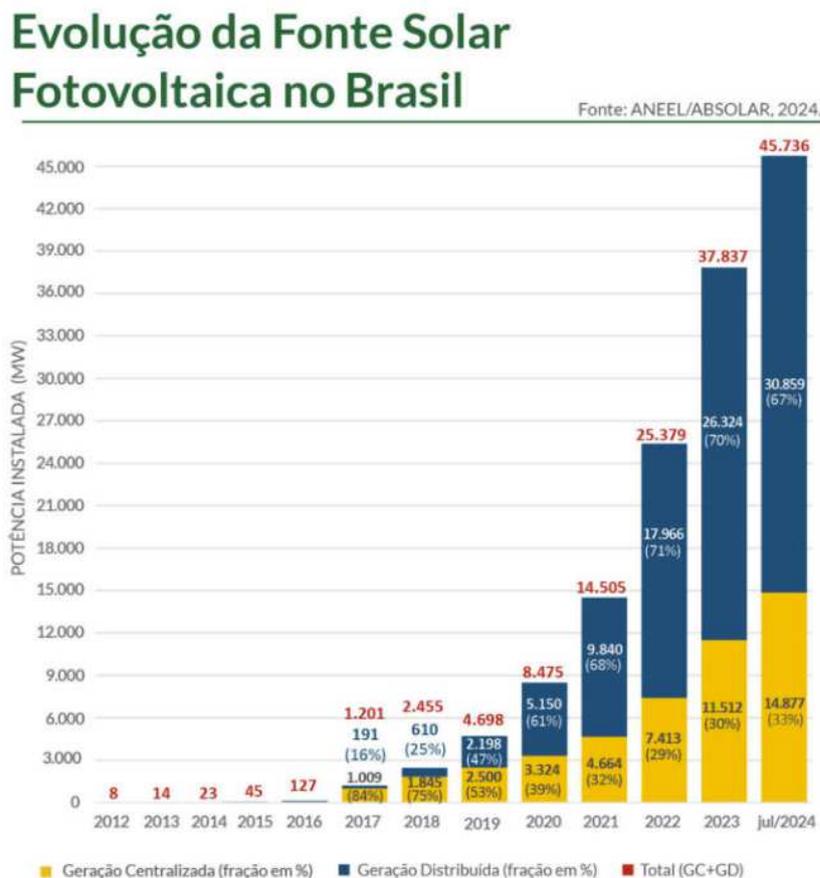
3.4 ANEEL Prodist Módulos 3 E 8	29
3.5 ABNT NBR 16149:2013	31
3.6 IEC 61727-2004	31
3.7 IEEE 1547:2018	31
4 ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE NORMAS BRASILEIRAS E INTERNACIONAIS	32
4.1 Qualidade de energia	33
4.1.1 Limitação de injeção de corrente contínua	33
4.1.2 Distorção harmônicas	33
4.1.3 Cintilação.....	34
4.1.4 Fator de Potência e Injeção de Potência Reativa	35
4.2 Proteção do Sistema Fotovoltaico	36
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	39

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, a energia solar fotovoltaica tem apresentado um crescimento expressivo em todo o mundo, impulsionada pela necessidade de diversificação da matriz energética e redução das emissões de gases de efeito estufa. No Brasil, o setor fotovoltaico tem demonstrado um avanço notável, consolidando-se como uma fonte de energia cada vez mais relevante no cenário nacional.

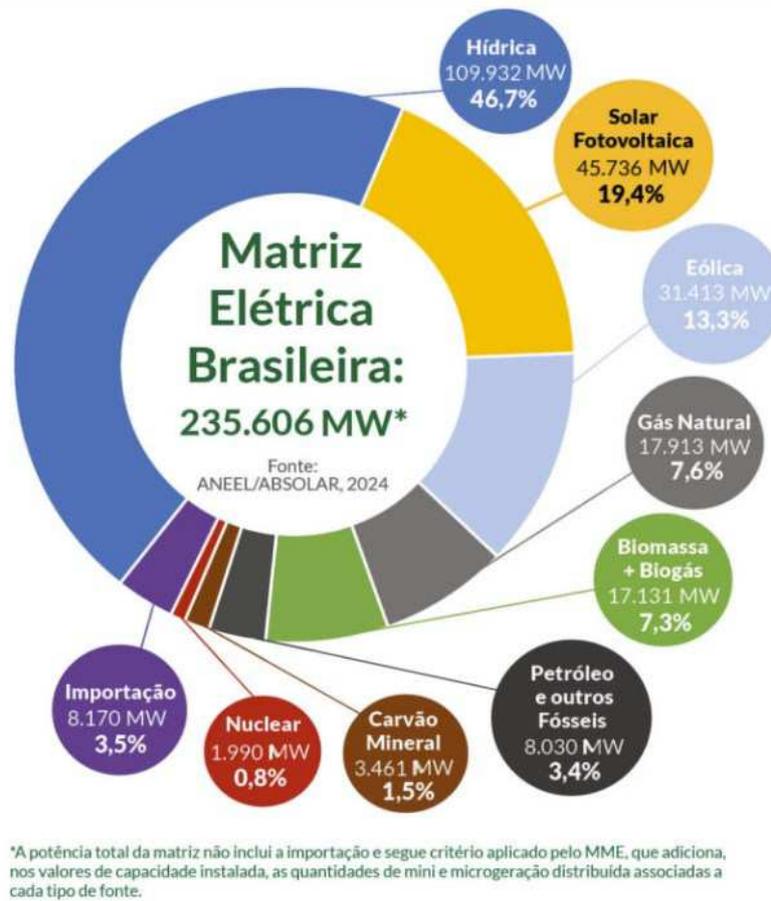
Segundo dados recentes da ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Fotovoltaica), em 2024 o país ultrapassou os 45 GW de potência instalada, representando uma participação significativa de 19,4% na matriz elétrica nacional (**Figura 1**). Este crescimento robusto não apenas reflete o potencial solar do Brasil, mas também o comprometimento do país com a transição para fontes de energia mais limpas e sustentáveis.

Figura 1: Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil



Fonte: Adaptada da Associação Brasileira de Energia Fotovoltaica (2024)

Figura 2: Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: Adaptada da Associação Brasileira de Energia Fotovoltaica (2024)

O progresso do Brasil neste setor é ainda mais evidente quando consideramos sua posição no cenário global. De acordo com a ABSOLAR/IRENA (2024), o país alcançou a notável 6ª posição no ranking mundial de capacidade instalada solar. Esta classificação coloca o Brasil entre as principais potências globais em termos de aproveitamento da energia solar, destacando-se ao lado de nações tradicionalmente líderes neste campo.

Figura 3: Ranking mundial de capacidade instalada solar

Capacidade instalada anual				Capacidade instalada acumulada			
1º		China	216.9 GW	1º		China	609.3 GW
2º		EUA	24.8 GW	2º		EUA	137.7 GW
3º		Alemanha	14.2 GW	3º		Japão	87.1 GW
4º		Brasil	11.9 GW	4º		Alemanha	81.7 GW
5º		Índia	9.7 GW	5º		Índia	72.7 GW
6º		Itália	5.2 GW	6º		Brasil	37.4 GW
7º		Espanha	4.8 GW	7º		Austrália	33.6 GW
8º		Japão	4.0 GW	8º		Itália	29.8 GW
9º		Austrália	3.7 GW	9º		Espanha	28.7 GW
10º		Polónia	3.6 GW	10º		República da Coreia	27.0 GW

Fonte: Adaptada da Associação Brasileira de Energia Fotovoltaica (2024)

Nesse contexto de rápida expansão, torna-se fundamental a existência de normas e regulamentos adequados que garantam a segurança, confiabilidade e qualidade dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Tais normas abrangem diversos aspectos técnicos, como requisitos de desempenho dos inversores, proteções, qualidade de energia, entre outros.

O presente trabalho propõe realizar uma revisão bibliográfica comparativa entre as normas e regulamentos brasileiros, ABNT NBR 16149:2013 e Regras e Procedimentos de Distribuição (PRODIST), módulo 3 e 8 da ANEEL, relacionados a inversores e sistemas fotovoltaicos conectados à rede e as normas europeia IEC 61727:2004 e americana IEEE 1547:2018.

Conforme apontado por Wu e colaboradores (2017), padrões e diretrizes para a interconexão de sistemas fotovoltaicos variam entre diferentes países e regiões, abordando aspectos como requisitos gerais, proteções, qualidade de energia e controle. Uma análise comparativa dessas normas pode fornecer importantes subsídios para o aprimoramento da regulamentação nacional.

Além disso, a integração de sistemas fotovoltaicos distribuídos à rede elétrica apresenta desafios técnicos e operacionais que precisam ser adequadamente abordados pelas normas e regulamentos. Adefarati e Bansal (2016) destacam que a crescente penetração de geração distribuída renovável nas redes de distribuição requer uma revisão cuidadosa dos padrões de interconexão para garantir a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico.

Assim, este estudo busca identificar similaridades e diferenças entre os requisitos técnicos adotados no Brasil e em outros mercados maduros, avaliando oportunidades de melhoria e harmonização das normas brasileiras com as melhores práticas internacionais.

1.1 Objetivo

Realizou-se uma análise comparativa das normas e regulamentos técnicos relacionados a inversores fotovoltaicos e sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil, e com as normas internacionais IEC 61727:2004 e IEEE 1547:2018.

1.2 Metodologia

A metodologia empregada neste trabalho foi:

- Revisão bibliográfica sobre o tema;
- Pesquisa documental de normas técnicas;
- Análise comparativa;
- Conclusão;
- Revisão.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta a fundamentação teórica essencial para o entendimento do trabalho, abordando os princípios básicos dos sistemas fotovoltaicos.

2.1 Fator de Potência

O fator de potência é um conceito fundamental no contexto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, desempenhando um papel crucial na eficiência e qualidade da energia fornecida.

O fator de potência é definido como a razão entre a potência ativa e a potência aparente em um circuito elétrico, representando a eficácia com que a energia elétrica é convertida em trabalho útil.

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (1.1)$$

Sendo:

fp = fator de potência;

P = Potência ativa (KW);

Q = Potência reativa (KVA).

2.2 Distorção Harmônica

A distorção harmônica ocorre quando a forma de onda da tensão ou corrente se desvia da forma senoidal ideal, resultando em componentes de frequência que são múltiplos inteiros da frequência fundamental.

Segundo Pinho e Galdino (2014), a distorção harmônica em sistemas fotovoltaicos é principalmente causada pelos inversores, que são dispositivos não lineares responsáveis pela conversão da corrente contínua gerada pelos painéis solares em corrente alternada compatível com a rede elétrica.

A presença de harmônicas em sistemas elétricos pode acarretar diversos efeitos negativos tanto na infraestrutura quanto nos equipamentos conectados. É importante ressaltar que a distorção harmônica pode afetar tanto as formas de onda de tensão quanto de corrente, havendo uma interdependência significativa entre elas (Bollen; Gu, 2006).

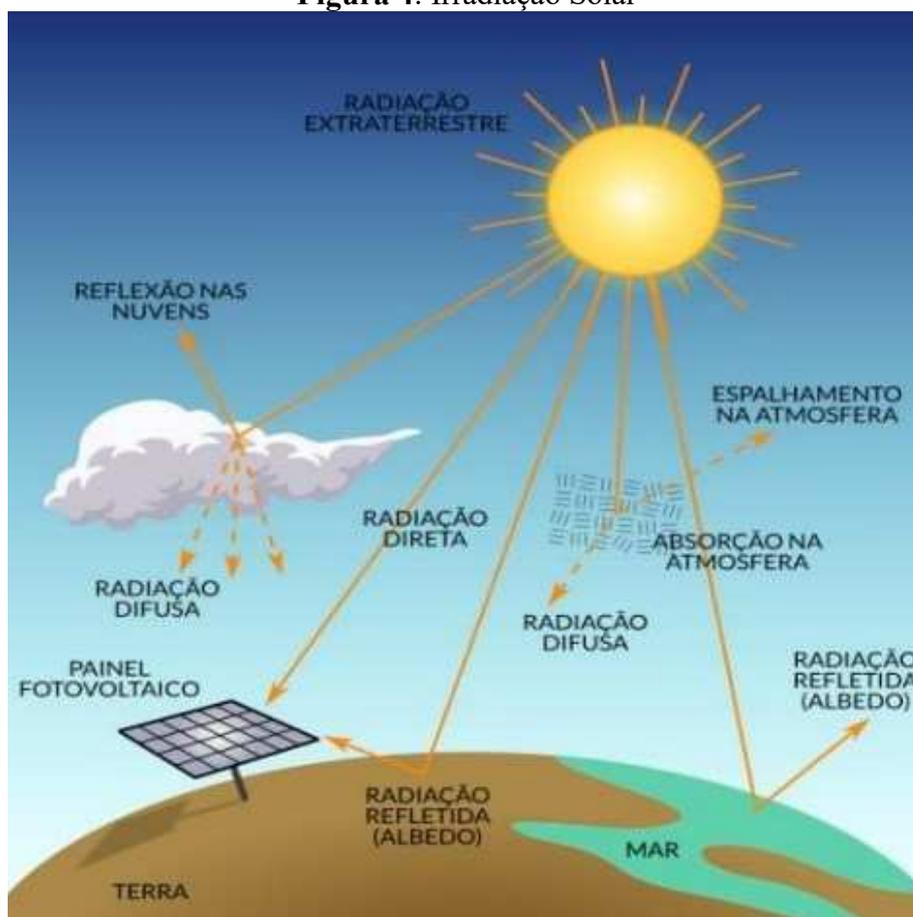
As consequências da presença de harmônicas na rede elétrica são múltiplas e impactantes. Entre os principais efeitos, podemos destacar:

1. Aumento das perdas elétricas: Devido à relação quadrática entre corrente e perdas, a presença de harmônicas pode elevar significativamente as perdas no sistema;
2. Redução da vida útil de equipamentos: Componentes como transformadores e bancos de capacitores podem sofrer degradação acelerada devido ao sobreaquecimento ou sobrecarga causados pelas harmônicas;
3. Problemas de compatibilidade eletromagnética: As harmônicas podem interferir no funcionamento adequado de equipamentos eletrônicos sensíveis;
4. Impactos nos sistemas de proteção: A presença de harmônicas pode levar a operações indevidas ou falhas na atuação de dispositivos de proteção;
5. Ressonância: Em certas condições, as harmônicas podem provocar fenômenos de ressonância, amplificando seus efeitos e potencialmente causando danos severos ao sistema.

2.3 Irradiação Solar

A irradiação solar se refere à quantidade total de energia solar recebida em uma determinada área durante um período específico, geralmente medida em watt-hora por metro quadrado (Wh/m^2) ou quilowatt-hora por metro quadrado (kWh/m^2) por dia, mês ou ano (Pinho; Galdino, 2014). Esta medida é crucial para avaliar o potencial de geração de energia solar em uma localidade.

Figura 4: Irradiação Solar



Fonte: Instituto Solar (2024).

A intensidade da radiação solar que atinge a superfície terrestre varia ao longo do ano devido ao movimento de translação da Terra ao redor do Sol. Esta órbita elíptica resulta em períodos de solstício e equinócio, que afetam diretamente a duração do dia solar. A latitude de um local também influencia significativamente este fenômeno. Em regiões de maior latitude, próximas aos polos, observa-se uma variação mais acentuada na duração do dia solar ao longo do ano. Por outro lado, nas regiões equatoriais,

especialmente durante os equinócios, a duração do dia é praticamente igual à da noite (ANEEL, 2005).

Figura 5: Irradiação Solstício e Equinócio



Fonte: Adaptado de ANEEL (2022).

Esta variação sazonal e geográfica da radiação solar, refletida nos valores de irradiação, é um fator crucial para o planejamento e dimensionamento de sistemas de energia solar, sendo fundamental considerar estes aspectos para otimizar a eficiência de instalações fotovoltaicas em diferentes localizações (de Jesus, 2024).

De acordo com Casagrande (2023) devido a posição geográfica do Brasil ser em relação à linha do Equador, isso influencia significativamente o potencial de aproveitamento da energia solar. A maior parte do território nacional, por estar próxima à região equatorial, não apresenta variações expressivas na duração do dia solar ao longo do ano. No entanto, as regiões Sul e Sudeste, situadas em latitudes mais altas, experimentam flutuações mais pronunciadas nesse aspecto.

Para otimizar a captação de energia solar nestas áreas de maior variação, é recomendável ajustar o posicionamento dos sistemas solares de acordo com a latitude local e a época do ano. No caso de sistemas fixos instalados no Brasil, que se encontra no Hemisfério Sul, a orientação ideal é voltada para o Norte geográfico. Esta orientação contrasta com a recomendação para instalações no Hemisfério Norte, onde os sistemas devem ser direcionados para o Sul (Casagrande, 2023).

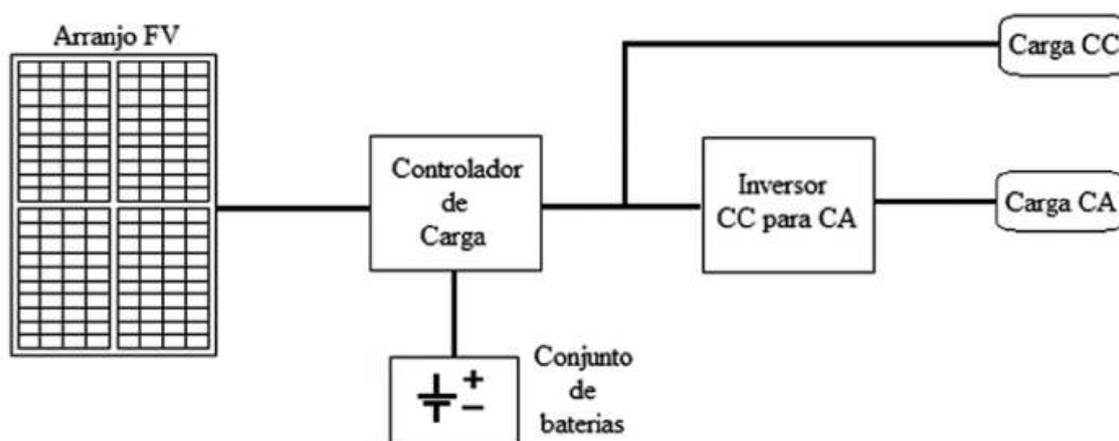
Quanto à inclinação dos painéis solares, uma regra geral sugere que o ângulo em relação ao plano horizontal seja aproximadamente igual à latitude do local de instalação. Esta abordagem visa maximizar a exposição à radiação solar ao longo do ano, considerando as variações sazonais da posição do Sol no céu. De acordo com a ANEEL (2005), "uma boa média de inclinação dos sistemas para o plano horizontal corresponde a ângulos próximos a latitude do local".

Estas considerações são fundamentais para o planejamento e implementação eficiente de sistemas de energia solar no Brasil, permitindo um aproveitamento otimizado deste recurso renovável em diferentes regiões do país.

2.4 Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos (FV) são tecnologias que convertem diretamente a energia solar em eletricidade. Sua composição típica inclui diversos componentes essenciais que trabalham em conjunto para garantir uma geração eficiente de energia.

Figura 6: Esquema de um sistema fotovoltaico

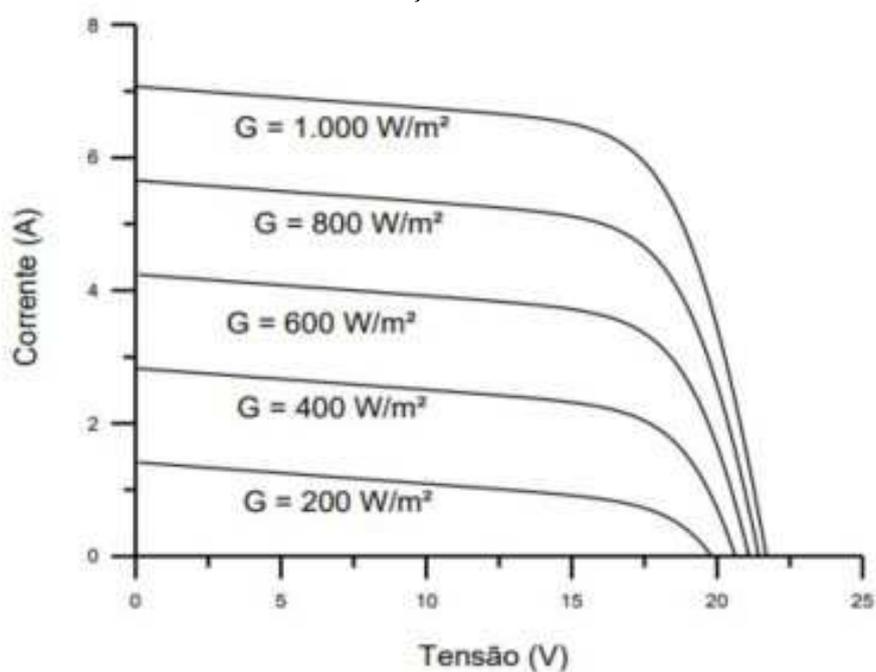


Fonte: ANDRADE JUNIOR; MENDES (2016)

O elemento central de um sistema FV é o módulo fotovoltaico, responsável pela captação da radiação solar e sua conversão em eletricidade. A eficiência desta conversão depende significativamente da orientação adequada dos módulos. Uma orientação otimizada leva em consideração a latitude do local, a trajetória aparente do Sol ao longo do dia e as variações sazonais. Esta orientação cuidadosa é crucial para maximizar a

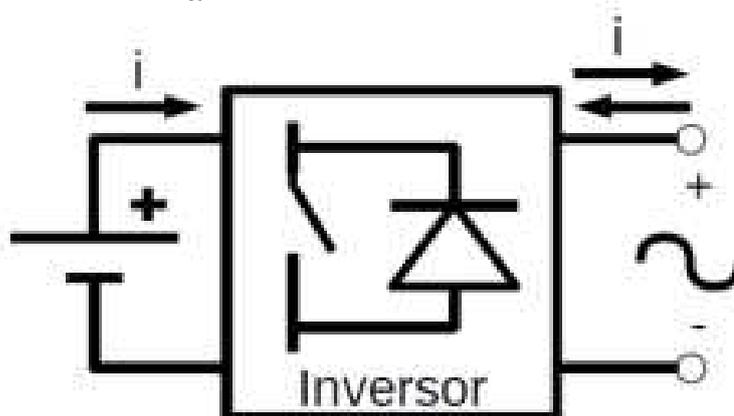
exposição à radiação solar ao longo do ano, garantindo assim uma produção de energia mais constante e eficiente (Pinho; Galdino, 2014).

Figura 7: Característica de I-V da célula fotovoltaica para diferentes valores de radiação solar



Fonte: SOUZA (2023)

Outro componente crucial nestes sistemas é o inversor CC/CA. Como os módulos fotovoltaicos geram corrente contínua (CC), o inversor é necessário para converter esta corrente em corrente alternada (CA), compatível com a rede elétrica e a maioria dos aparelhos domésticos e industriais.

Figura 8: Inversor CC/CA

Fonte: MENDONÇA, et al (2021)

Em muitas instalações, principalmente naquelas que buscam maior autonomia energética, são incluídos bancos de baterias. Estes dispositivos de armazenamento permitem que o excesso de energia gerada durante períodos de alta produção seja armazenado para uso posterior, reduzindo assim a dependência da rede elétrica convencional.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em duas categorias principais:

1. Sistemas Autônomos (Off-grid): Operam de forma independente da rede elétrica, sendo ideais para locais remotos ou sem acesso à rede convencional.
2. Sistemas Conectados à Rede (On-grid): Interligados à rede elétrica, permitem a injeção do excedente de energia gerada na rede, bem como o consumo da rede quando a produção solar é insuficiente.

A escolha entre estes tipos de sistemas depende de fatores como localização geográfica, demanda energética, disponibilidade da rede elétrica e objetivos específicos do projeto (Khah et al., 2023).

2.5 Componentes de sistemas On-grid

2.5.1 Módulos fotovoltaicos

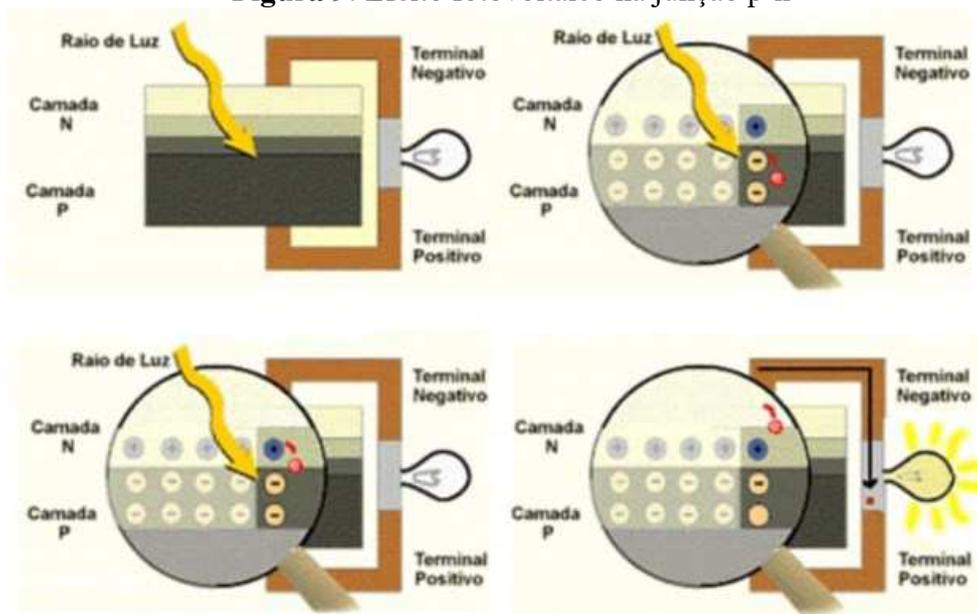
Os módulos fotovoltaicos são o elemento central de qualquer sistema de geração de energia solar, sendo responsáveis pela conversão direta da radiação solar em eletricidade. Este tópico abordará em detalhes os aspectos técnicos, regulatórios e práticos dos módulos fotovoltaicos no contexto brasileiro.

2.5.1.1 Princípio de Funcionamento

O funcionamento dos módulos fotovoltaicos baseia-se no efeito fotovoltaico, descoberto por Edmond Becquerel em 1839 (Lima et al, 2019). Este fenômeno ocorre quando fótons da luz solar incidem sobre materiais semicondutores, geralmente o silício, provocando a liberação de elétrons e criando uma diferença de potencial elétrico.

A célula fotovoltaica, unidade básica do módulo, é constituída por uma junção P-N de material semicondutor. Quando a luz solar atinge a célula, os fótons excitam os elétrons da camada de valência, fazendo-os saltar para a banda de condução e gerando assim uma corrente elétrica (Pinho; Galdino, 2014).

Figura 9: Efeito fotovoltaico na junção p-n



Fonte: Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (2008).

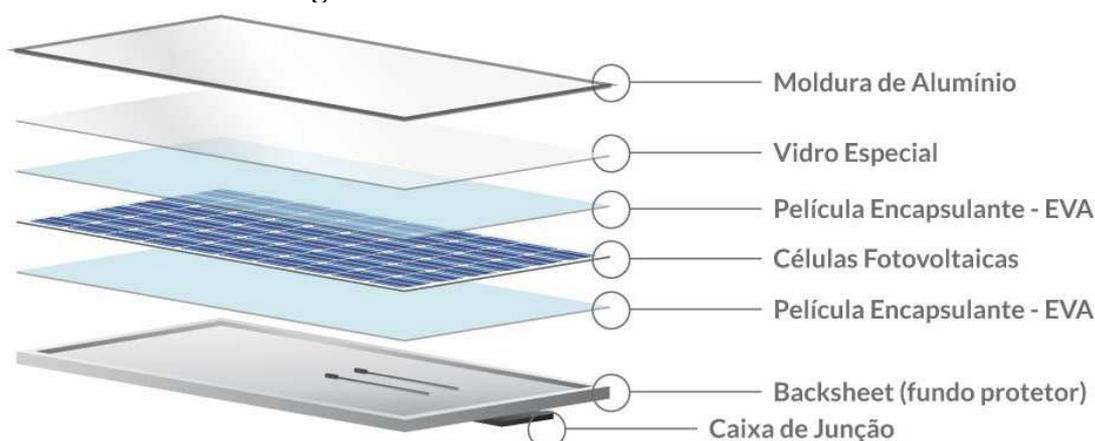
2.5.1.2 Aspectos Construtivos

Os módulos fotovoltaicos são compostos por uma camada superior de vidro temperado de alta transmissão, projetada para proteger as células solares contra fatores externos, como chuva e detritos, enquanto otimiza a entrada de luz solar.

As células solares são encapsuladas com etileno vinil acetato (EVA), um material que proporciona isolamento elétrico e proteção mecânica, assegurando a integridade

estrutural do módulo. Na parte posterior, uma camada protetora (Backsheet) feita de um polímero resistente protege contra umidade e danos físicos. A integração elétrica é facilitada por uma caixa de junção fixada na parte traseira, que conecta o módulo a outros painéis e ao sistema completo, incluindo o inversor. Finalizando a estrutura, um quadro de alumínio confere rigidez ao módulo e facilita sua montagem e instalação em diversos tipos de suportes (NREL, 2021; SEIA, 2021; IRENA, 2021, apud Silva, 2024). A Figura 10 ilustra a composição típica de um módulo fotovoltaico, projetado para otimizar a conversão da luz solar em eletricidade.

Figura 10: Estrutura do módulo fotovoltaico



Fonte: Energeasy solar (2020)

2.5.1.3 Tipos de Células Fotovoltaicas

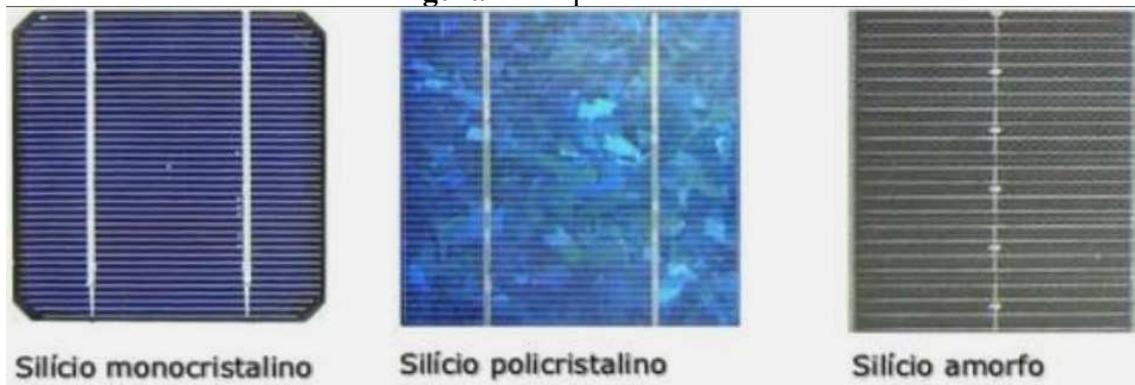
No mercado brasileiro, encontramos principalmente três tipos de células fotovoltaicas:

a) Silício Monocristalino: Apresenta a maior eficiência (tipicamente 15-22%), mas com custo mais elevado. São reconhecíveis por sua cor uniforme e cantos arredondados.

b) Silício Policristalino: Com eficiência ligeiramente menor (13-18%), mas custo reduzido, são amplamente utilizadas. Caracterizam-se por uma aparência azulada não uniforme.

c) Filme Fino: Incluem tecnologias como CIGS (Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio), CdTe (Telureto de Cádmio) e Silício Amorfo. Apesar da menor eficiência (7-13%), são mais baratas e flexíveis em sua aplicação.

Figura 11: Tipos de Células



Fonte: MELLO (2021)

A escolha entre estes tipos depende de fatores como disponibilidade de espaço, orçamento e condições ambientais específicas do local de instalação.

2.5.1.4 Eficiência e Desempenho

A eficiência de conversão dos módulos fotovoltaicos é um parâmetro fundamental, variando tipicamente entre 15% e 22% para módulos comerciais. No entanto, é importante considerar a degradação ao longo do tempo, que no Brasil pode ser acelerada devido às condições climáticas. A maioria dos fabricantes garante que a potência nominal não cairá abaixo de 80% após 25 anos de uso.

As condições padrão de teste (STC - Standard Test Conditions) são utilizadas para comparar o desempenho dos módulos, considerando irradiância de 1000 W/m², temperatura de célula de 25°C e massa de ar de 1,5.

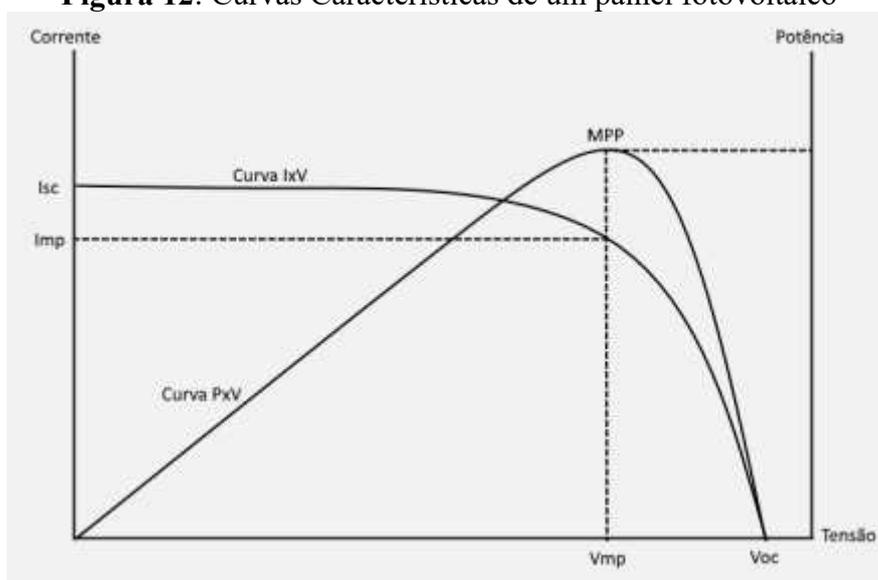
Os módulos fotovoltaicos devem possuir etiqueta do INMETRO afixado no produto, para ser comercializado no Brasil (INMETRO, 2011). Os modelos que passaram pelos ensaios e receberam os certificados estão listados no endereço eletrônico do instituto.

2.5.1.5 Características Elétricas

As principais características elétricas dos módulos fotovoltaicos são representadas pelas curvas I-V (corrente-tensão) e P-V (potência-tensão). Parâmetros fundamentais incluem:

- Tensão de Circuito Aberto (V_{oc}): Máxima tensão do módulo, medida sem carga;
- Corrente de Curto-Circuito (I_{sc}): Máxima corrente, medida com os terminais em curto-circuito;
- V_{mp} – Tensão de máxima potência: é a tensão que o módulo opera no seu ponto de máxima potência;
- I_{mp} – Corrente de máxima potência: é a corrente que o módulo fornece quando opera no seu ponto de máxima potência;
- P_{mp} – Potência máxima de pico: é a potência de pico do módulo fotovoltaico;
- Ponto de Máxima Potência (MPP): Ponto na curva I-V onde o produto da corrente pela tensão é máximo.

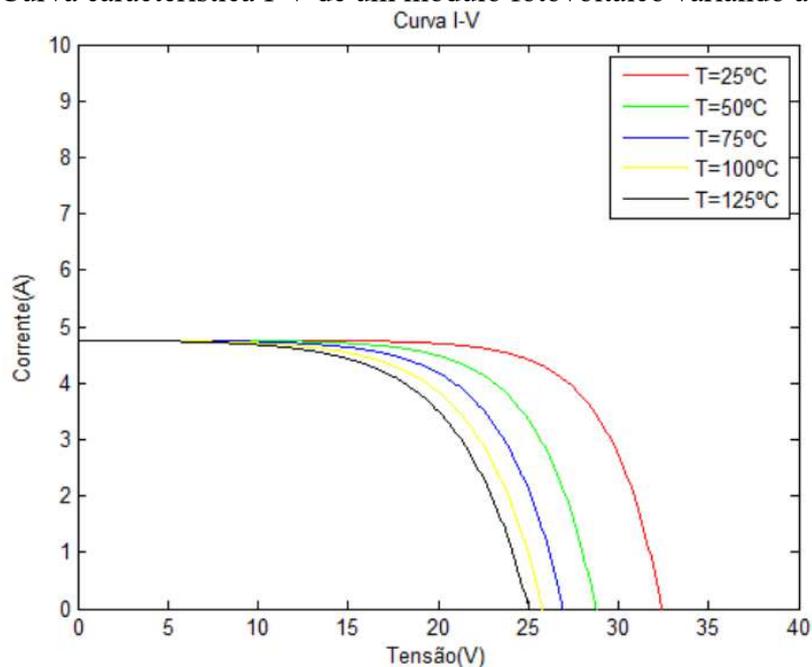
Figura 12: Curvas Características de um painel fotovoltaico



Fonte: SILVA (2017)

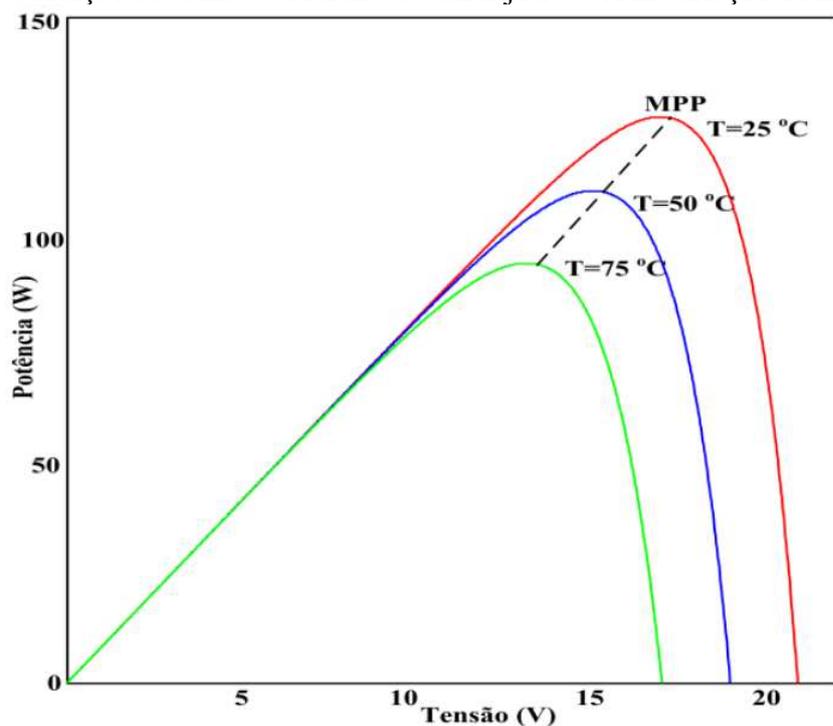
É crucial notar que estas características são significativamente afetadas pela temperatura e irradiância. No Brasil, onde temperaturas elevadas são comuns, o desempenho dos módulos pode ser impactado negativamente, reduzindo a eficiência do sistema (Zilles et al, 2012). Isso ocorre pois o aumento da irradiância incidente ou temperatura ambiente produz um aumento na temperatura da célula que tende a reduzir sua eficácia, já que a tensão do módulo reduz significativamente com o aumento da temperatura (Figura 13).

Figura 13: Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico variando a temperatura



Fonte: PIMENTA et al (2011)

Figura 14: Variação da tensão e corrente do arranjo P-V com variação da irradiação



Fonte: STANKIEWICZ et al (2014)

2.5.1.6 Associações de células fotovoltaicas

Segundo Pinho e Galdino (2014), na composição de um módulo fotovoltaico, as células são conectadas em configurações série e paralelo, cada uma com características específicas. Quando as células são ligadas em série, as tensões individuais são somadas,

resultando em uma tensão total maior, enquanto a corrente permanece constante em todas as células.

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (4.1)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (4.2)$$

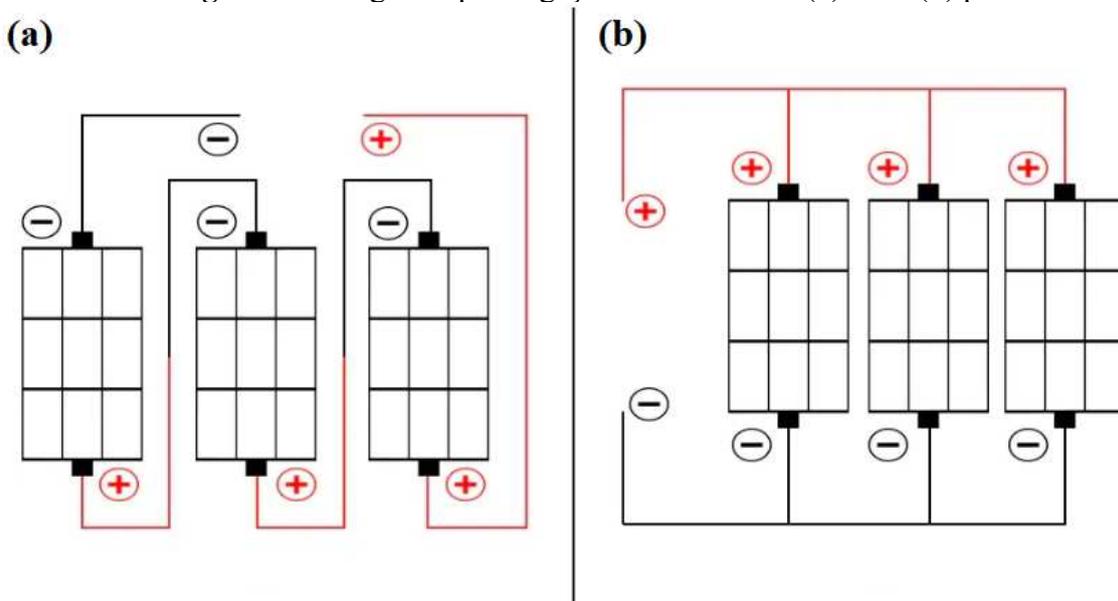
Por outro lado, na configuração paralela, ocorre o oposto: as correntes das células são somadas, mantendo-se a tensão constante para o conjunto.

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (4.3)$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (4.4)$$

Essas diferentes configurações de conexão têm um impacto direto nas curvas características corrente-tensão (I-V) do módulo. As curvas I-V resultantes dessas associações demonstram graficamente como o comportamento elétrico do módulo é afetado pela disposição das células. É importante notar que este princípio se aplica não apenas às células individuais, mas também à conexão de múltiplos módulos em um sistema fotovoltaico maior.

Figura 15: Diagrama para ligação de células em (a) série (b) paralelo



Fonte: Sungold Solar (2023)

2.5.2 Inversores fotovoltaicos

Os inversores fotovoltaicos são componentes críticos em sistemas de geração solar conectados à rede, desempenhando a função de converter a corrente contínua (CC)

produzida pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada (CA), que é compatível com a rede elétrica. Além da conversão, os inversores também são responsáveis pelo controle do ponto de máxima potência (MPPT), sincronização com a rede, e proteção contra condições adversas, como sobretensão e sobrecorrente (GTES,2014).

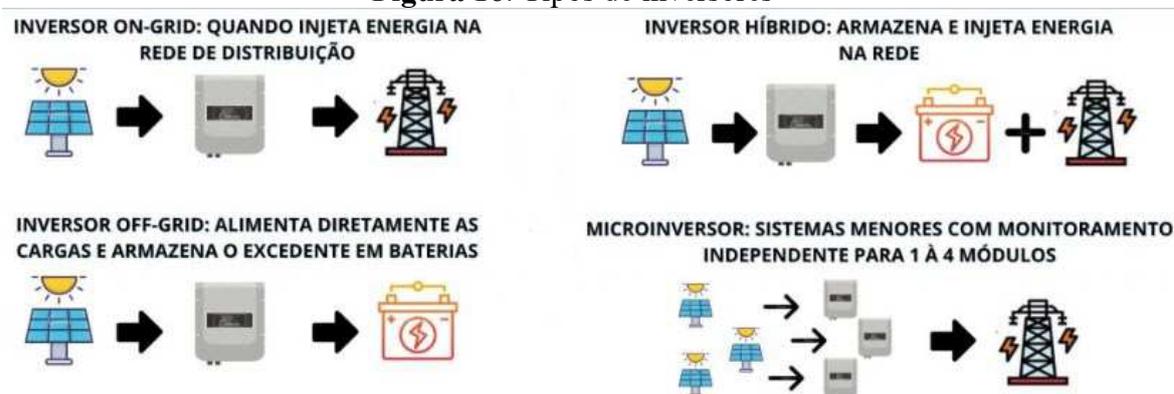
Os inversores modernos utilizam chaves eletrônicas de estado sólido e o seu desenvolvimento está diretamente ligado à evolução da eletrônica de potência, tanto em termos de componentes quanto das topologias de seus circuitos de potências e controle (Pinho; Galdino, 2014).

Existem diferentes tipos de inversores, como os centrais, de *string* e microinversores. Sendo,

- Os inversores centrais foram os precursores na tecnologia fotovoltaica conectada à rede elétrica, sendo aplicados principalmente em sistemas de maior porte, com potência acima de 10 kW. Estes dispositivos requeriam uma tensão elevada dos módulos para operar adequadamente. Entretanto, como toda tecnologia pioneira, apresentavam desafios significativos. Algumas das principais limitações incluíam perdas nos diodos da série fotovoltaica, cabos de interligação módulo-inversor de dimensões exageradas, perdas de potência devido ao MPPT ultrapassado, energia gerada com nível de qualidade questionável e, principalmente, o seu valor elevado (Tonolo, 2019; Arias, 2022).
- Os inversores *string* representam atualmente a tecnologia mais difundida e vantajosa para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Arias (2022) descreve este tipo de inversor como "uma forma abreviada do inversor centralizado, onde uma única cadeia de módulos fotovoltaicos está ligada ao inversor". Os autores destacam várias vantagens deste modelo, incluindo "perdas significativamente menores quando comparadas à tecnologia anterior, vantagem de oferecer MPPTs individuais para cada série fotovoltaica, baixo custo devido à larga produção e elevada eficiência de conversão". Complementando esta visão, o Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES, 2014) aponta que esta tecnologia é particularmente adequada para sistemas de microgeração com capacidade de até 10kWp;

- Os microinversores são instalados diretamente em cada módulo fotovoltaico, permitem uma maior individualização do controle, sendo ideais para áreas com sombreamento parcial ou módulos com orientações variadas (Alves, 2022).

Figura 16: Tipos de inversores



Fonte: Energes (2020)

Os inversores para conexão à rede elétrica no Brasil devem atender a uma série de requisitos técnicos e de segurança. De acordo com a ANEEL (2016), uma característica fundamental é a proteção anti-ilhamento, que impede a operação isolada do sistema em caso de problemas na rede de distribuição, garantindo a segurança durante operações de manutenção. Além disso, a ABNT NBR 16149:2013 estabelece parâmetros essenciais incluindo faixas de variação de tensão e frequência, níveis de distorção harmônica, fator de potência, dentre outros (ABNT, 2013).

Além das normas brasileiras, padrões internacionais como IEC 61727:2004 e IEEE 1547:2018 também influenciam os requisitos de segurança, qualidade e conformidade dos inversores (IEEE Standards Association, 2018). Estes padrões asseguram que os equipamentos atendam às exigências globais de interconexão com a rede elétrica.

A Portaria nº 17 do INMETRO (2016) adiciona uma camada extra de controle, exigindo que os inversores exibam a etiqueta do instituto e que o número do registro da certificação seja apresentado durante o processo de solicitação de acesso à rede de distribuição. Isso garante que apenas equipamentos certificados e em conformidade com os padrões nacionais sejam utilizados.

Adicionalmente, os inversores modernos têm incorporado funcionalidades avançadas de conectividade, permitindo monitoramento remoto e facilitando a manutenção e otimização do desempenho do sistema. Essas características não só

melhoram a eficiência operacional, mas também contribuem para uma integração mais inteligente dos sistemas fotovoltaicos à rede elétrica.

2.5.2.1 Ponto de máxima potência

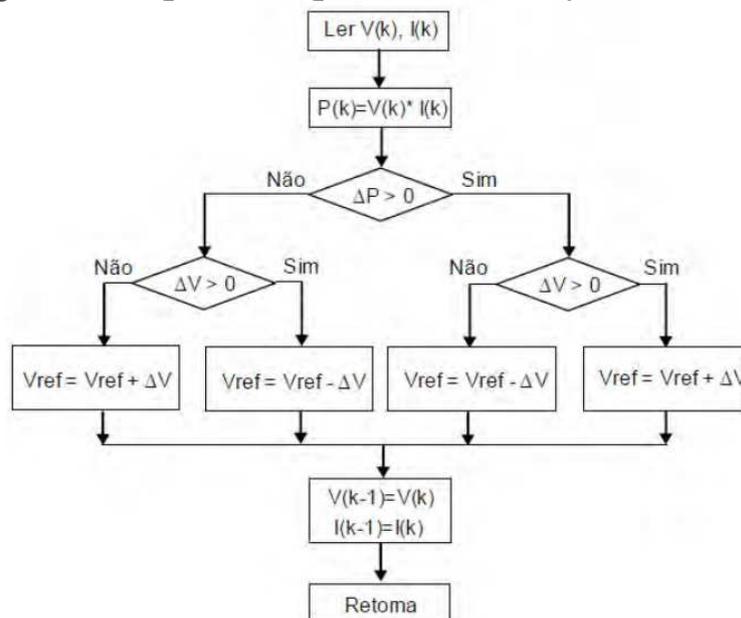
A geração de energia fotovoltaica, apesar de suas numerosas vantagens, enfrenta desafios significativos devido à sua natureza intermitente e variável. A produção energética de um painel solar é diretamente influenciada pela intensidade da irradiação solar e pela temperatura ambiente (Pinho; Galdino, 2014), fatores que apresentam flutuações consideráveis ao longo do dia, atingindo seu pico geralmente próximo ao meio-dia.

Esta variabilidade resulta em um constante deslocamento do Ponto de Máxima Potência (MPP) na curva característica corrente-tensão (I-V) do painel solar. Para maximizar a eficiência e o aproveitamento energético do sistema fotovoltaico, torna-se imprescindível o emprego de técnicas de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT - Maximum Power Point Tracking). O MPPT é um algoritmo implementado no controle do conversor CC-CC que faz a interface entre o módulo e o inversor seja em sistemas off-grid ou em sistemas on-grid (Moraes; Carmo, 2020). Essa técnica atua na eletrônica do inversor para manter a tensão correspondente à MPP, maximizando a transferência de potência e minimizando as perdas (Lemos, 2022; Medeiros, 2021 apud Silva, 2024).

Entre os algoritmos mais amplamente utilizados para MPPT, destacam-se o método Perturba e Observa (P&O) e a técnica de Condutância Incremental (IncCond) (Pinho; Galdino, 2014). Recentemente, abordagens mais avançadas têm sido exploradas, incluindo algoritmos baseados em inteligência artificial e aprendizado de máquina, que prometem melhorar ainda mais a eficácia do rastreamento do MPP em condições variáveis e de sombreamento parcial (Phan, B.C.; Lai, Y.-C.; Lin, 2020).

2.5.2.2 Método perturba e observa

Seu funcionamento consiste em forçar o deslocamento do ponto de operação em uma dada direção (perturbar) e observar o resultado na potência de saída do gerador fotovoltaico. A modificação no ponto de operação é feita através de pequenos incrementos (positivos ou negativo) na tensão de polarização a intervalos determinados. O processo se repete, e, como resultado, o ponto de operação fica oscilando em torno do valor exato da tensão de máxima potência (Pinho, Galdino, 2014).

Figura 17: Diagrama de algoritmo do método perturba e observa

Fonte: Lima e Silva (2018)

2.5.2.3 Método condutância incremental

O método de Condutância Incremental fundamenta-se na análise da derivada da potência em relação à tensão na curva característica P-V do painel fotovoltaico. Esta abordagem explora a propriedade matemática de que, no Ponto de Máxima Potência (MPP), essa derivada é igual a zero (Lopes Filho; Franco; Vieira, 2020). Além disso, o método utiliza o fato de que a derivada é positiva na região à esquerda do MPP e negativa na região à direita.

Figura 18: Expressão da Derivada

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V \cdot I)}{dV} = I + V \cdot \frac{dI}{dV} \approx I + V \cdot \frac{\Delta I}{\Delta V} = 0$$

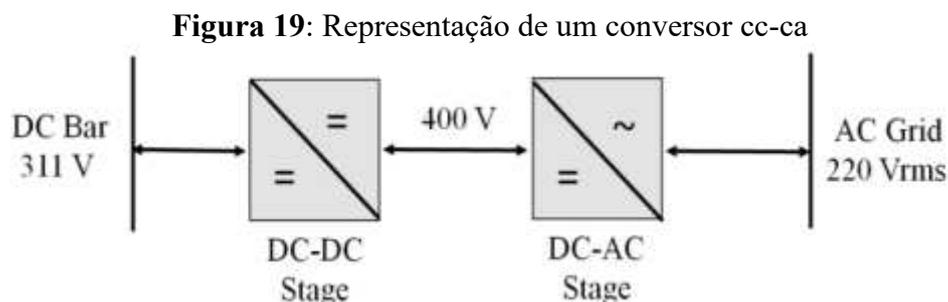
Fonte: Lopes Filho; Franco; Vieira (2020)

O algoritmo opera realizando pequenos ajustes na tensão de operação do painel e avaliando as mudanças resultantes na potência. Quando o sistema detecta que atingiu o MPP, caracterizado pela derivada nula, ele cessa as perturbações, mantendo o ponto de operação estável. Esta estabilidade é mantida até que sejam detectadas variações na corrente do painel, geralmente causadas por mudanças nas condições ambientais, como flutuações na irradiância solar ou na temperatura.

Esta técnica permite uma resposta mais rápida e precisa às variações das condições ambientais em comparação com outros métodos, especialmente em situações de rápidas mudanças de irradiância solar.

2.5.2.4 Conversão CC/CA

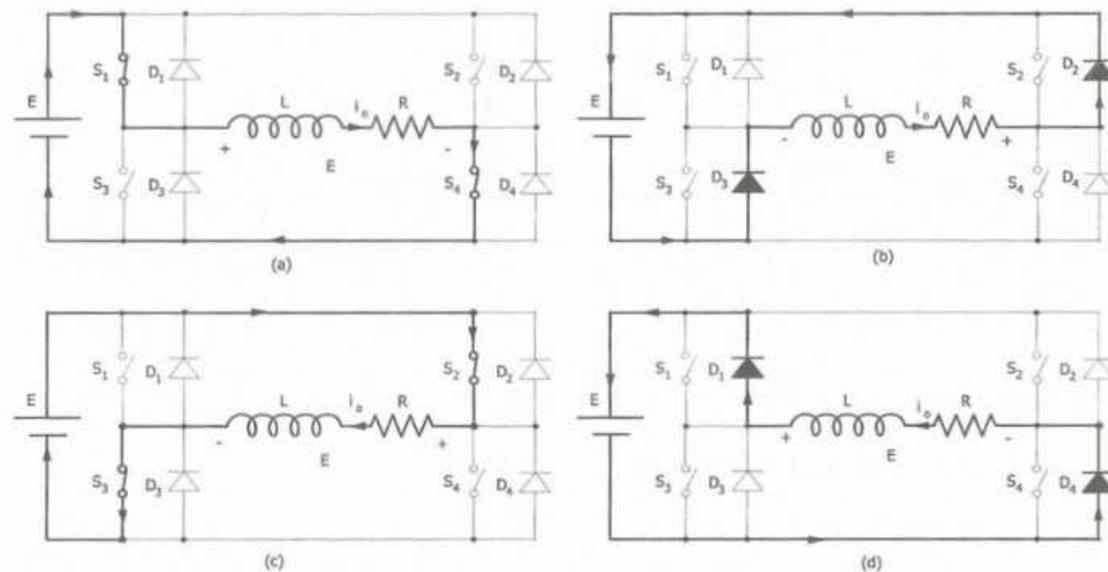
Os inversores fotovoltaicos podem conter um ou dois estágios (Figura 19). Para sistemas conectados à rede, o estágio CC-CC, eleva a tensão e normalmente efetua a MPPT na entrada proveniente dos painéis fotovoltaicos. Em seguida, passa por um capacitor com função de armazenamento de energia e filtragem.



Fonte: Santos; Dias Junior; Autunes (2014)

No estágio CC-CA, tem-se uma topologia de conversor de ponte completa, onde a inversão da polaridade do sinal se dá pelo acionamento alternado das chaves S1/S4, e S2/S3, em uma determinada frequência de referência. Como resultado tem-se uma tensão alternada com amplitude V_{cc} aplicada sobre a carga.

Figura 20: Funcionamento do inversor em ponte completa: Etapas (a) e (c) a carga recebe tensão da Fonte (+E e - E, respectivamente). As chaves S1 e S3 não podem ser acionadas simultaneamente, assim como S2 e S4. Nas Etapas (b) e (d) ocorrem logo após as chaves serem abertas em que os diodos de roda-livre entram em condução originando um caminho para a corrente no indutor da carga.



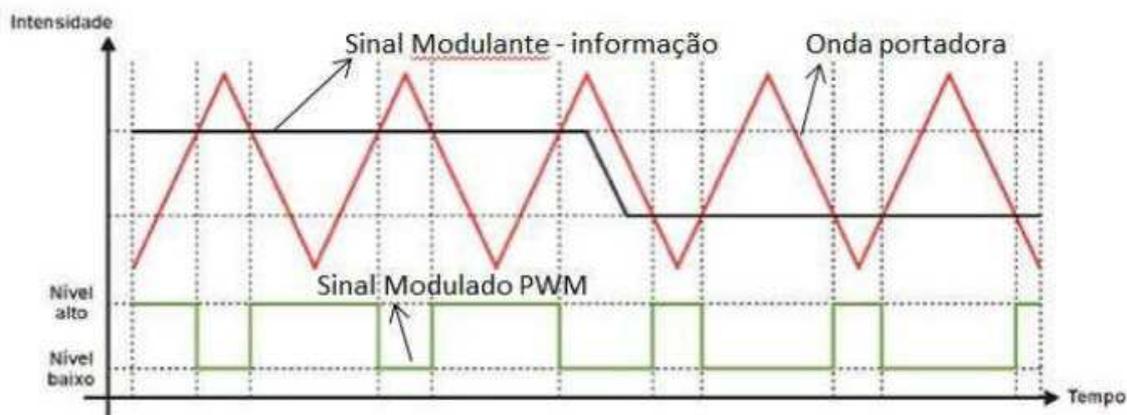
Fonte: Zuffo et al (2020).

A modulação por largura de pulso (PWM) é uma técnica amplamente adotada nos inversores modernos. Este método envolve o controle preciso das chaves de potência no estágio de conversão CC-CA. Trabalhando em conjunto com o filtro de saída, o PWM desempenha um papel crucial na minimização do fator de distorção e na redução das componentes harmônicas de baixa ordem na tensão gerada (Marangoni, 2012; Pacheco, 2012).

O fundamento desta técnica de modulação baseia-se na comparação entre dois sinais: uma onda moduladora senoidal de referência, cuja frequência corresponde à da rede (60Hz), e uma onda portadora triangular de alta frequência. Os pontos de interseção entre estas duas formas de onda determinam os momentos de acionamento das chaves semicondutoras controladas. A modulação da amplitude da onda senoidal permite ajustar a largura dos pulsos PWM, como ilustrado na Figuras 21 (Pacheco, 2012).

No que diz respeito às frequências envolvidas, a onda moduladora senoidal estabelece a frequência fundamental da tensão de saída, enquanto a onda portadora triangular define a frequência de comutação das chaves. A tensão resultante aplicada à carga consiste em uma série de pulsos retangulares cuja amplitude corresponde à tensão CC de entrada (Pacheco, 2012).

Uma implementação comum e eficaz desta técnica é o PWM bipolar, que incorpora todas as características mencionadas acima (Marangoni, 2012).

Figura 21: Exemplo de PWM

Fonte: Cavalcante; Rodrigues; Bueno (2014).

Após uma filtragem adicional com filtro passa-baixa para retirar as componentes harmônicas de alta frequência, o sinal de saída é praticamente senoidal. (Pinho; Galdino, 2014).

3 NORMAS E REGULAMENTOS

A integração de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica brasileira trouxe consigo a necessidade de estabelecer normas e regulamentos específicos para garantir a qualidade e a segurança do fornecimento de energia. Estas diretrizes são fundamentais para assegurar a compatibilidade entre os sistemas de geração distribuída e a infraestrutura elétrica existente, bem como para manter os padrões de qualidade da energia fornecida aos consumidores.

3.1 Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012

A Resolução Normativa nº 482, instituída pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012, representa um marco regulatório significativo para o setor de energia no Brasil. Essa normativa estabelece diretrizes para a integração de sistemas de micro e minigeração distribuída à rede elétrica nacional, visando fomentar a geração autônoma de energia e o uso de fontes renováveis.

Um dos principais objetivos da resolução é simplificar o processo de conexão de sistemas de geração distribuída à rede elétrica. Para isso, ela define procedimentos padronizados e não discriminatórios, que otimizam o uso da infraestrutura existente e facilitam a implementação de novas unidades geradoras.

Um aspecto inovador introduzido pela RN 482/2012 é o sistema de compensação de energia elétrica. Neste modelo, o excedente de energia produzido por uma unidade consumidora é injetado na rede da distribuidora, sendo convertido em créditos energéticos. Estes créditos podem ser utilizados para abater o consumo de energia elétrica da mesma unidade em períodos subsequentes, tendo uma validade de até 36 meses (ANEEL, 2012).

A resolução também preza pela equidade tarifária, assegurando que consumidores que optam pela geração distribuída não sejam penalizados em relação aos demais. Assim, a tarifa de energia aplicada a estes consumidores é equivalente àquela cobrada dos consumidores convencionais, sem geração própria.

3.2 Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015

A RN 687/2015, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 24 de novembro de 2015, representa uma importante atualização da RN 482/2012, trazendo mudanças significativas para o cenário de geração distribuída no Brasil.

Principais alterações introduzidas pela RN 687/2015:

1. Alteração dos limites de potência:
 - Microgeração: Central geradora de energia elétrica cuja potência instalada era de até 100 kW diminuiu para até 75 kW;
 - Minigeração: expandiu de 1 MW para 5 MW (3 MW para fonte hídrica).
2. Novas modalidades de geração distribuída:
 - Autoconsumo remoto: permite utilizar créditos em outras unidades consumidoras do mesmo titular;
 - Geração compartilhada: possibilita a união de consumidores em consórcios ou cooperativas;
 - Empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras (condomínios).
3. Prazo para uso dos créditos:
 - Estendeu de 36 para 60 meses o período de validade dos créditos de energia.

4. Simplificação do processo de conexão:

- Estabeleceu prazos para a distribuidora responder às solicitações (15 dias para microgeração e 30 dias para minigeração);
- Permitiu o uso da internet para solicitação e acompanhamento das etapas de conexão.

3.3 Resolução Normativa ANEEL nº 1059/2023

A Resolução Normativa nº 1.059/2023, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 7 de fevereiro de 2023, representa uma atualização significativa no marco regulatório da geração distribuída no Brasil. Esta resolução traz modificações importantes às regras estabelecidas anteriormente pelas RN 482/2012 e RN 687/2015, visando adaptar-se ao crescimento expressivo do setor e às novas realidades do mercado energético brasileiro.

Principais aspectos da RN 1.059/2023:

1. Redefinição de Microgeração e Minigeração:

- Mantém microgeração como sistemas com potência instalada até 75 kW;
- Ajusta a definição de minigeração, variando os limites de potência conforme o tipo de fonte: a) Até 5 MW para fontes despacháveis (exceto fotovoltaica) b) Até 3 MW para fontes não despacháveis e fotovoltaica despachável.

2. Introdução do conceito de Centrais Geradoras de Fonte Despachável:

- Define critérios específicos para fontes como hidrelétricas, termelétricas e sistemas fotovoltaicos com armazenamento.

3. Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE):

- Redefine o conceito de "energia compensada";
- Introduce novas regras para o cálculo e utilização de créditos de energia.

4. Regras de Transição:

- Estabelece períodos de transição para adequação dos sistemas existentes e novos às novas regras tarifárias.

5. Qualidade de Energia:

- Reforça os requisitos técnicos para a conexão de sistemas de geração distribuída, visando manter a estabilidade e qualidade da rede elétrica.

3.4 ANEEL Prodist Módulos 3 E 8

O PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) é um conjunto de normas e procedimentos estabelecidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) para padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica no Brasil (ANEEL, 2021). Os módulos 3 e 8 são particularmente relevantes para sistemas fotovoltaicos e qualidade de energia.

MÓDULO 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição:

Este módulo estabelece as condições de acesso ao sistema de distribuição, aplicáveis aos novos acessantes ou àqueles existentes que necessitem de alterações em suas conexões.

1. Etapas de Acesso:

- Define o processo de solicitação e aprovação para conexão à rede;
- Estabelece prazos para cada etapa do processo.

2. Critérios Técnicos:

- Especifica requisitos técnicos para conexão de diferentes tipos de geração;
- Define limites de potência para microgeração e minigeração;
- Sistemas de proteção e controle.

3. Requisitos de Projeto:

- Define padrões para projetos elétricos e estudos de conexão.

4. Contratos:

- Estabelece modelos de Contratos de Uso e de Conexão ao Sistema de Distribuição.

5. Responsabilidades:

- Define as responsabilidades da distribuidora e do acessante.

Segundo Pinho e Galdino (2014), o Módulo 3 do PRODIST é fundamental para garantir a padronização e a segurança na conexão de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição.

MÓDULO 8 - Qualidade da Energia Elétrica:

Este módulo estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, abordando a qualidade do produto e do serviço prestado.

1. Qualidade do Produto:

- Tensão em regime permanente
- Fator de potência
- Harmônicos
- Desequilíbrio de tensão
- Flutuação de tensão
- Variações de tensão de curta duração

2. Qualidade do Serviço:

- Continuidade do serviço (indicadores DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC)
- Tempo de atendimento a ocorrências emergenciais

3. Qualidade do Tratamento de Reclamações:

- Estabelece prazos e procedimentos para o tratamento de reclamações dos consumidores

4. Metodologia de Medição:

- Define os procedimentos para medição e registro dos indicadores de qualidade

3.5 ABNT NBR 16149:2013

A ABNT NBR 16149:2013 é uma norma técnica brasileira de grande importância para o setor de energia solar fotovoltaica. Intitulada "Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição", esta norma estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica.

Segundo PINHO e GALDINO (2014), no Brasil o inversor para se conectar à rede deve atender à norma ABNT NBR 16149:2013, que estabelece parâmetros como: faixa de variação de tensão e frequência, THD, proteção contra ilhamento e fator de potência.

É importante notar que, conforme apontado por Pinho e Galdino (2014), a NBR 16149:2013 está alinhada com normas internacionais similares, como a IEC 61727, facilitando a compatibilidade de equipamentos importados com o mercado brasileiro.

3.6 IEC 61727-2004

A norma IEC 61727:2004 estabelece requisitos técnicos para a interface de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, com foco em garantir a compatibilidade entre o sistema gerador e a rede de distribuição. Ela define diretrizes relacionadas à qualidade da energia, proteção e operação segura dos sistemas fotovoltaicos, além de especificar critérios para a injeção de energia, controle de potência e resposta a condições anormais da rede, como variações de tensão e frequência.

A IEC 61727:2004 é amplamente utilizada como referência internacional para garantir que os sistemas fotovoltaicos não comprometam a estabilidade da rede elétrica e possam operar de maneira integrada e eficiente com as infraestruturas de distribuição existentes. A norma aborda aspectos críticos como a prevenção de ilhamento, controle de harmônicos, e a necessidade de sincronização precisa com a rede, sendo fundamental para a integração segura e eficaz de energia fotovoltaica distribuída em sistemas elétricos.

3.7 IEEE 1547:2018

A norma IEEE 1547:2018 estabelece critérios e requisitos técnicos para a interconexão e interoperabilidade de Recursos Energéticos Distribuídos (DERs) com

Sistemas Elétricos de Potência (EPS), cobrindo aspectos como desempenho, operação, testes, considerações de segurança e manutenção. Essa norma é fundamental para garantir que os DERs, incluindo sistemas fotovoltaicos, armazenamento de energia, e veículos elétricos, possam ser conectados de forma segura e eficiente à rede elétrica.

Alguns dos principais requisitos da IEEE 1547:2018 incluem:

1. **Capacidade de Potência Reativa e Controle de Tensão:** A norma define os requisitos de capacidade de potência reativa dos DERs, bem como as diretrizes para controle de tensão e regulação de frequência, para garantir a estabilidade da rede;
2. **Resposta a Condições Anormais:** O documento especifica a resposta esperada dos DERs em situações de anomalias na rede, como variações de tensão e frequência, evitando que os sistemas contribuam para a instabilidade da rede em momentos críticos;
3. **Qualidade da Energia e Isolamento:** A norma aborda a qualidade da energia fornecida pelos DERs, incluindo a limitação de harmônicos, e estabelece requisitos para a proteção contra ilhamento, prevenindo que os sistemas continuem operando de forma autônoma em caso de desconexão da rede;
4. **Interoperabilidade e Troca de Informações:** A IEEE 1547:2018 também trata da comunicação e troca de informações entre os DERs e os operadores de rede, facilitando o monitoramento, controle e integração eficaz dos recursos distribuídos.

Essa norma é essencial para a crescente adoção de DERs e para a modernização das redes elétricas, suportando a transição para um sistema elétrico mais resiliente e sustentável (IEEE Standards Association, 2018).

4 ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE NORMAS BRASILEIRAS E INTERNACIONAIS

No contexto global, é fundamental compreender as particularidades da ABNT NBR 16149:2013 e do PRODIST em comparação com outras normas internacionais já estabelecidas como a norte americana IEEE 1547:2018 e a europeia IEC 61272:2004,

especialmente em um mercado globalizado onde os produtos são comercializados intercontinentalmente.

Para facilitar a comparação entre as normas, as principais características dos inversores conectados à rede foram organizadas em quatro áreas principais: qualidade de energia do inversor, qualidade de energia da rede, requisitos de instalação e medidas de proteção.

4.1 Qualidade de energia

4.1.1 Limitação de injeção de corrente contínua

Segundo Y.-K. Wu, J.-H. Lin, e H.-J. Lin (2017), conectar um sistema fotovoltaico à rede elétrica através de um inversor pode causar a injeção de corrente contínua na rede. No entanto, essa injeção de corrente contínua pode afetar negativamente transformadores e outros dispositivos da rede, causando magnetização assimétrica e consequente superaquecimento dos transformadores de distribuição.

Assim como as normas norte-americana IEEE 1547 e europeia IEC 61727, a norma brasileira ABNT NBR 16149 estabelece limites para o valor máximo de corrente contínua injetada na rede e não permite operação caso esses limites sejam excedidos. Segundo a ABNT NBR 16149, o sistema fotovoltaico deve parar de fornecer energia à rede em 1 s se a injeção de componente C.C. na rede elétrica for superior a 0,5 % da corrente nominal do inversor. Os valores máximos permitidos por cada norma estão apresentados no Quadro I. Vale destacar que, apesar dessa restrição, apenas a norma brasileira especifica um tempo máximo para desconexão do sistema caso a componente de corrente contínua ultrapasse o limite permitido.

Quadro 1 – Comparação dos limites para a injeção de corrente c.c. em relação à corrente nominal c.a.

Norma técnica	Valor limite	Tempo máximo de desconexão
ABNT 16149:2013	0,5%	1s
IEEE 1547:2018	0,5%	-
IEC 61727:2004	1%	-

4.1.2 Distorção harmônicas

Os sistemas fotovoltaicos são conectados aos sistemas de energia através de conversores de potência, o que pode causar distorção harmônica. Embora essa distorção

não seja significativa para todas as correntes harmônicas, ela ainda pode afetar a qualidade da energia nos alimentadores de distribuição. (Y.-K. Wu, J.-H. Lin, e H.-J. Lin ,2017).

Segundo a ABNT NBR 16149, a distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5% em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. As normas IEEE 1547:2018 quanto a IEC 61727:2004 também atribuem um valor limite de 5% para as distorções harmônicas total. No Quadro 2 podemos observar os valores limites para cada norma.

Quadro 2 - Comparação dos limites da taxa de distorção harmônica total

	ABNT 16149:2013	IEEE 1547:2018	IEC 61727:2004
Harmônicas Ímpares	Valor Limite	Valor Limite	Valor Limite
<9°	4,0%	4,0%	4,0%
11° a 15°	2,0%	2,0%	2,0%
17° a 21	1,5%	1,5%	1,5%
23° a 33	0,6%	0,6%	0,6%
>33°	-	0,3%	-
Harmônicas Pares	Valor Limite	Valor Limite	Valor Limite
2° a 8°	1,0%	1,0%	1,0%
10° a 14°	0,5%	0,5%	0,5%
16° a 20°	0,5%	0,375%	0,5%
22° a 32°	0,5%	0,15%	0,5%
>32°	-	0,075%	-

4.1.3 Cintilação

Segundo Y.-K. Wu, J.-H. Lin, e H.-J. Lin (2017), a cintilação é considerado indesejável quando causa uma variação do nível de iluminação das lâmpadas suficiente para irritar os seres humanos ou provoca o mau funcionamento de equipamentos.

Segundo a ABNT NBR 16149, a operação do sistema fotovoltaico não pode causar cintilação acima dos limites mencionados nas seções pertinentes das IEC 61000-3-3 (para sistemas com corrente inferior a 16 A), IEC 61000-3-11 (para sistemas com corrente superior a 16 A e inferior a 75 A) e IEC/TS 61000-3-5 (para sistemas com corrente superior a 75 A). A norma IEEE 1547:2018 especifica os intervalos mínimos de monitoramento para a avaliação da cintilação de curto e longo prazo, além de apresentar a fórmula utilizada para calcular a severidade da cintilação em períodos mais longos. Esta edição da norma faz referência aos documentos IEC/TR3 61000-3-7 e IEEE Std 1453. A

IEC 61727:2004 referência a IEC 61000-3-3 (para correntes inferiores a 16A), e a IEC 61000-3-5 (para correntes superiores a 16A).

4.1.4 Fator de Potência e Injeção de Potência Reativa

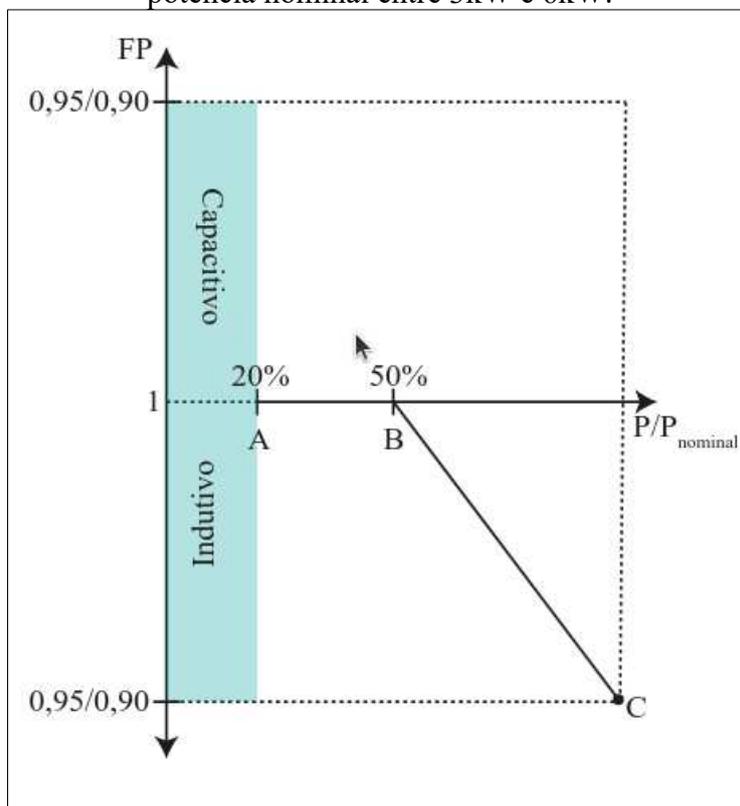
A norma IEEE 1547:2018 estabelece diversas diretrizes para o controle do fator de potência e da potência reativa, variando conforme as classificações dos sistemas em Classe A e Classe B. Entre as modalidades estão: i) controle de fator de potência constante, ii) controle de potência reativa em função da tensão, e iii) controle de potência reativa constante. Já a norma IEC 61727:2004 determina que sistemas fotovoltaicos devem operar com fator de potência superior a 0,92 indutivo, quando o inversor está carregado em pelo menos 50%. No entanto, sistemas que possuem controle de potência reativa podem operar fora desse limite, desde que haja autorização do operador da rede.

Segundo a ABNT NBR 16149, quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20 % da potência nominal do inversor, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de operar dentro das faixas de fator de potência definidas para determinadas potências de saídas nominais. Após uma mudança na potência ativa, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente, para corresponder ao FP predefinido. Qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingido em, no máximo, 10 s.

- $P_{nominal} \leq 3$ kW: Inversor com FP unitário, com tolerância de $\pm 2\%$.
- 3 kW $< P_{nominal} \leq 6$ kW: Inversor com FP unitário de fábrica, com tolerância de $\pm 2\%$. Adicionalmente, de forma opcional, o inversor deve possibilitar a operação de acordo com a curva apresentada na Figura 23 e FP ajustável de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo. Dependendo da topologia, carregamento da rede e potência a ser injetada, o operador da rede pode fornecer uma curva diferente, que deve ser implementada no inversor ajustando os pontos A, B e C da Figura 23. A tensão padrão de ativação é de 104% da tensão nominal da rede (V_{rede}) – ajustável entre 100% e 110% de V_{rede} . A tensão padrão de desativação é de 100% de V_{rede} – ajustável entre 90% e 100% de V_{rede} .
- $P_{nominal} > 6$ kW: Inversor com FP unitário de fábrica, com tolerância de $\pm 2\%$. O inversor deve permitir a operação de acordo com a curva

apresentada na Figura 23 e FP ajustável de 0,90 indutivo a 0,90 capacitivo. Nessa situação, também pode ser necessário o ajuste dos pontos A, B e C na Figura 23, bem como dos limites de ativação/desativação.

Figura 23: Curva do FP em função da potência ativa de saída para inversores com potência nominal entre 3kW e 6kW.



Fonte: Vargas (2021)

4.2 Proteção do Sistema Fotovoltaico

Com o aumento da demanda por fontes de energia renováveis, o uso de sistemas fotovoltaicos tem se tornado uma alternativa utilizada. No entanto, a implementação e operação desses sistemas traz desafios relacionados à segurança, especialmente devido ao manejo de eletricidade em grande escala e a exposição a condições ambientais adversas.

Os sistemas fotovoltaicos produzem tensões e correntes contínuas elevadas que geram riscos de choques elétricos, e por isso, devem haver cuidados com a instalação e manutenção contra descargas e outros fenômenos, como ficam expostos ao meio ambiente estão sujeitos a condições que podem gerar desgastes (Gatis; Melo Filho, 2020). Segundo os autores, um aterramento pode reduzir tais problemas, como os riscos de choques elétricos e de incêndios, ele consiste em uma ligação das estruturas ou instalações

com a terra, proporcionando um caminho às correntes elétricas indesejáveis, sendo uma maneira de evitar riscos de choques elétricos para as pessoas e os equipamentos.

Existem duas opções de aterramentos, o aterramento funcional e o para proteção. O funcional tem o objetivo de garantir o funcionamento correto dos equipamentos e sistemas elétricos, especialmente em relação à estabilidade da tensão e à referência de potencial. Já o de proteção, busca evitar choques elétricos nas pessoas, em caso de falhas na isolação dos equipamentos (Freixo, 2020).

Outra medida de proteção para sistemas fotovoltaicos envolve a instalação de Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS). Conforme a NBR 5410, esses equipamentos atuam como um escudo, limitando as sobretensões transitórias que podem danificar equipamentos sensíveis. Ao desviar as correntes de surto para o sistema de aterramento, os DPS garantem a integridade dos sistemas, evitando interrupções e perdas.

A instalação e operação de sistemas fotovoltaicos devem seguir as normas e regulamentações técnicas estabelecidas pelos órgãos competentes, como a ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas). Essas normas especificam os requisitos de segurança, desempenho e instalação dos sistemas.

Segundo a NBR 16149:2013 o sistema fotovoltaico deve possuir ainda proteção contra curto-circuito na interface de conexão com a rede em conformidade com a IEC 60364-7-712, além de proteção contra ilhamento, em que deve cessar de fornecer energia à rede em até dois segundos após perda de rede, para proteção de injeção de componente c.c na rede elétrica o sistema deve parar de fornecer energia à rede em 1 s se a injeção de componente c.c. for superior a 0,5 % da corrente nominal do inversor.

O módulo 3 da Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021 estabelece alguns requisitos de Proteção junto à interface com a rede da microgeração e minigeração distribuída (Figura 24).

Figura 23: Funções de Proteção junto à interface da micro/minigeração distribuída

Função de proteção	Código ANSI equivalente	Potência Instalada da Microgeração ou Minigeração Distribuída		
		Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Função de proteção de subtensão	27	Sim	Sim	Sim
Função de proteção de sobretensão	59	Sim	Sim	Sim
Função de proteção de subfrequência	81U	Sim	Sim	Sim
Função de proteção de sobrefrequência	81e	Sim	Sim	Sim
Função de proteção contra desequilíbrio de corrente entre fases	46	Sim ⁽¹⁾⁽⁵⁾	Sim	Sim
Função de proteção contra reversão e desequilíbrio de tensão	47	Sim ⁽¹⁾⁽⁵⁾	Sim	Sim
Função de proteção contra curto-circuito	50 / 50N	Sim ⁽¹⁾	Sim	Sim
Função de proteção seletiva contra curto-circuito	51 / 51N	Sim ⁽¹⁾	Sim	Sim
Função de proteção contra perda de rede (proteção anti-ilhamento)	-	Relé de detecção de ilhamento ^{(2) (3)}	Relé de detecção de ilhamento ^{(2) (3)}	Relé de detecção de ilhamento ^{(2) (3)}
Função de verificação de sincronismo	25	Sim	Sim	Sim
Função de espera de tempo de reconexão	62	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾

Fonte: ANEEL (2021)

A IEC 61727:2004 estabelece alguns aspectos relacionados à proteção do sistema fotovoltaico como: proteção contra sobrecarga e sobretensão em que os sistemas devem incluir dispositivos para evitar danos causados por sobrecarga e sobretensão, desconexão automática em casos de falha na rede elétrica o sistema deve ser desconectado automaticamente para evitar danos ao equipamento, proteção contra ilhamento, assim como é mencionado na NBR 16149:2013.

A norma IEEE 1547:2018 também estabelece os mesmos princípios de proteção contra ilhamento e desconexão automático que a IEC 61727:2004, além de definir padrões para qualidade de energia gerada incluindo os limites abordados para distorção harmônica e flutuações de tensão.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Sendo impulsionado pela busca de fontes de energias mais limpas e sustentáveis, o setor fotovoltaico ganhou espaço e têm se tornado mais relevante no cenário nacional. No Brasil existem algumas normas e regulamentos responsáveis por garantir a segurança e qualidade dos sistemas fotovoltaicos.

O presente trabalho propõe uma revisão bibliográfica comparativa entre tais normas e regulamentos brasileiros, sendo elas a ABNT NBR 16149:2013 e Regras e Procedimentos de Distribuição (PRODIST), módulo 3 e 8 da ANEEL, relacionados a inversores e sistemas fotovoltaicos conectados à rede e as normas europeia IEC 61727:2004 e americana IEEE 1547:2018 buscando identificar similaridades e diferenças entre os requisitos técnicos adotados. As principais características dos inversores conectados à rede foram organizadas em quatro áreas principais: qualidade de energia do inversor, qualidade de energia da rede, requisitos de instalação e medidas de proteção.

Com relação a limitação de injeção de corrente contínua, assim como as normas norte-americana IEEE 1547 e europeia IEC 61727, a norma brasileira ABNT NBR 16149 estabelece limites para o valor máximo de corrente contínua injetada na rede e não permite operação caso esses limites sejam excedidos. Os valores máximos permitidos da IEC 61727:2004 mostrou ser superior a IEEE 1547:2008 e a ABNT 16149:2013.

Com relação a distorção harmônica total de corrente, a ABNT NBR 16149, recomenda que deve ser inferior a 5% em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. As normas IEEE 1547:2018 e IEC 61727:2004 também atribuem um valor limite de 5% para as distorções harmônicas total.

Além da distorção harmônica, de acordo com a ABNT NBR 16149, a operação do sistema fotovoltaico não pode causar cintilação acima dos limites mencionados nas seções pertinentes das IEC 61000-3-3 (para sistemas com corrente inferior a 16 A), IEC 61000-3-11 (para sistemas com corrente superior a 16 A e inferior a 75 A) e IEC/TS 61000-3-5 (para sistemas com corrente superior a 75 A). A norma IEEE 1547:2018 especifica os intervalos mínimos de monitoramento para a avaliação da cintilação de curto e longo prazo.

Com relação ao fator de potência e a injeção de potência reativa, a norma IEEE 1547:2018 estabelece diversas diretrizes para o controle do fator de potência e da potência reativa, variando conforme as classificações dos sistemas. Já a norma IEC 61727:2004

determina que sistemas fotovoltaicos devem operar com fator de potência superior a 0,92 indutivo quando o inversor está carregado em pelo menos 50%. A NBR 16149 da ABNT determina que quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do inversor e que o sistema fotovoltaico deve ser capaz de operar dentro das faixas de fator de potência definidas para determinadas potências de saídas nominais.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR (2024). **Projeções da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica para 2024**. Disponível em <https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-devera-trazer-novos-investimentos-ao-brasil-em-2024/> Acesso em 17 de setembro de 2024.

ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 7, p. 873-884, 2016. Doi:[10.1049/iet-rpg.2015.0378](https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0378)

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 1000 de 07 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras e Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST. ANEEL, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ELERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 1059 de 07 de fevereiro de 2023**. Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, 1009, de 22 de março de 2022, e dá outras providências. ANEEL, 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ELERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 166 de 10 de outubro de 2005**. Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE). ANEEL, 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 687 de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012. ANEEL, 2021.

ALVES, D. B. O. **Análise comparativa do inversor string e microinversor para sistemas de geração de energia solar fotovoltaica**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Ceará. Sobral, 2022.

ANDRADE JUNIOR, L. M. L.; MENDES, L. F. R. Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: considerações acerca de sua difusão e implantação no Brasil. **Vértices**, v. 18, n. 2, p. 31-51, 2016.

ARIAS, V. C. **Comparação entre a aplicação de inversores centrais e strings em uma usina solar fotovoltaica: análise técnica e financeira**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Departamento de Engenharia Elétrica. Escola de Engenharia. Universidade Federal Fluminense. Rio de Janeiro, 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410**: Instalações elétricas de baixa tensão. ABNT, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149**: Sistemas

fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. ABNT, 2013.

BERTO, A. Módulos fotovoltaicos – Características elétricas.

BOLLEN, M. H.; GU, I. Signal Processing of Power Quality Disturbances. **John Wiley & Sons**, v. 30, 2006. Doi:10.1002/0471931314

CAVALCANTE, M. A.; RODRIGUES, T. T. T.; BUENO, D. A. Controle Remoto: Observando códigos com o arduíno. **Caderno Brasileiro de Ensino de Física**, v. 31, n. 3, p. 614-641, 2014. Doi:[10.5007/2175-7941.2014v31n3p614](https://doi.org/10.5007/2175-7941.2014v31n3p614)

CASAGRANDE, M. C. **Agrovoltaiico: Aplicação e Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos na Agricultura**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Centro de Ciências, Tecnologia e Saúde. Universidade Federal de Santa Catarina. Araranguá, 2023.

CRESESB. **Energia Solar Fotovoltaica**. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito / CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro (2008).

DE JESUS, M. H. A. **Análise econômica para a implementação de geração fotovoltaica na UFCG**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande, 2024.

ENERGEASY SOLAR. **Placa Solar ou Pannel Solar?** Disponível em <https://energeasysolar.com.br/placa-solar-ou-pannel-solar/> Acesso em 02 out de 2024

FREIXO, C. C. **Aterramento Elétrico em baixa tensão**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Faculdade Pitágoras. Belo Horizonte, 2020.

GATIS, I. V. B.; MELO FILHO, J. B. Proteção de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica. **Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada**, v.5, n. 3, p. 65-72, 2020

GTES. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar. CEPEL – DTE – CRESESB. Org. João Tavares Pinho/Marco Antonio Galdino. Rio de Janeiro, 2014.

INMETRO. **Portaria nº 004 de 04 d janeiro de 2011**. Ministério Do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Instituto Nacional de Metrologia, Normalização E Qualidade Industrial. Rio de Janeiro, 2011.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELETRONICS ENGINEERS. **STD 1547:2018**: Standard of Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. IEEE, 2018.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61727:2004** – Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface. IEC, 2004.

IRENA. Estatísticas de Energias Renováveis 2024. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponível em

<https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Renewable-energy-statistics-2024> Acesso em 01 de Out 2024.

KHAH, M. V. et al. Optimal sizing of residential photovoltaic and battery system connected to the power grid based on the cost of energy and peak load. **Heliyon, Elsevier**, v. 9, n. 3, 2023. Doi: [10.1016/j.heliyon.2023.e14414](https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e14414)

LEMOS, E. V. B. **Relatório de estágio supervisionado solar nobre**. UAEE, UFCG, 2022.

LIMA, A. A. et al. Uma revisão dos princípios da conversão fotovoltaica de energia. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 42, e20190191, 2020. Doi: 101590/1806-9126-RBEF-2019-0191

LIMA E SILVA, T. **ROTÓTIPO PARA UM SISTEMA DE CAPTAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COM CONTROLE PID E MPPT**.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Centro Universitário Augusto Motta. Rio de Janeiro, 2018.

LOPES FILHO, G.; FRANCO, R. A. P.; VIEIRA, F. H. T. Algoritmo de Seguimento do Ponto de Máxima Potência para Sistemas Fotovoltaicos considerando Minimização de Erro e Derivada da Potência. **Tendências em Matemática Aplicada e Computacional**, v. 21, n. 1, p. 157-170, 2020.

MARANGONI, F. **Inversores Monofásicos para Conexão de Sistemas Fotovoltaicos à Rede**. Dissertação (Mestrado) — Pato Branco: UTFPR, 2012.

MELLO, G. O. L. **Estudo da Influência da Temperatura na Produção de Energia Gerada por Placas Fotovoltaicas**. Dissertação. Programa de Pós-Graduação em Ciência de Materiais. Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, 2021.

MENDONÇA, M. et al. Conversores Elétricos: Fundamentos, Conceitos e Exemplos. **Brazilian Journal of Development**, v. 7, n. 2, p. 20311-20325, 2021. Doi:10.34117/bjdv7n2-599

MORAES, F. P.; CARMO, I. G. G. et al. **Simulação de Algoritmo de Rastreamento de Potência com uso do Conversor Buck**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Pontifícia Universidade Católica de Goiás. Goiânia, 2020.

OLIVEIRA, F. M. et al. Técnica de Rastreamento de Máxima Potência em Arranjos Fotovoltaicos Sob efeito de Sombreamento Baseado no Método PSO. **XI IEEE/IAS International Conference on Industry Applications** 2014.

PACHECO, J. O. **Desenvolvimento de um Sistema Didático para Ensino de Conversores CC-CA com Monitoramento por Microcontroladores**. Monografia (Pós-graduação em Desenvolvimento de Produtos Eletrônicos). Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina. Florianópolis, 2012.

PHAN, B.C.; LAI, Y.-C.; LIN, C.E. A Deep Reinforcement Learning-Based MPPT Control for PV Systems under Partial Shading Condition. **Sensors**, v. 20, 3039, 2020. Doi: 10.3390/s20113039

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Grupo de Trabalho de Energia Solar. CEPEL – CRESESEB. Rio de Janeiro, 2014.

SANTOS, H. A.; DIAS JUNIOR, A. J. S.; AUTUNES, F. L. M. PROJETO DE CONVERSOR C.C. - C.A. CONTROLADO PARA UMA MICRORREDE. V **Congresso Brasileiro de Energia Solar** – Recife, 31 a 03 de abril de 2014.

SILVA, G. M. M. **Ecoposto de recarga celular**. Projeto de Graduação. Departamento de Engenharia Elétrica. Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo. Vitória, 2017.

SILVA, H. F. B. **Relatório de Estágio Integrado: Ecosol Engenharia**. Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande. Centro de Engenharia Elétrica e Informática. Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica. Campina Grande, 2024.

SOUZA, D. E. P. C. **Energia solar, curva característica dos módulos fotovoltaicos e estratégias de Maximum Power Point Tracking**. Trabalho de conclusão de curso. Graduação em Engenharia de Controle e Automação. UNISOCIESC, 2023.

SUNGOLD SOLAR. **Série de painéis solares vs paralelo: compreensão e diferença**, 2023. Disponível em < <https://www.sungoldsolar.com/pt/solar-panels-series-vs-parallel/>> Acesso em 04 de out de 2024.

STANKIEWICZ, A. L. et al. Estudo Comparativo de Técnicas de Rastreamento de Máxima Potência para Geração de Energia Solar Fotovoltaica. **Seminário de Eletrônica de Potência e Controle**, v. 1. Santa Maria 2014. Doi: [10.13140/RG.2.1.4919.6648](https://doi.org/10.13140/RG.2.1.4919.6648)

TONOLO, E. A. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR Campus Curitiba**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

VARGAS, L. R. **Estratégia de controle volt/var em redes elétricas inteligentes por inversores fotovoltaicos**. Trabalho de Conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Universidade Federal do Pampa. Alegrete, 2021.

WU, Y. K.; LIN, J. H.; LIN, H. J. Standards and guidelines for grid-connected photovoltaic generation systems: A review and comparison. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 53, n. 4, p. 3205-3216, 2017.

ZILLES, R. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Coleção aplicações da energia solar fotovoltaica. São Paulo: Oficina de textos, 2012.

ZUFFO, A. G. et al. Desenvolvimento e montagem de um conversor CC-CA em ponte completa para acionamento de um motor monofásico. **Anais do Congresso de Iniciação Científica do INATEL – INCITEL**, 2020.