

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ (UTFPR)

EVANDRO JACEK GOMES

GUSTAVO DOS SANTOS

**CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO DOS IMPACTOS DO AUMENTO DA ENTRADA
DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA REDE ELÉTRICA DE
DISTRIBUIÇÃO**

CURITIBA

2023

**EVANDRO JACEK GOMES
GUSTAVO DOS SANTOS**

**CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO DOS IMPACTOS DO AUMENTO DA ENTRADA
DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA REDE ELÉTRICA DE
DISTRIBUIÇÃO**

**CONTRIBUTION TO THE STUDY OF THE IMPACTS OF INCREASED
PENETRATION OF PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY INTO THE
DISTRIBUTION POWER GRID**

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Prof. Dr. Gerson Máximo Tiepolo

**CURITIBA
2023**



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

**EVANDRO JACEK GOMES
GUSTAVO DOS SANTOS**

**CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO DOS IMPACTOS DO AUMENTO DA ENTRADA
DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA REDE ELÉTRICA DE
DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentado como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica do
curso de Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 30/outubro/2023

Nastasha Salame da Silva
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Paulo Cicero Fritzen
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Gerson Máximo Tiepolo
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

**CURITIBA
2023**

RESUMO

A geração distribuída solar é uma abordagem inovadora que tem ganhado destaque na busca por soluções sustentáveis para suprir as necessidades energéticas. Esta forma de geração de energia envolve a instalação de painéis solares em residências, edifícios comerciais e industriais, permitindo que os consumidores gerem sua própria eletricidade. Porém, com a introdução em massa desses sistemas, é possível que surjam novos desafios para a rede de distribuição urbana, já que o perfil da rede elétrica é afetado por esse novo tipo de geração. Neste trabalho, é feita uma revisão bibliográfica das principais obras e artigos dos últimos anos, culminando em um resumo dos principais problemas que podem vir a surgir com a inserção massiva da geração distribuída solar na rede de distribuição urbana. Também são apresentadas algumas das soluções encontradas na literatura para tentar mitigar esses obstáculos. Por fim, utilizando dos achados deste trabalho e de dados estatísticos, é apresentada uma análise crítica sobre o futuro da geração distribuída fotovoltaica no Brasil.

Palavras-chave: geração distribuída; geração fotovoltaica; energia renovável.

ABSTRACT

Distributed solar generation is an innovative approach that has gained notoriety in the search for sustainable solutions to meet energy needs. This form of energy generation involves the installation of solar panels in residential, commercial, and industrial buildings, allowing consumers to generate their own electricity. However, with the widespread introduction of these systems, new challenges may arise for the urban distribution network, as the profile of the electrical grid is affected by this new type of generation. In this paper, a literature review of major works and articles from recent years is conducted, culminating in a summary of the primary issues that may arise with the widespread integration of solar distributed generation into the urban distribution grid. Additionally, some solutions found in the literature to mitigate these challenges are presented. Finally, leveraging the findings of this study and statistical data, a critical analysis is provided regarding the future of photovoltaic distributed generation in Brazil.

Keywords: photovoltaic generation; distributed generation; renewable energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede	17
Figura 2 – Desbalanceamento de fase	31
Figura 3 – Esquema de fluxo de potência	32
Figura 4 – Distorção harmônica	33
Figura 5 – Compensador estático	37
Figura 6 – Topologia filtro LCL em conjunto ao inversor trifásico	39
Figura 7 – Conexão do STATCOM em um sistema elétrico	40
Figura 8 – Esquema de um transformador com <i>On-Load Tap Changer</i>	41
Figura 9 – Esquema monitoramento remoto para OLTC	41
Figura 10 – Esquema de uma chave de transferência estática para duas fontes . . .	44
Figura 11 – Diagrama interno de uma chave de transferência estática	44
Figura 12 – Esquemático de linha para utilização de STS	45
Figura 13 – Esquemático do consumidor para utilização de STS	45
Figura 14 – Topologia do <i>Smart Transformer</i>	47
Figura 15 – Curva de relação V_{IVDC} x Frequência do <i>Smart Transformer</i>	48
Figura 16 – Esquema de um Smart Meter	49
Figura 17 – Processo de dados entre <i>Smart Meter</i> e data-base da concessionária .	49
Figura 18 – GD na área comercial	57
Figura 19 – GD na área residencial	57

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Capacidade instalada acumulada global	23
Gráfico 2 – Representatividade dos recursos para geração de energia na China em 2022	24
Gráfico 3 – Representatividade da geração de energia na Alemanha em 2023 . . .	25
Gráfico 4 – Potência Solar Instalada no Brasil	27
Gráfico 5 – Efeito das condições climáticas na geração fotovoltaica	29
Gráfico 6 – Espectro harmônico antes da entrada do filtro ativo	38
Gráfico 7 – Espectro harmônico depois da entrada do filtro ativo	38
Gráfico 8 – Problemas de tensão nos consumidores para cada método de controle de OLTC	42
Gráfico 9 – Número de atuação do TAP de OLTC para cada método de controle . .	42

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Porcentagem de tarifa para instalações ingressantes	26
Tabela 2 – Efeitos da sobretensão em lâmpadas	29

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Abreviaturas

AC/CA	Corrente Alternada
DC/CC	Corrente Contínua
DHT	Distorção Harmônica Total
GD/DG	Geração Distribuída
GF	Geração Fotovoltaica
Fv/Pv.	Fotovoltaico(a)
NBR	Norma Brasileira
OLTC	Transformador com Comutação Automática de Tape
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PWM	Modulação por largura de pulso
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado à rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
SVC	Compensador Estático Reativo
STATCOM	Compensador Estático Síncrono
STS	Chave de transferência estática

Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
IEA	Agência Internacional de Energia
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletrônicos e Eletricistas
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética

INMETRO Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
PROINFA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REN 21 *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Delimitação do tema	12
1.2	Problemas e Premissas	13
1.3	Objetivo	13
1.3.1	Objetivos Geral	13
1.3.2	Objetivos Específicos	14
1.4	Justificativa	14
1.5	Procedimentos Metodológicos	15
1.6	Estrutura do Trabalho	15
2	REFERENCIAL TEÓRICO	16
2.1	Definição de Geração Distribuída	16
2.2	Topologia Geração Distribuída Fotovoltaica	16
2.3	Aspectos Normativos para Geração Distribuída	17
2.3.1	Normas Brasileiras para Geração Distribuída	17
2.3.2	Normas Internacionais para Geração Distribuída	21
2.4	Panorama Mundial	22
2.4.1	Geração Fotovoltaica Na China	23
2.4.2	Geração Fotovoltaica na Alemanha	24
2.4.3	Geração Fotovoltaica no Brasil	25
3	IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	28
3.1	Flutuações de Tensão	28
3.2	Desbalanceamento de Fase	30
3.3	Fluxo de Potência Reverso	31
3.4	Harmônicos	32
3.5	Fator de Potência	33
3.6	Sincronia entre Carga e Geração	34
3.7	Corrente de Falta e Proteção	34

4	MÉTODOS DE MITIGAÇÃO DOS EFEITOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA REDE ENCONTRADOS NA LITERATURA NACIONAL E INTERNACIONAL	36
4.1	Soluções Através de Dispositivos Tradicionais	36
4.1.1	Compensadores estáticos reativos	36
4.1.2	Filtros	37
4.1.3	Compensadores síncronos estáticos	39
4.1.4	<i>On-Load Tap Changers</i>	40
4.1.5	Chave de transferência estática	43
4.2	Soluções Através de Dispositivos <i>Smart</i>	46
4.2.1	<i>Smart Transformers</i>	46
4.2.2	<i>Smart Meters</i>	48
4.2.3	Inversores de frequência	49
4.2.4	Sistemas de armazenamento de energia	50
4.2.5	Controle de cargas no consumidor	52
4.2.6	Microrredes	53
4.3	Considerações Finais Sobre os Métodos de Mitigação	54
5	CONCLUSÕES	56
	REFERÊNCIAS	58

1 INTRODUÇÃO

Por toda a história da humanidade, diferentes recursos energéticos foram utilizados e aprimorados para suprir as necessidades humanas. Exemplos disso são: a utilização do vento em moinhos, para realizar a fragmentação de materiais brutos, e a utilização de óleos no Antigo Egito para iluminação. Mas foi a partir da criação da máquina a vapor no fim do século XVIII que a humanidade começou a utilizar, em larga escala, diversas fontes de energia. Inicialmente o carvão foi o principal recurso utilizado, até que, na metade do século XIX, o petróleo começou a competir em números de utilização. Esses recursos permitiram o desenvolvimento de diversos setores, como no caso do comércio e do transporte (GOLDEMBERG; VILLANUEVA 2003).

Conforme os anos passavam, a dependência por esses tipos de recursos apresentava seus pontos negativos. Um exemplo recente foi a crise do petróleo que ocorreu na década de 70, derivada dos conflitos nos países árabes. Por serem os principais exportadores do recurso, conflitos que ocorrem nesses países causam um aumento significativo no preço do barril, prejudicando todos que necessitam do petróleo (CBIE, 2020). Outro ponto negativo, que é bastante discutido nos dias atuais, é os efeitos nocivos ao meio ambiente gerados pela utilização de recursos fósseis. Exemplo de problema gerado é a emissão de gases, como os óxidos de enxofre e nitrogênio (SEIFFERT, 2010).

Por conta desses problemas, e do fato de os recursos fósseis serem finitos, Moreira (2017) ressalta que é necessária a busca de outras fontes para suprir as necessidades de energia, e não prejudicar o meio ambiente. A energia solar fotovoltaica, que pode ser definida como “a conversão direta da energia do sol em energia elétrica” (IMHOFF, 2007), é uma das favoritas globalmente, podendo ser gerada com baixo impacto ambiental e utilizando um recurso natural que é tido como inesgotável, a energia proveniente do sol.

1.1 Delimitação do tema

A descoberta do efeito fotovoltaico veio no ano de 1839, pelo físico francês Edmond Becquerel. Para demonstrar o fenômeno, foi utilizada uma célula eletroquímica capaz de gerar uma diferença de potencial, quando era submetida uma luz sobre o dispositivo. O aperfeiçoamento da conversão veio com Charles Fritts em 1880, apresentando os primeiros painéis solares fotovoltaicos. Mas foi a partir de 1950, através dos trabalhos de Russel Ohl, que surgiram os primeiros painéis solares fotovoltaicos utilizando as junções p-n de silício, os quais apresentaram uma melhor eficiência já registrada na época, com um taxa de conversão de 5% (LIMA, 2020). Foram graças a esses primeiros passos que tem-se uma fonte de energia que cresce a cada ano. Dados da REN21 (2022) indicam que a capacidade instalada de energia a partir da conversão fotovoltaica cresceu 175 GW em 2021, alcançando um total cumulativo de 942 GW.

Uma das vantagens da utilização de painéis vem da praticidade de instalação, possibilitando a instalação em superfícies marginais das construções. Isso permite que os próprios

consumidores gerem a sua própria energia. Quando essa geração possui conexão com a rede de distribuição das concessionárias, seguindo critérios técnicos, permite que a energia que não esteja sendo utilizada pelo consumidor, possa ser direcionada para outros consumidores, que é o princípio base da geração distribuída, o tema principal deste trabalho.

1.2 Problemas e Premissas

A geração distribuída é presente em diversos países, como por exemplo: nos Estados Unidos a capacidade instalada provenientes da geração distribuída fotovoltaica é de aproximadamente 39,6 GW (FELDMAN et al., 2023), enquanto na Alemanha a capacidade instalada de energia pela geração distribuída fotovoltaica, em 2022, chegou a valores de aproximadamente 58,4 GW (DESTATIS, 2022). No caso do Brasil, até abril de 2023, a capacidade instalada, através da micro e minigeração fotovoltaica, chegou a marca de 20,4 GW (ABSOLAR, 2023). Esses dados mostram que, se as condições atuais que permitem a sua instalação não mudarem de maneira desfavorável, a tendência da geração distribuída é continuar crescendo. Esse crescimento pode proporcionar um aumento de aspectos a serem analisados, estes em grande parte já conhecidos através de diversos estudos no mundo afora. Passey et al. (2011) menciona alguns desses aspectos proporcionados pela geração distribuída fotovoltaica, como, por exemplo, flutuações de tensão e potência, fluxo de potência reversa, surgimento de harmônicos, entre outros. O Brasil terminou 2021 em 13º lugar no ranking dos países que mais produzem energia pela geração fotovoltaica (EXAME, 2022), trazendo assim a necessidade de mais estudos para tentar compreender e mitigar os problemas que podem surgir futuramente.

1.3 Objetivo

O objetivo deste trabalho é consolidar uma base bibliográfica que possa servir de estudo para futuras intervenções que serão necessárias na rede de distribuição, devido ao constante crescimento da geração distribuída fotovoltaica.

1.3.1 Objetivos Geral

Apresentar os desafios enfrentados pela rede elétrica devido à introdução em massa de unidades de geração distribuída fotovoltaica na rede de distribuição. E a partir desses aspectos, detalhar algumas das possíveis soluções para esses obstáculos. disponibilizado para quem lê o trabalho.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Apresentar os conceitos básicos de geração fotovoltaica e geração distribuída;
- Apresentar um panorama da geração nos principais países no mundo e no Brasil, junto com as condições que favoreceram o crescimento fotovoltaico;
- Listar os principais problemas que ocorrem na rede pela geração distribuída, e como eles ocorrem devido a utilização de painéis fotovoltaicos;
- Apontar quais as soluções atuais, e expectativas futuras para lidar com os problemas listados;
- Expor qual o panorama futuro da geração distribuída no Brasil nos próximos anos;
- Oferecer uma conclusão geral da geração distribuída através das informações descritas no trabalho.

1.4 Justificativa

Com a matriz energética mundial buscando fontes limpas e renováveis de energia, a tecnologia fotovoltaica é vista hoje como uma das principais soluções na procura de uma substituição ao combustível fóssil, que foi responsável pela geração de 61% da energia global (REN21, 2023).

Regulações ambientais, a diminuição do custo de painéis fotovoltaicos e o aumento nas tarifas de energia estão servindo de incentivo para investir na energia solar. O consumidor cativo, que antes apenas consumia, passa a adquirir sua própria unidade geradora, produzindo energia no período de incidência solar e consumindo da distribuidora nos períodos em que não há geração, ou quando a geração não é suficiente para cobrir a sua demanda. Porém, esse aumento da entrada de energia solar fotovoltaica, caso seja em grande escala, pode impactar a rede elétrica de distribuição, gerando sobrecarga em transformadores, produzindo harmônicos e provocando variações de tensão e corrente (KARIMI et al., 2016).

A integração da geração solar distribuída na malha urbana já é realidade em diversos países. De acordo com a *International Energy Agency* (IEA), o investimento na capacidade instalada solar será massivo entre o período de 2022 a 2027, podendo até mesmo triplicar em países de primeiro mundo (IEA, 2022). Por esse motivo, estudos em busca de soluções para atenuar os problemas causados pela introdução em massa de sistemas fotovoltaicos são necessários, pois podem servir como base para futuras expansões da rede elétrica, assim como para o desenvolvimento de novas tecnologias.

1.5 Procedimentos Metodológicos

De acordo com Lima e Miotto (2007), para a realização de uma pesquisa bibliográfica é imprescindível seguir por caminhos não aleatórios. Portanto, neste trabalho, a equipe em primeiro momento filtra o material relevante para o estudo, definindo os principais conceitos técnicos para o entendimento do assunto e formando uma base de dados referente às diversas fontes analisadas. Logo após, será feita a comparação entre os dados, buscando apresentar os principais problemas que estão surgindo devido à mudança no modelo de distribuição tradicional. Por fim, são apresentadas as principais soluções para os problemas propostos e possíveis intervenções necessárias na rede elétrica, para que seja possível manter uma boa confiabilidade na distribuição de energia.

1.6 Estrutura do Trabalho

- Capítulo 1 – É feita a introdução do tema com a delimitação do trabalho. São apresentando os objetivos gerais e específicos, quais as justificativas para a escolha do tema e quais serão os métodos adotados na pesquisa;
- Capítulo 2 – São apresentados os conceitos que são necessários para o entendimento do trabalho. Esse capítulo servirá como referencial teórico.
- Capítulo 3 – São mostrados dados e informações da geração fotovoltaica em alguns dos principais países que utilizam essa geração, junto com um panorama da situação do Brasil.
- Capítulo 4 – São abordados os problemas atuais encontrados com a introdução da geração distribuída nas redes de distribuição, explicando como eles ocorrem e como eles impactam o fornecimento de energia.
- Capítulo 5 – A partir dos problemas do capítulo 4, são apresentadas as soluções atuais que estão sendo utilizadas para mitigar esses problemas.
- Capítulo 6 – É feita a conclusão do trabalho, apresentando os prós e contras referentes a introdução da geração distribuída fotovoltaica na rede de distribuição. Além disso, será apresentada uma análise crítica sobre o futuro da GD no Brasil.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Definição de Geração Distribuída

Segundo INEE (Instituto Nacional de Eficiência Energética, 2020), “Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia”. Essa definição deixa implícito em como a geração distribuída acaba trazendo pequenas mudanças no fluxo de potência, desde a geração de energia nas usinas, até o fornecimento para o consumidor final.

Segundo Monticelli e Garcia (2003), A estrutura genérica de um sistema de energia elétrica consiste em geradores, os quais convertem energia mecânica em energia elétrica e a injetam na rede de transmissão após efetuada a elevação da tensão. A linha, por sua vez, transporte essa energia em diferentes percursos até o intermédio da linha de transmissão e a linha de distribuição. Após o abaixamento da tensão, essa última linha tem como função distribuir a energia para os consumidores interligados a ela.

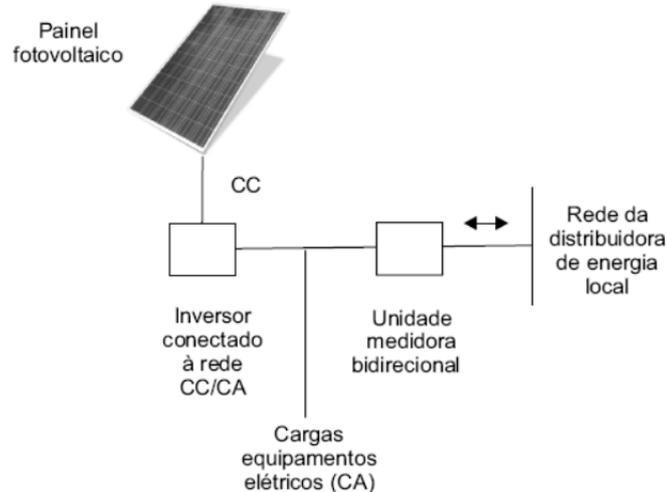
Conforme apresentado pela definição do INEE, a geração distribuída permite que os consumidores possam gerar sua própria energia, ou seja, tem-se a disponibilidade de gerar energia dentro do ramo que as linhas de distribuição ficam localizadas, sem a necessidade das linhas de transmissão. Todavia, a geração distribuída não só permite que a pessoa que adquira uma instalação possa produzir a própria energia elétrica que necessita, como também pode disponibilizar uma energia excedente para a linha de distribuição, de forma a disponibilizar energia para consumidores próximos, sendo beneficiado pela concessionária pela disponibilização. Essa modalidade permite que existam pequenas usinas fornecendo energia diretamente para as linhas de distribuição.

2.2 Topologia Geração Distribuída Fotovoltaica

Uma geração distribuída que utiliza painéis fotovoltaicos conectados tanto para o consumidor, quanto para rede de distribuição, fornecendo a energia excedente para o sistema, é denominado Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCCR). Essa ligação da instalação da geração distribuída tende a variar, não sendo uma topologia única e universal. Segundo Macedo e Zilles (2004), diferentes formas de conexões são adotadas conforme as políticas de incentivos ou tratamentos dado a essa aplicação em cada localidade. Mesmo com diferentes ligações, todas elas contém os mesmos componentes para fornecer a geração de energia e a ligação para consumidor e rede de distribuição. O primeiro desses componentes é o painel fotovoltaico, feito a partir de semicondutores dopados, os quais são responsáveis na conversão da radiação proveniente da luz solar para energia elétrica na forma de corrente contínua. Pelo fato de ser adotado o fornecimento de energia elétrica na forma de corrente alternada, é necessário fazer

a conversão da energia fornecida pelo painel. Para isso, é utilizado o inversor de frequência, um equipamento eletrônico capaz de fazer a conversão, e também manter o sincronismo do sistema em relação a rede de distribuição. Por fim, para haver a medição da energia que é fornecida pela concessionária e a energia excedente dos painéis se faz a utilização de um medidor de energia bidirecional. A figura 01 a seguir apresenta um esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Figura 1 – Esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: Moreira (2017).

2.3 Aspectos Normativos para Geração Distribuída

É extremamente importante haver definições das instalações conectadas à rede, de forma que o funcionamento do sistema não prejudique o consumidor que fez aquisição, e também a rede de distribuição da concessionária. Desde o início da prática da geração distribuída, profissionais da área estudam e definem padrões a serem seguidos e publicam documentos normativos para serem usados como referência para implementação das instalações. Neste item são abordadas normas nacionais e internacionais importantes que são utilizadas como referência e que estipulam as condições de instalação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

2.3.1 Normas Brasileiras para Geração Distribuída

Para a implementação da SFCR no Brasil, existem regulamentos técnicos emitidos pelas concessionárias de energia e resoluções normativas da ANEEL, os quais estipulam as regras das instalações. Além disso, a ABNT disponibiliza diversas normas que complementam todas as metodologias que devem ser adotadas nas instalações. A seguir são apresentados os principais documentos:

→ Resoluções Normativas ANEEL N° 482/2012 e N° 687/2015: Normativa N° 482 entrou em vigor em 17/04/2012 e ficou válida até 2016, após ser revisada pela Normativa 687/2015. A 482 foi importante por dar início a disponibilidade dos consumidores de gerarem a própria energia e fornecer a energia excedente para a rede de distribuição. Com ela, foram definidas as diferentes modalidades de geração, as responsabilidades de cada parte (consumidor e concessionária) e também como seria feita a compensação da energia excedida. A 482/2012 estipulou duas modalidades de geração, as quais eram definidas da seguinte maneira:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa, ou cogeração qualificada, conforme regulamento da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Com a revisão da Normativa N° 687, houve mudança da definição de microgeração para potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis;
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamento da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Com a revisão da Normativa N° 687, houve mudança da definição de minigeração para potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada ou fontes renováveis.

Além das mudanças nas definições, A revisão da Normativa trouxe alguns novos benefícios para os consumidores da GD, sendo eles:

- Um aumento da validade dos créditos de 36 para 60 meses, além da implementação da opção “autoconsumo remoto” o qual permitia usar esses créditos para abater o consumo de unidade consumidora do mesmo titular situada em outro local, desde que seja na área de atendimento de uma mesma distribuidora.
- A possibilidade de instalação de GD em condomínios, permitindo que a energia gerada possa ser repartida entre os condôminos em porcentagem definidas pelos próprios consumidores;
- Criação da “geração compartilhada”, a qual possibilita que diversos interessados se unam em consórcio ou em uma cooperativa para a instalação de uma das modalidades de GD que reduza as faturas dos consorciados ou cooperados.

- Simplificações em processos burocráticos nos processos necessários para conectar a instalação à rede de distribuição, como por exemplo: formulários padrão para solicitação e diminuição do prazo total que a distribuidora tem para conectar as instalações de até 75 kW.
- Resolução Normativa ANEEL Nº 1059/2023: A partir de fevereiro de 2023, a resolução Nº 687 foi revogado pela Resolução ANEEL Nº 1059/2023, o qual visa aprimorar as regras para conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração, em conformidade com a regulamentada lei Nº 14.300/2022, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. A lei deixa definido diversos critérios para atuação da modalidade, como a questão de solicitação de acesso, as responsabilidades das concessionárias ou permissionárias, o programa social que estimula o investimento da geração para consumidores de baixa renda, etc. Tanto essa resolução, quanto a lei 14.300, trazem a definição de microgeração seguindo a mesma definição apresentada na Normativa Nº 687 da ANEEL, enquanto na minigeração é também mantido os critérios definidos na Normativa, com a exceção de um ajuste no critério limite de potência instalada, no qual é definido a instalação como minigeração para uma capacidade de até 3 MW nos caso de fontes não despachável. Na Normativa Nº 687 é definido esse limite somente para fonte hidráulica. As principais mudanças com a expedição dessa resolução foram as seguintes:
- Permitir que pessoas físicas ou jurídicas, que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração se juntem por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício, ou qualquer outro forma de associação civil;
 - Exigência da apresentação de garantia fiel de cumprimento pelos consumidores com microgeração e minigeração que irão realizar a conexão de suas instalações na rede;
 - Esclarecimentos sobre troca de titularidade das instalações, o qual pode ser realizado após a solicitação de vistoria e antes da conclusão do processo de conexão;
 - Possibilidade de unidades consumidoras do grupo A optem pelo faturamento do grupo B, conforme estipulado pela Lei 14.300, desde que sejam respeitados seguintes critérios:
 1. Soma da potência do transformador não ultrapasse 112,5 kVA;
 2. A geração deve ser instalada na unidade consumidora;
 3. Não sendo permitido enviar ou receber excedente de energia para unidades consumidoras distintas.
- COPEL NTC 905200/2014 – Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema Copel: Emitida em fevereiro de 2014 e revisada em agosto do mesmo ano, a NTC trata

das especificações da geração distribuída instaladas nas redes de distribuição concessionadas pela COPEL. Além de tratar de todas as especificações já citadas pela Resolução Normativa da ANEEL, a NTC traz uma regulamentação específica, apresentando requisitos técnicos de conexão e requisitos gerais do sistema de medição da instalação, os arranjos de conexão e as especificações de equipamentos.

- ABNT NBR 16149/2013 – Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição: Norma em vigor desde 2014, ela estabelece os critérios de conexão que as instalações de GD devem manter para o devido funcionamento na linha de distribuição. Esses critérios envolvem parâmetros elétricos e de segurança que garantem que a instalação não irá prejudicar fisicamente as linhas de distribuição e muito menos o fornecimento de energia pela concessionária. Os parâmetros elétricos que precisam ser controlados para garantir a compatibilidade com a rede são: Faixa de operação da tensão, faixa de operação da frequência, cintilação, injeção de corrente contínua, harmônicos, fator de potência e injeção/absorção de potência reativa. Já a parte de segurança envolve a atuação que o sistema GD deve realizar conforme ocorra de um dos parâmetros citados estar fora do especificado, ou na ocorrência de algum problema elétrico na rede. Esses critérios de segurança envolvem as seguintes questões: Perda da tensão da rede, variações de tensão e frequência, proteção contra ilhamento e curto-circuito, reconexão do sistema, aterramento, isolamento, seccionamento e religamento automático da rede.

Importante ressaltar que a NBR 16149 somente especifica os critérios do sistema, não são apresentados métodos que auxiliem a controlar os parâmetros ou garantir as questões de segurança na norma. Porém, são citadas algumas referências que devem ser utilizadas para segurança e proteção do sistema, como o caso de testes de anti-ilhamento (segundo a ABNT NBR 62116) ou os critérios de aterramento (segundo a ABNT NBR 60364-7-712).

- ABNT NBR 16274/2014 – Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho: Norma em vigor desde 2015, a 16274 apresenta as informações necessárias sobre documentações, critérios de inspeções e ensaios de condicionamento em sistemas GD conectados na rede de baixa tensão. Essa norma tende a garantir a confiabilidade do sistema conforme as exigências prescritas na NBR 16149, o fácil acesso do cliente às informações técnicas do sistema, e também ser uma norma de referência para avaliação dos sistemas pelos profissionais da área. Na questão de documentação são exigidos que seja de fácil acesso os dados do sistema, dos diagramas dos arranjos, além de dados técnicos do projeto e dos ensaios de condicionamento. Na questão de verificação, a norma apresenta os requisitos para verificação inicial e periódica do sistema, que devem ser feitos conforme há mudanças na instalação, ou após

cada período de funcionamento dos sistemas. Por fim, a norma apresenta nos ensaios de condicionamento, que são divididos em duas categorias, sendo os ensaios de categoria 1 os mínimos necessários para todos os sistemas, independente das suas características, enquanto os ensaios de categoria 2 voltados a sistemas maiores e mais complexos.

2.3.2 Normas Internacionais para Geração Distribuída

O desenvolvimento da geração distribuída fotovoltaica vem crescendo cada vez mais com auxílio de diversos profissionais pelo mundo. A abordagem técnicas para essa área tem a contribuição de comitês e sociedades técnico-profissionais que trabalham para criar normas técnicas para serem referências globais, independente da região. Exemplos como: *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) e *International Electrical Commission* (IEC) são grupos formados por profissionais de diversos países da área elétrica e eletrônica que possuem normas voltadas à geração distribuída fotovoltaica, as quais são agregados as informações dessas normas nas normas brasileiras citadas no item anterior. Na lista abaixo são citadas as normas publicadas por esses dois grupos:

- IEEE Std 1547 – *Standard for Interconnecting Distributed Resource With Electric Power System*: A mais atualizada versão, publicada em 2018 para substituir a versão de 2003, a norma 1547 publicada pela IEEE apresenta as especificações técnicas para as instalações de geração distribuída, conectados ao sistema elétrico de potência, além de especificar os testes a serem realizados nessas instalações. Essa norma não se limita a geração distribuída fotovoltaica, apresentando suas considerações para outros recursos, como por exemplo a conversão de energia pela eólica, e também para conexão em linhas de distribuição primária ou secundária. Essa norma leva em consideração a operação do sistema, os requisitos gerais técnicos de instalação e de medição, a resposta do sistema para anomalias que possam ocorrer, e a periodicidade das verificações no sistema.
- IEC 62109-1 – *Safety of Power Converters for Use in Photovoltaic Power System – Part 1: General Requirements*: A norma 62109 publicada pela IEC é dividida em três partes. Sua primeira parte foi publicada em 2010 e possui como foco apresentar os requisitos gerais de equipamentos de conversão de energia que utilizam painéis fotovoltaicos para sua geração. Essa norma é voltada para instalações nas quais a geração de energia dos painéis não exceda 1500 V d.c. e a tensão dos circuitos principais, não principais a.c., e circuitos de carga não excedam 1000 V. a.c. A norma abrange diferentes pontos necessários para instalação, como os testes que devem ser realizados, detalhes da documentação da instalação, requisitos e condições do ambiente da insta-

lação, além de abordar as proteções que devem evitar os riscos elétricos, mecânicos, físicos, químicos, entre outros.

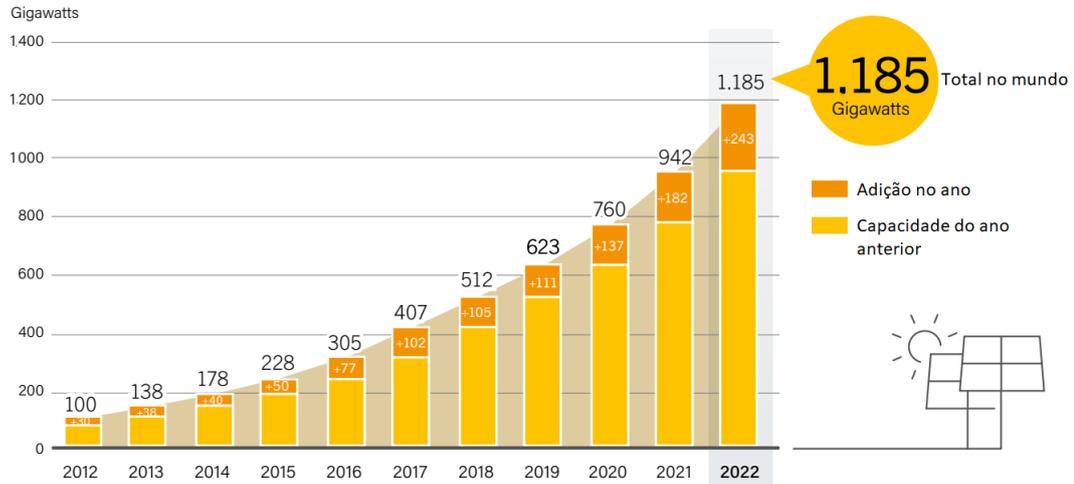
- IEC 62109-2 - *Safety of Power Converters for Use in Photovoltaic Power System – Part 2: Particular Requirements for Inverters*: Segunda parte da norma 62109 publicada em 2011 aborda sobre requerimentos de segurança particulares para inversores d.c. para a.c. utilizados em sistemas fotovoltaicos. Os itens dessa parte seguem a sequência parecida com a primeira, estipulado os testes que devem ser realizados, a documentação necessária, requisitos e condições do ambiente de instalações, e os riscos que inversores que funcionem no modo interação com a rede, modo isolado, ou inversores de múltiplos modos, podem haver.
- IEC 62109-3 - *Safety of Power Converters for Use in Photovoltaic Power System – Part 3: Particular Requirements for electronic devices in combination with photovoltaic elements*: Por fim, a Terceira e mais recente parte publicada (2020), abrange os requisitos particulares de dispositivos eletrônicos incorporados nos módulos fotovoltaicos, ou no sistema como um todo, sendo essa incorporação mecânica ou elétrica. São incluídos nesta norma equipamentos eletrônicos que possuem, mas não se limitam a: função de conversão DC-DC ou DC-AC, diodos ativos, proteção, controle, monitoramento ou comunicação. Além de abordar os mesmo itens das duas partes anteriores, essa norma também comenta sobre os componentes desses eletrônicos e a questão de software.

2.4 Panorama Mundial

Segundo o *Renewable 2023 Global Status Report* (REN21, 2023), o mercado de fotovoltaico manteve um crescimento em 2022, com um acréscimo de capacidade próximo a 243 GW pelo mundo, totalizando 1,185 GW de capacidade instalada. Nesse mesmo ano, a contribuição de geração de energia através da fotovoltaica representou 6,2 % de toda geração de energia pelo mundo. Segundo o *Report*, 31 países possuem capacidade de gerar de 5 a 10 % da sua demanda somente pela geração fotovoltaica. O ano de 2022 teve destaque em diversas medidas de incentivo em diferentes países para instalação de geração distribuída fotovoltaica. Alguns exemplos são: a diminuição do imposto sobre valor acrescentado na Bélgica e na Alemanha, em especial a Alemanha que diminuiu a taxa para zero para instalações fotovoltaicas acima de 30 kW, e a Itália simplificou o processo comercial para instalações de painéis residenciais. Segundo *International Energy Agency* (2023), no final de 2023 a capacidade instalada da geração distribuída fotovoltaica pelo mundo chegou a valores próximos a 107,4 GW, e existe a expectativa de aumentar entre 140,3 a 167,7 GW até 2024. Em questão do aumento de capacidade fotovoltaica instalada por país em 2022, temos a China em primeiro lugar com aproximadamente 414,5 GW, seguido de Estados Unidos com 141,6 GW, Japão com 85,4 GW, Índia com 79 GW

e Alemanha com 67 GW. O gráfico 01 mostra o crescimento da capacidade solar fotovoltaica no mundo nos últimos 11 anos.

Gráfico 1 – Capacidade instalada acumulada global



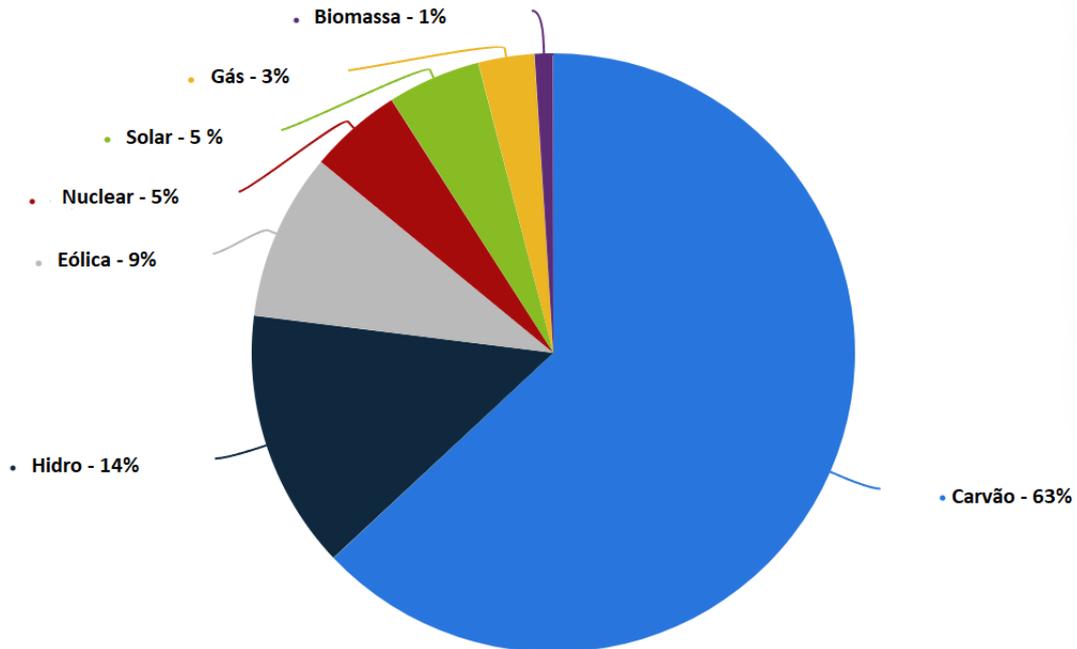
Fonte: REN21 (2023).

2.4.1 Geração Fotovoltaica Na China

Atualmente, a China é o país com maior capacidade de geração de energia a partir da energia solar, e isso vem ocorrendo de maneira muito rápida. Até 2010, a capacidade instalada na China era em torno de 1 GW, o que equivalia a 5% do total instalado na Alemanha, que na época era o país que mais com a maior capacidade instalada do recurso solar. Porém, esses números começaram a mudar a partir do momento que o país decidiu diminuir o principal recurso energético que era utilizado, o carvão, muito por conta da emissão de poluentes resultantes da queima desse recurso. Por conta disso, em um período de sete anos, a China investiu forte na geração fotovoltaica, chegando a valores próximos de 131 GW de capacidade de geração (LI; HUANG, 2020).

Em 2023, a capacidade instalada do país teve um incremento de 106 GW, no qual foi 93 % maior em relação ao ano de 2021. Desse incremento, 58 % foi representado pela geração distribuída, alcançando uma capacidade total no país de 165,8 GW. O crescimento da geração distribuída foi igual a 47 % em relação ao ano anterior. Esse crescimento vem graças ao incentivo do país para instalações residenciais. Mesmo sendo a maior produtora de energia pela geração fotovoltaica, sua representatividade na matriz energética da China é muito baixa, em torno de 4,7 %. O país ainda possui uma dependência muito grande pela geração de energia utilizando carvão, o qual representou aproximadamente 63 % da matriz energética (STATISTA, 2023). O gráfico 02 apresenta a representatividade dos recursos para geração de energia na China em 2022.

Gráfico 2 – Representatividade dos recursos para geração de energia na China em 2022



Fonte: Statista (2023).

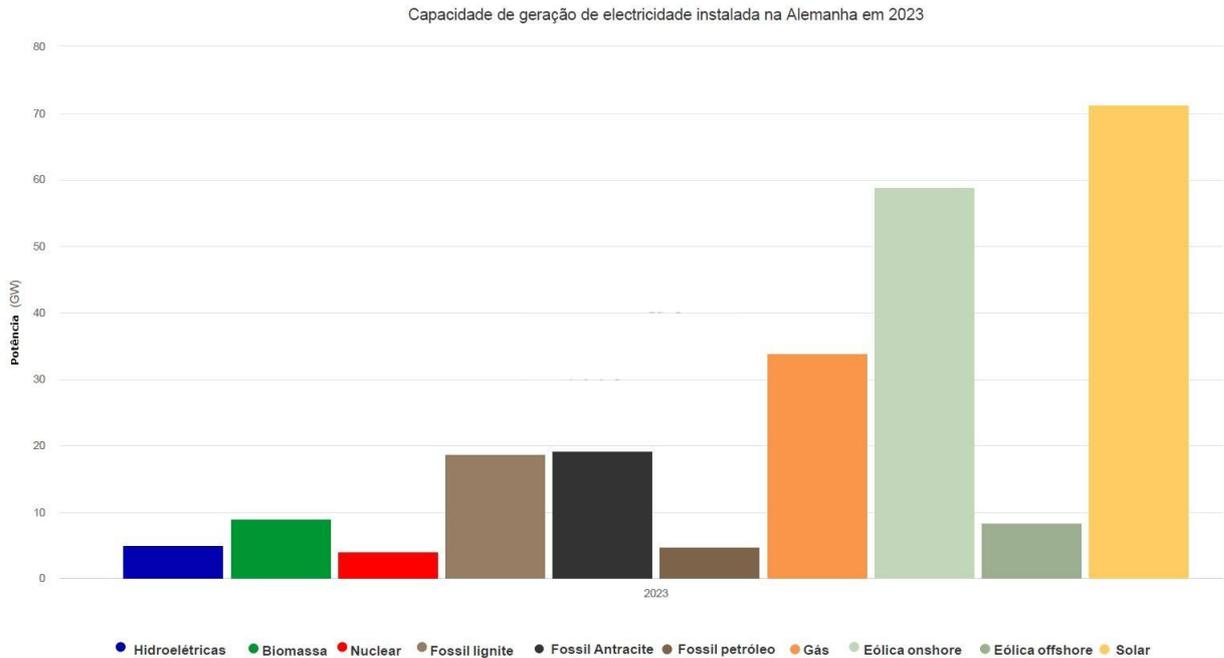
2.4.2 Geração Fotovoltaica na Alemanha

Em 2022, mesmo sendo apenas o quarto país com a maior capacidade de instalada fotovoltaica, a Alemanha é um dos melhores exemplos da utilização e evolução dessa geração. Os primeiros passos para a transição energética se iniciaram no ano de 2000, com a introdução do ato que define os recursos das energias renováveis (*Gesetz für Vor-rang Erneuerbarer Energien*, EEG). Esse ato definiu as regras que as concessionárias necessitavam seguir para introdução da geração distribuída na rede. Além da EEG, o que facilitou o crescimento da GD no país foi a utilização de tarifas, como a *Feed-in*, e financiamentos para implantação da geração FV para os consumidores (KEMPT, 2019).

Os incentivos iniciais foram importantes para a introdução, mas não geraram um aumento rápido da geração fotovoltaica no país durante os primeiros anos da EEG. Foi necessário a implementação de novas legislações que incentivaram especificamente a FV, além do progresso nas tecnologias utilizadas nessa geração, que permitiram uma maior competitividade, melhor qualidade, e uma baixa nos preços das implementações. Esses aspectos deram a alavancada para a indústria solar Alemã, aumentando o número da produção de módulos FV. Esse aumento foi evidente na capacidade de geração FV, como por exemplo, no ano de 2004 a capacidade no país era de 1,11 GWp, e em apenas três anos, esse número aumentou quase quatro vezes, apresentando valores próximos a 4,17 GWp (KEMPT, 2019). Em 2022, a geração fotovoltaica foi beneficiada através de incentivos governamentais, como novos leilões de energia,

revisões das leis de energia e novas medidas, como a elevação da tarifa *Feed-in*, remoção da tarifa para instalações de autoconsumo de 10 a 30 kW e aumento do limite dos leilões para 1 MW, no qual o limite anterior era de 300 kW para instalações em telhados e 750 kW para instalações no solo. Com isso, a capacidade instalada do país chegou a valores de 67 GW, contribuindo com 11,8 % de toda produção de energia da Alemanha em 2023. O gráfico 03 apresenta a representatividade da geração de energia na Alemanha em 2023.

Gráfico 3 – Representatividade da geração de energia na Alemanha em 2023



Fonte: Fraunhofer (2023).

2.4.3 Geração Fotovoltaica no Brasil

Nas últimas décadas, o governo brasileiro vem criando programas de incentivo à diversificação da matriz elétrica brasileira, com políticas que barateiam custos para a produção de energia elétrica renovável. Programas como o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), junto com os financiamentos do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) e a redução de alguns impostos. Esses incentivos fazem do Brasil um dos países que mais investem nesse tipo de geração, alcançando o ranking de quarto país que mais investiu no ano de 2021 (EXAME, 2022).

Esse tipo de geração vem sendo uma das favoritas do Brasil, apresentando um rápido crescimento nos últimos anos, principalmente na micro geração distribuída, as fontes solares vêm mostrando grande potencial como uma alternativa aos métodos mais poluentes de geração. Uma das grandes vantagens desta fonte é a adaptabilidade apresentada pela célula solar. É possível instalar o equipamento em grandes centros urbanos, sem a necessidade de alocação de massivas porções de terra, como é o caso de hidrelétricas e termelétricas. Essa qualidade

ajudou a instigar o interesse do consumidor comum, que passou a cogitar investimentos nessa área, a fim de baratear o custo de energia das suas unidades consumidoras. Desde a resolução 482/2012 da ANEEL, que introduz a GD ao consumidor brasileiro, já foram implantadas mais de 922 mil unidades consumidoras com micro ou minigeração (ANEEL, 2022). Esses números ficam ainda mais surpreendentes quando comparados ao número de conexões em 2016, que era de apenas 6.017 pontos (ANEEL, 2016).

Para o ano de 2023, a geração fotovoltaica no país teve mudanças significativas no setor de energia elétrica por conta da aprovação da lei 14.300 de janeiro de 2022 . Na questão do retorno financeiro, a lei estabelece uma etapa de transição de cobrança de tarifa devido ao uso do sistema de distribuição por parte das instalações geradoras. Essa tarifa será feita a partir de uma porcentagem da energia despachada pelas instalações, que por consequência irá reduzir a compensação de crédito pela energia excedente. A Lei define que a tarifa de disponibilidade será ajustada a cada ano, até o ano de 2031 para instalações que solicitarem acesso entre datas de 08/01/2023 a 07/07/2023, e até 2029 para instalações posteriores à data limite. Até o ano de 2029 espera-se que os órgãos do governo tenham definido o valor final da taxa. A tabela 01 apresenta a porcentagem de tarifa para instalações ingressantes.

Tabela 1 – Porcentagem de tarifa para instalações ingressantes

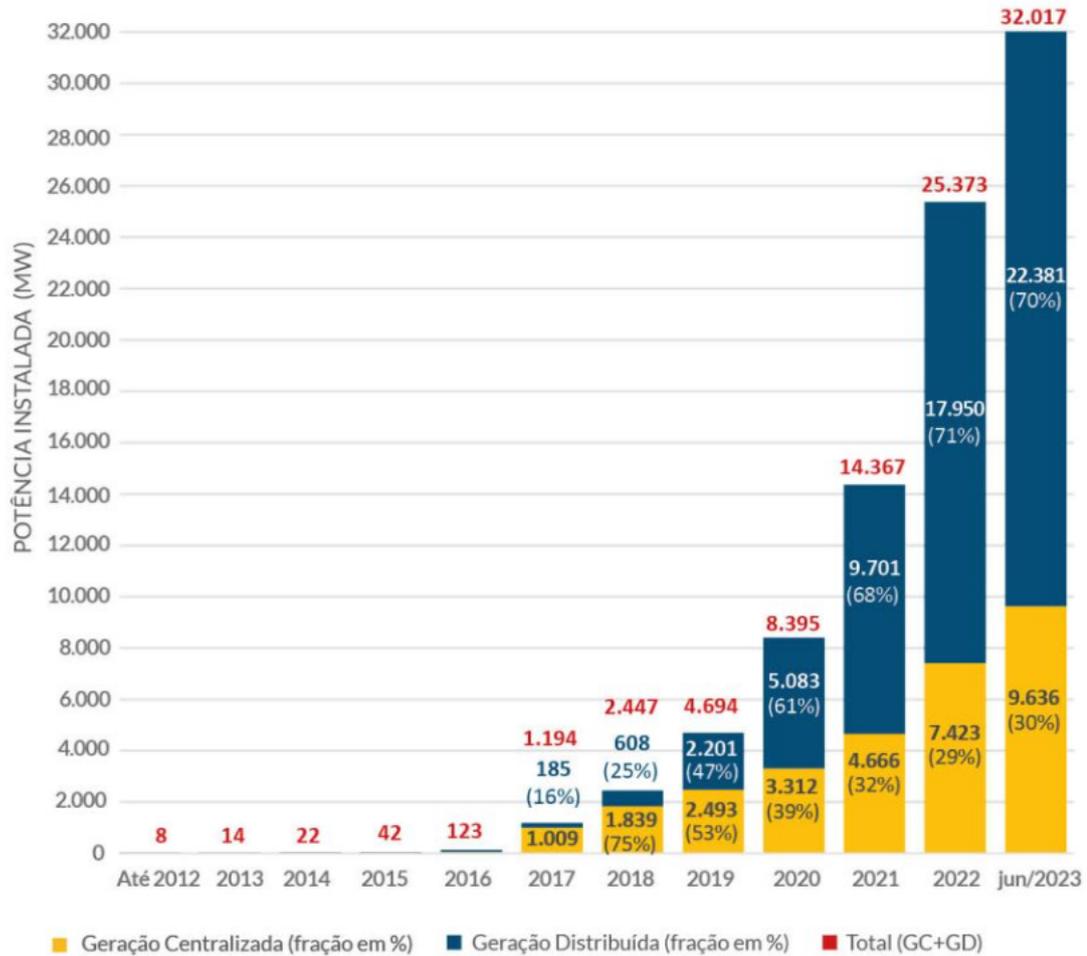
Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
% do KW	4,1%	8,1%	12,2%	16,2%	20,3%	24,3%	27%	27%

Fonte: Adaptado de *BlueSol Energia Solar, 2023.*

Por fim, a lei estabelece as questões de bandeira tarifária, no qual é estipulado que as bandeiras incidirão somente sobre o consumo a ser faturado, mantendo em consideração os acréscimos de custo para períodos em que a geração de energia fica mais cara. Dessa forma, não será levada em consideração a bandeira na energia excedente para o sistema de distribuição no período que foi despachada, e consequentemente impactando na compensação de créditos.

Com a entrada da lei e as questões de taxas, pode ocorrer uma desaceleração da potência instalada no país nos próximos anos. Até o primeiro trimestre de 2023, o valor de potência instalada já é o dobro do apresentado a dois anos atrás, ultrapassando a previsão do PDE 2023, o qual previa que o país chegaria a valores de cerca de 7000MW de potência instalada. Mesmo no período de pandemia de Covid-19, no qual houve um aumento do preço dos painéis fotovoltaicos por conta da escassez de matéria prima – em torno de 53 % segundo REN21 (2021) – não foi o suficiente para frear o crescimento dessa geração. O gráfico 04 apresenta a evolução da potência solar instalada no Brasil nos últimos anos.

Gráfico 4 – Potência Solar Instalada no Brasil



Fonte: ABSOLAR (2023).

É evidente que, na maioria dos períodos analisados, a progressão da geração distribuída é notável, resultando em aumentos significativos na capacidade instalada em intervalos específicos.

A partir das informações apresentadas, sobre o rápido crescimento da GD e suas peculiaridades, será discutido no capítulo seguinte (3) os impactos gerados na rede de distribuição devido a integração das instalações de geração distribuída fotovoltaica.

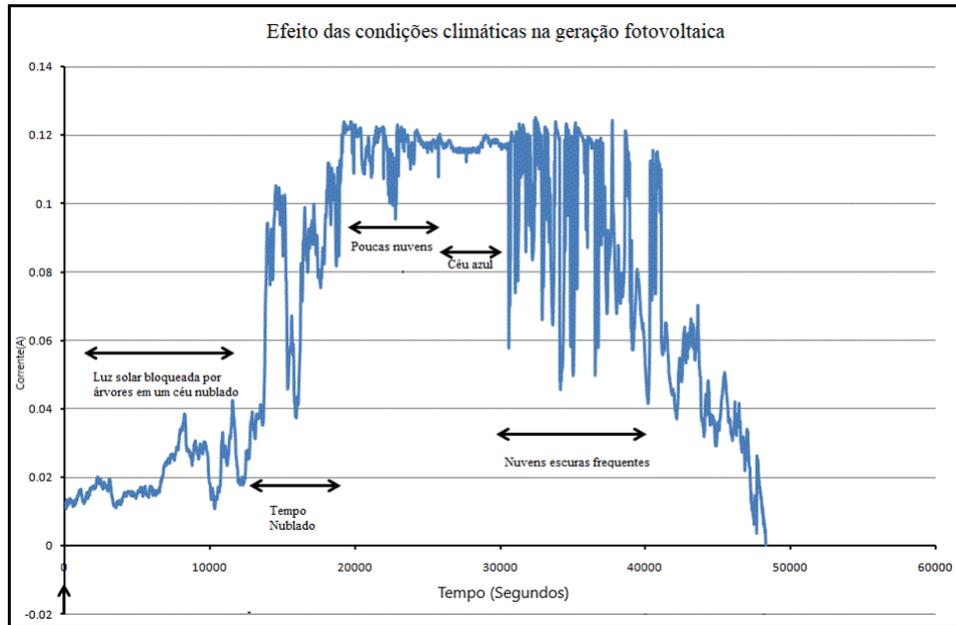
3 IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A rede de distribuição urbana foi construída e planejada tendo como base o modelo de geração centralizada, com foco em grandes usinas injetando na rede um fluxo controlável em pontos específicos (Passey et al., 2011). Todos os componentes (transformadores, proteção, controle e aterramento) foram projetados para lidar com esse modelo padrão. É perceptível que poucas unidades de GD não possuem a capacidade de afetar a rede de maneira significativa, afinal se trata de um sistema gigantesco, onde pequenos pontos fora da curva não são capazes de afetar o todo (Guan et al., 2009). Porém, com o intenso crescimento da geração distribuída nos últimos anos, principalmente na modalidade residencial, a rede de distribuição urbana vêm sendo impactada, positiva e negativamente, pelos novos fluxos de energia que a adentram. Os impactos positivos podem ser resumidos em menores perdas de energia e maior confiabilidade da rede, já que a geração distribuída não depende de longas linhas de transmissão para fornecer energia. Também é possível citar os benefícios econômicos, com a criação de novos empregos, e ambientais, com a diminuição do uso de fontes não renováveis de energia. Os impactos negativos, porém, são vários. Flutuações de tensão, harmônicos, fator de potência, fluxo de potência reverso e ilhamento são alguns dos problemas que podem ocorrer com o crescimento da participação da GD na rede (Grady e Ebad, 2016). Os problemas anteriormente citados podem ocorrer dependendo do nível de penetração fotovoltaica no sistema, ou seja, os benefícios e malefícios da GD são vistos baseados na capacidade instalada em relação a rede de distribuição. Esse capítulo visa detalhar alguns desses problemas e especificar as causas relacionadas a eles.

3.1 Flutuações de Tensão

As duas principais fontes de energia utilizadas na geração distribuída são a eólica e a solar, sendo a fotovoltaica responsável pela maior parte, mais de 99%, das instalações de GD no País (ABSOLAR, 2022). Essas fontes primárias, porém, possuem um grande problema. Por utilizarem recursos naturais não controláveis (ventos e raios solares), a geração é feita de forma intermitente, ou seja, não é possível gerar um fluxo contínuo e estável de energia. A posição do sol e a magnitude dos ventos variam constantemente durante o dia, impactando a geração. Como exemplo, é possível citar o SFV comum, onde a passagem de uma nuvem, sombras próximas e até mesmo o relevo do solo afetam parcialmente a potência entregue pelo sistema (Valkealahti e Lappalainen, 2017). Em alguns casos a potência gerada pelo sistema fotovoltaico pode cair pela metade em questão de segundos (CORMODE et al., 2013). Essas flutuações de tensão geram flickers – variações no fluxo luminoso de equipamentos de iluminação – e também são a causa de picos de tensão na rede. O gráfico 05 a seguir representa a variação na geração de uma célula fotovoltaica ao longo do dia.

Gráfico 5 – Efeito das condições climáticas na geração fotovoltaica



Fonte: Adaptado de Born (2011).

Passey et al. (2011) afirmam que as flutuações podem causar danos aos equipamentos conectados à rede, principalmente aqueles que dependem de tensões muito específicas, como é o caso de equipamentos médicos e microprocessadores. Daratha, Sharma e Das (2020) reforçam esse ponto ao citar que a maioria dos equipamentos elétricos, quando submetidos à sobretensões, perdem eficiência e tempo de vida útil, gerando prejuízos financeiros para os consumidores. A tabela 02 a seguir demonstra os efeitos da sobretensão em lâmpadas comuns para efeitos de comparação.

Tabela 2 – Efeitos da sobretensão em lâmpadas

Dispositivo	Sobretensão %	Tempo de vida	Aumento no consumo de energia
Lâmpada Incandescente	10%	-60%	16%
Lâmpada Fluorescente	10%	-17%	16%

Fonte: Adaptado de Daratha, Sharma, Das, 2020.

Nota-se que, em lâmpadas, o efeito das sobretensões já é significativo e, levando em consideração que grande parte das cargas residenciais são sensíveis à variações de corrente (por se tratarem de motores e resistências), esse efeito é intensificado e deve ser evitado sempre que possível.

O consumidor final pode ser amplamente afetado pelas flutuações de tensão, pois além de ter certa diminuição na vida útil e precisão dos seus equipamentos elétricos, também sofre com problemas de saúde relacionados aos *flickers*, sendo estes responsáveis por desconforto, dores de cabeça e, em alguns casos, até mesmo ataques epiléticos (BATRA; PANDAV; AHUJA, 2019).

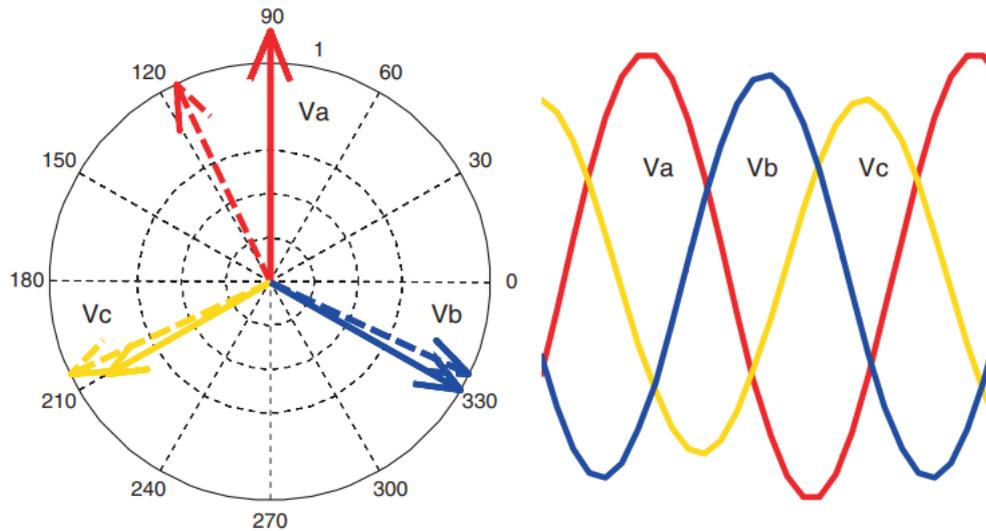
No caso da geração distribuída, as flutuações de tensão podem ser mais recorrentes, pois o tamanho geográfico do sistema e o perfil da rede influenciam na magnitude da variação (SMITH et al., 2017). Sistemas maiores e com um layout mais elaborado não sofrem tanto com esse problema, mas é necessário levar em consideração as diferenças entre setores residenciais e comerciais, além da distribuição física dessa injeção extra de potência. Na GD grande parte das conexões são de pequeno porte e não possuem um planejamento central, fatores que ajudam a agravar o problema.

Ainda dentro desse tópico, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede aumentam a probabilidade de sobretensões na distribuição (SMITH et al., 2017). A sobretensão, além de danificar equipamentos, pode levar ao mal funcionamento da proteção, impactando a rede como um todo e piorando a qualidade do serviço. Um estudo feito por Aziz e Ketjoy (2017) mostra que problemas de sobretensão são normalmente encontrados na parte de média tensão em sistemas onde a penetração fotovoltaica excede 20%. Isso ocorre devido à falta de flexibilidade da rede para lidar com as variações da potência entregue pelo SFV, que pode variar bruscamente devido ao movimento das nuvens. Problemas de subtensão também podem ocorrer devido à essa queda súbita de potência injetada (MAHARJAN, KUMAR, KHAMBADKONE, 2020). Essas variações no nível de tensão geram grandes prejuízos para as concessionárias, pois, além de ter os seus equipamentos danificados, há multas que devem ser pagas por desrespeitar os limites mínimos e máximos de fornecimento de energia, geridos pelas resoluções da ANEEL, em especial pela Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021, que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, trazendo os direitos e deveres dos consumidores em relação aos serviços de distribuição de energia disponibilizados. Em casos mais severos, a fornecedora pode ser responsabilizada por danos aos equipamentos dos consumidores, sendo necessário ressarcir os indivíduos prejudicados por problemas no fornecimento de energia elétrica.

3.2 Desbalanceamento de Fase

O sistema de distribuição brasileiro é, em sua grande maioria, trifásico. Ou seja, utiliza três fases e um neutro para fornecer energia. Essas fases são, na medida do possível, balanceadas energeticamente para evitar os problemas causados pelo desequilíbrio. O desbalanceamento de fase ocorre quando há diferenças de amplitude e fase vetorial entre as linhas de distribuição. Esse problema pode danificar diversos equipamentos conectados à rede, além de gerar ruídos, vibrações e aquecimento desnecessários (GOSBEL, PERERA, SMITH, 2002). Esses efeitos são particularmente expressivos em motores de indução trifásicos, onde um desequilíbrio das tensões de 1% provoca uma alteração em torno de 8% na corrente de plena carga (REZENDE e SAMESIMA, 2012). Mehl (2005) afirma que desequilíbrios na ordem de 3,5% na tensão podem aumentar as perdas do motor em até 20%. A figura 02 representa um desbalanceamento em fasores e no formato de onda.

Figura 2 – Desbalanceamento de fase



Fonte: Rajakaruna, 2015.

Na figura 02 acima, a condição ideal de balanceamento de fases é dado pelas setas sólidas, enquanto o desbalanceamento é dado pelas setas pontilhadas, as quais estão com deslocamento angular em relação a sua contraparte. Essa discrepância é responsável por diversos problemas em equipamentos eletroeletrônicos e deve ser evitada na medida do possível.

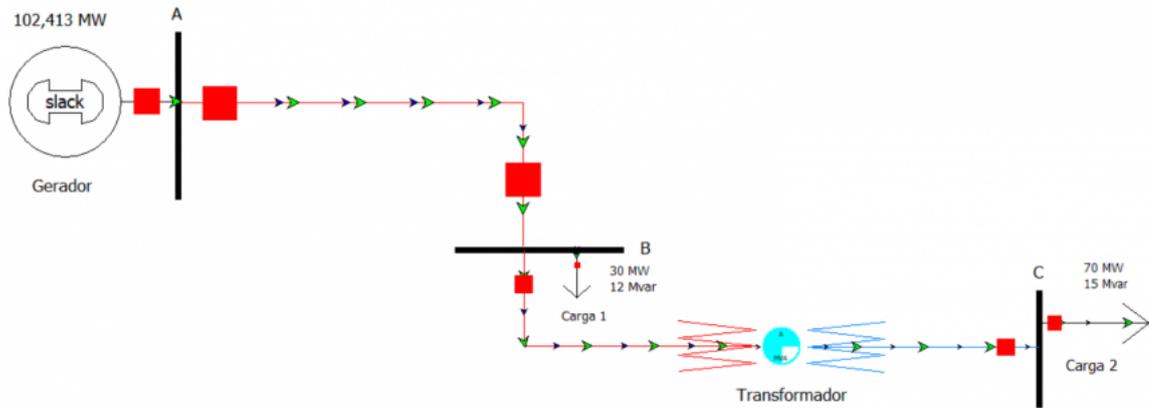
Normalmente, mesmo sem considerar a GD, as fases possuem certo desbalanceamento, devido às diferenças de impedância e cargas ao longo da rede (GANDHI et al., 2020). Portanto, a introdução da geração distribuída nas residências, por geralmente usarem apenas uma fase para conexão, pode piorar os desbalanceamentos na rede elétrica, podendo danificar até mesmo os transformadores de distribuição (SEGIS, 2007).

3.3 Fluxo de Potência Reverso

O fluxo de potência é a ferramenta mais utilizada para planejar e estudar os sistemas de potência. Esse estudo se baseia nas aplicações da lei de Kirchhoff para determinar as tensões das barras e o fluxo de energia que passa pela rede num estado estacionário. Essencialmente, ele determina o módulo e ângulo da tensão de cada barra do sistema e as potências ativa e reativa que circulam nas linhas de transmissão (DURCE, 2012). A figura 03 a seguir exemplifica essa definição. O fluxo da energia é mostrado nas setas ao longo do diagrama.

Na sua forma mais tradicional, o fluxo de potência é unidirecional, indo do gerador ao consumidor através das linhas de transmissão e distribuição (GUAN et al., 2009). Porém, com o advento da geração distribuída, essa realidade sofre alterações. A energia não é mais transmitida de maneira unidirecional, o consumidor passa a injetar energia na rede, modificando a estrutura que não foi planejada para essa carga adicional. Por esse motivo, ao longo dos anos, muitos estudos foram realizados com o intuito de oferecer alguma solução ou tentar mitigar os

Figura 3 – Esquema de fluxo de potência



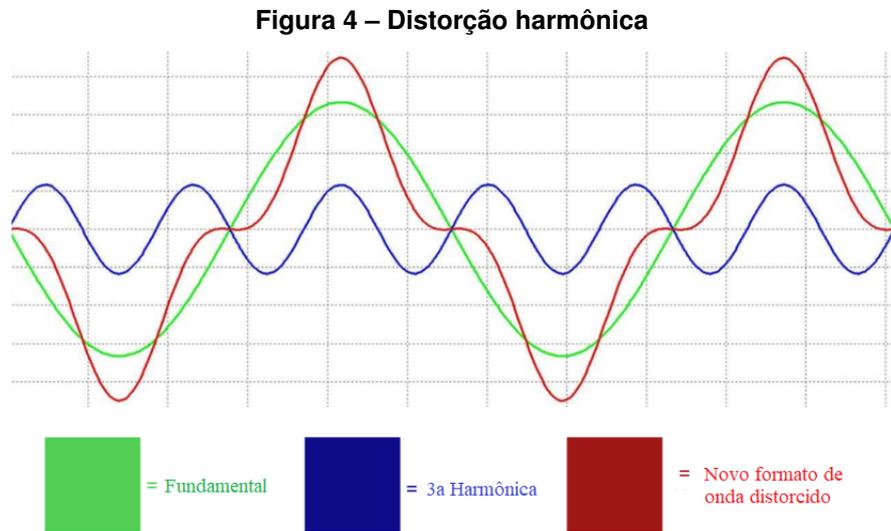
Fonte: PETEEL, 2021.

efeitos indesejados dos casos mais graves encontrados e, também, dos que estão por vir com o crescimento da participação de fontes renováveis no sistema. De Carne et al. (2017) aponta que, quando a quantidade de energia gerada pela GD ultrapassa a demanda da rede de distribuição, o fluxo de potência nas subestações é revertido, injetando energia no sentido contrário ao fluxo das subestações e aumentando a tensão geral da rede. Em casos extremos essa exportação de energia em sentido contrário pode chegar até mesmo ao sistema de transmissão de média tensão. Esse fenômeno ocorre mais facilmente nos horários em que a produção de energia fotovoltaica está no seu ápice, ou seja, perto do meio-dia. Nesse horário, a demanda por energia é reduzida, agravando as chances de ocorrência em sistemas de distribuição com grande participação da geração solar distribuída, principalmente nos casos em que a penetração fotovoltaica na rede ultrapassa os 30% (ALBOAOUH, 2020). O fluxo de potência reverso é um problema particularmente sério, pois o aumento de tensão acima do limite máximo pode causar sobrecarga em transformadores e forçar os sistemas de controle e proteção da rede, gerando prejuízos enormes para o proprietário do sistema. Além disso, as empresas de energia pagam multas caso a tensão da rede não esteja dentro das especificações estabelecidas.

3.4 Harmônicos

Componentes harmônicas são distorções de tensão ou corrente que, usualmente, apresentam frequência em um múltiplo da fundamental do sistema. Essas deturpações resultam em uma onda com um formato diferente do puramente senoidal ideal esperado na transmissão. Harrison (2010) afirma que essas distorções no sistema pioram as perdas nas linhas de distribuição e nas instalações dos consumidores, além de reduzir a expectativa de vida de equipamentos elétricos, pois causam sobrecargas e induzem o mau funcionamento dos eletroeletrônicos e da

proteção instalada. A figura 04 a seguir exemplifica a ação dos harmônicos na onda fundamental.



Fonte: Adaptado de Inverter Drive Systems, 2020.

As principais causas dos harmônicos são as cargas não lineares - cargas que não apresentam caráter puramente resistivo - e também conversores de energia, como é o caso de inversores e fontes chaveadas. O problema dos harmônicos é em relação aos inversores de frequência usados na geração distribuída. Ainda que os equipamentos sejam fabricados para reduzir a quantidade de harmônicos gerada, a conversão é feita a partir de semicondutores, logo é impossível eliminar completamente a presença das distorções (HONG E ZUERCHER-MARTINSON, 2012). Apesar dos projetos de GD/FV passarem por várias verificações da concessionária para evitar esse problema, sendo aprovados apenas com inversores homologados pelo INMETRO, ainda há o problema de inversores não legalizados. O mau funcionamento e a baixa qualidade desses equipamentos ilegais também ajudam a propagar ainda mais o problema. Lembrando que no caso de um sistema on-grid, inversores clandestinos não seriam aprovados na hora do projeto mas, caso haja um problema com o equipamento posteriormente, o cliente pode optar por uma opção “mais barata” e de qualidade duvidável, não informando a concessionária sobre a substituição feita.

3.5 Fator de Potência

De acordo com a Copel (2020), fator de potência é a relação entre a energia ativa, medida em kWh, e a energia aparente ou total, que é a composição da energia ativa somada à energia reativa. Sendo a energia ativa a que realiza trabalho, enquanto a reativa é usada para promover a manutenção dos campos magnéticos dos equipamentos. A equação (1) exemplifica essa relação.

$$FP = \text{EnergiaAtiva} / \text{EnergiaAparenteOuTotal} \quad (1)$$

A legislação atual determina que o fator de potência deve ser mantido o mais próximo possível do valor unitário mas permite um valor mínimo de 0,92. Caso o fator de potência apresente valores menores que os estabelecidos legalmente, a concessionária poderá aplicar multa ao consumidor com base na proporção da violação. Paludo (2014) afirma que, apesar dos sistemas fotovoltaicos serem projetados para operar com fator de potência unitário, a potência relativa consumida pela carga continua sendo fornecida pela rede elétrica, isso acarreta em uma redução do fator de potência no ponto de conexão dos geradores com a rede. Essa redução pode ser interpretada pela concessionária como uma violação dos parâmetros estabelecidos, podendo gerar multas para pequenas empresas ou indústrias, que ocasionalmente têm o seu fator de potência monitorado pela concessionária.

3.6 Sincronia entre Carga e Geração

A introdução das fontes de geração distribuída na matriz elétrica tem como consequência um aumento na complexidade do controle de carga e geração. Esses dois parâmetros precisam estar em sincronia o tempo todo, pois, como não há maneiras de armazenar energia elétrica em grandes quantidades, a energia precisa ser gerada no momento do consumo e diferenças entre esses fatores podem impactar a frequência do sistema. Os serviços ancilares, usados para garantir a estabilidade do fornecimento de energia, agora precisam levar em consideração as rápidas variações na geração dos novos sistemas conectados à rede que diferem da estabilidade apresentada pelos métodos tradicionais de geração de energia. Portanto as variações de potência geradas pelas fontes intermitentes, como é o caso da eólica e solar, e a incerteza dessa forma de geração dificultam a manutenção da rede pelos operadores do sistema (GARDHI, 2020). Essa nova dinâmica de geração também é responsável por tornar a rede elétrica mais suscetível à instabilidade pois, além da diminuição da inércia do sistema (com a substituição de máquinas rotativas por sistemas dinâmicos de geração), também há a possibilidade de quedas brutas no equilíbrio entre carga e geração, gerando efeitos em cascata que podem afetar vários equipamentos do sistema (ALBOAOUH, 2020). Para mitigar alguns efeitos desse modelo moderno de balanço energético, pode ser necessário introduzir mais equipamentos de controle no sistema, porém, isso acarreta em mais custos que podem ser transmitidos ao consumidor final. Arabali (2012) afirma que o custo adicional para manter reservas de potência ativa no sistema, com o intuito de controlar as características variáveis da geração distribuída, pode limitar a introdução dessas fontes de energia renovável na rede.

3.7 Corrente de Falta e Proteção

Foi citado anteriormente que um dos problemas que podem ocorrer com o aumento da geração distribuída fotovoltaica é em relação à proteção da rede de distribuição. Barradas (2018)

demonstra que, em casos extremos, a inserção da GD na rede causa um aumento no tempo de atuação da proteção do sistema frente a um curto-circuito. Isso ocorre pois a GF passa a contribuir com a corrente de falta, diminuindo a corrente que passa pela proteção do sistema. Ravindra (2012) também realizou um estudo sobre os impactos da GD fotovoltaica na proteção das redes de distribuição. Nesse caso, apesar da grande participação da GF na rede estudada, não ocorreram problemas com a proteção. O motivo apontado pelo autor é devido à robustez da rede de distribuição. Esse resultado aponta novamente para o fato que o design da rede afeta muito os possíveis problemas que podem ocorrer. Nesse caso em específico, a corrente de falta proporcionada pela GD não foi suficiente para causar qualquer alteração do perfil dos dispositivos de proteção, principalmente pela corrente de falta proporcionada pela rede ser muito superior em relação à contribuição da GF. Firouz (2014) segue pelos mesmos resultados. Em sua pesquisa, a contribuição de geradores solares na corrente de falta não conseguiu alterar significativamente a corrente vista pelos relés de proteção, confirmando que a probabilidade de ocorrerem problemas de proteção na rede de distribuição é baixa.

Por fim, Sidhu (2011) confirma o cenário apresentado por Ravindra (2012) e Firouz (2014). Nesse estudo, o autor apresenta o mesmo ponto comentado anteriormente. Em casos de falta, a contribuição da GF conectada à rede é insignificante se comparado com o cenário maior, não sendo um problema para a performance do sistema de proteção instalado. Ainda nesse cenário, Sidhu (2011) complementa que a contribuição para a falta é limitada pelo tempo (pois os inversores atuam rapidamente) e, se o sistema estiver devidamente protegido, não haverá problemas na coordenação de relés.

Nota-se que, em relação à proteção, há controvérsias se tratando dos problemas que podem ocorrer. Apesar dos inversores não serem capazes de injetar uma grande corrente de falta, em casos com altos níveis de penetração FV, há a possibilidade de uma mudança no perfil de falta da rede.

4 MÉTODOS DE MITIGAÇÃO DOS EFEITOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA REDE ENCONTRADOS NA LITERATURA NACIONAL E INTERNACIONAL

No capítulo anterior (3), foram expostos alguns dos aspectos que podem vir a ocorrer com o rápido crescimento da capacidade fotovoltaica instalada na rede de distribuição. Porém, como citado anteriormente, a ocorrência dessas interferências depende de muitos fatores externos, como a porcentagem relativa à penetração da GD fotovoltaica, o design da rede, a corrente de falta, a proximidade dos equipamentos de geração, as condições climáticas, a incidência solar, etc. O foco deste capítulo é detalhar quais as soluções atuais que podem ser adotadas para diminuir o impacto dessas inconsistências no sistema elétrico da rede.

4.1 Soluções Através de Dispositivos Tradicionais

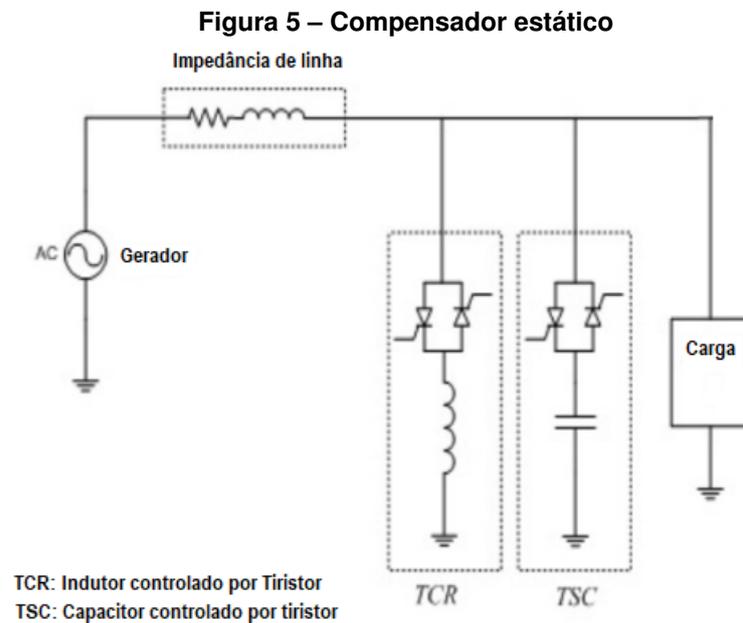
Através da pesquisa bibliográfica sobre métodos de mitigação, foram encontrados diversos estudos propondo a utilização de dispositivos já consolidados em sistemas de potência. Problemas como flutuações de tensão, harmônicos e fator de potência são assuntos bem desenvolvidos na literatura e possuem vários métodos de balanceamento comprovados. Dessa maneira, dispositivos tradicionais já utilizados para mitigar esses problemas são adequados para suprir as perturbações adicionais geradas pela possível introdução em massa da geração distribuída. Os tópicos a seguir apresentam quais os métodos encontrados e quais estudos que os comprovam.

4.1.1 Compensadores estáticos reativos

Compensadores estáticos reativos são elementos bem difundidos em sistemas de transmissão e distribuição, comumente instalados em subestações. Estes equipamentos, também conhecidos pela abreviação SVC (*Static Var Compensation*), são uma família de dispositivos shunts utilizados para controlar as cargas nos barramentos do sistema, regulando o fator de potência, e também fazendo a regulação de tensão através da injeção ou absorção de potência reativa, conforme a necessidade do sistema (ALMEIDA, 2016).

Os compensadores são compostos de indutores, capacitores, ou um conjunto deles, ligados em paralelo no barramento onde é realizado o devido controle. Como eles necessitam ser inseridos em determinadas situações, os compensadores possuem um atuador para conectá-los ao sistema. Uma das maneiras mais tradicionais de se realizar essa conexão é através de um tiristor, componente semicondutor de três ou mais junções que podem mudar o estado de não-condutor para condutor, através da aplicação de um impulso em um dos terminais. Sua aplicação em compensadores necessita de um circuito que faça a verificação do sistema e, quando for necessária a atuação, o circuito manda um pulso para o tiristor, dessa maneira conectando as cargas reativas no sistema. Através da revisão dos estudos de Sadiq et al. (2019) e Li et al.

(2013), foi verificado que a adição de compensadores estáticos no sistema pode ajudar a mitigar parte das inconsistências geradas pelo SFV. As principais vantagens foram relacionadas à flutuação de tensão, onde se manteve o perfil da tensão do sistema, e também a correção de fator de potência em cargas reativas, através da compensação de potência reativa. A figura 05 a seguir mostra um diagrama básico de um compensador estático.



Fonte: Eugene (2019).

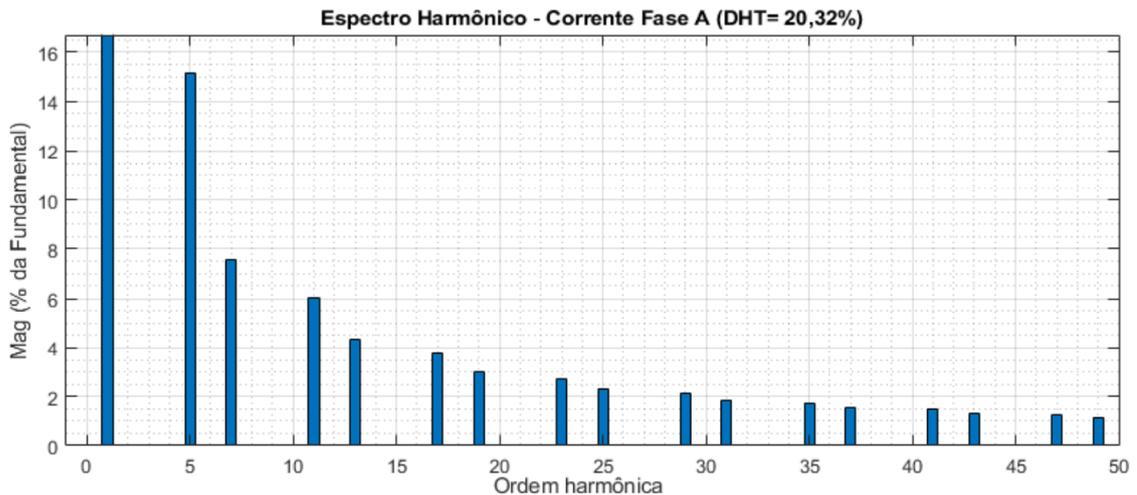
4.1.2 Filtros

Além de funcionarem como compensadores de reativos, indutores e capacitores também podem ser usados como filtros nas linhas. Os filtros são circuitos que permitem a passagem ou bloqueiam determinadas faixas de frequência dependendo da sua configuração. Eles são muito utilizados para contornar a presença de harmônicos em circuitos tradicionais. Existem dois tipos de filtros, os ativos e os passivos.

Os passivos são circuitos que não precisam de nenhum controle externo para que eles bloqueiem as frequências determinadas. Eles são compostos somente de capacitores, indutores e resistores. A vantagem dos filtros passivos é que são circuitos simples que só contam com as junções dos seus componentes para funcionar. Já os filtros ativos, através da base de conversores CC-CA, são capazes de sintetizar correntes ou tensões de forma qualquer, seguindo uma referência específica (POMILIO; DECKMANN, 2009). A forma de atuação dos filtros ativos é parecida com os compensadores estáticos, utilizando tiristores, ou podendo utilizar transistores e amplificadores. A possibilidade de sintetizar diferentes formas é uma das grandes vantagens de se utilizar esse tipo de filtro, entretanto o circuito de controle precisa ser bem elaborado para que ele funcione corretamente.

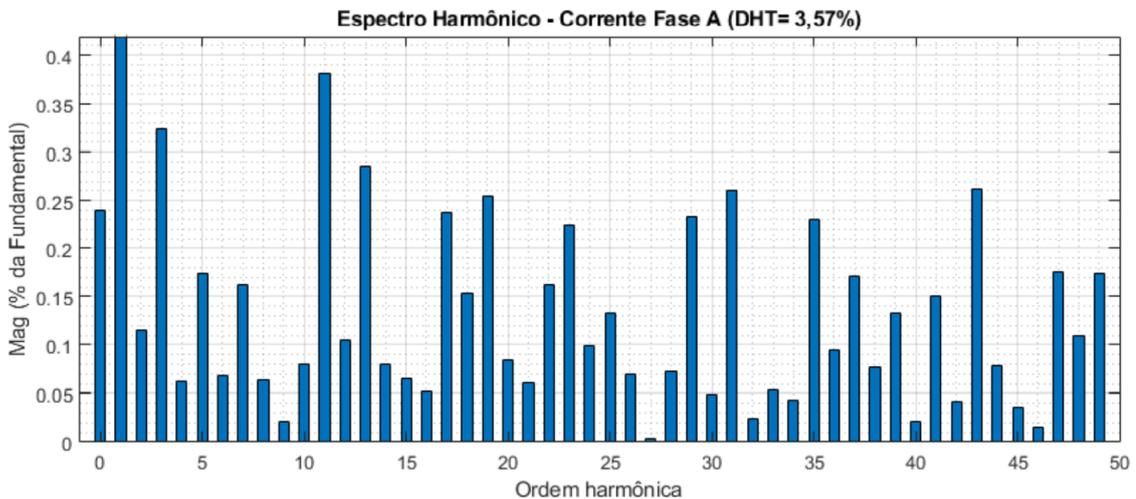
Como mencionado, filtros foram desenvolvidos para lidar com os harmônicos gerados por cargas não lineares, podendo desviar e bloquear as circulações das harmônicas. Dessa maneira, filtros também são empregados em sistemas fotoelétricos, tanto ativos quanto passivos. Para citar estudos voltados a filtros ativos, temos o artigo apresentado por Silvério e Junior (2019). Neste estudo foi proposto uma modelagem de filtro ativo para atenuações de distorções harmônicas e desequilíbrio de tensão nas linhas. A partir da modelagem e de simulações, considerando cargas não-lineares, lineares desbalanceadas e não-lineares desbalanceadas, os resultados do estudo comprovaram que a modelagem foi satisfatória em corrigir o desbalanceamento de tensão e reduzir a distorção harmônica. No final, houve uma redução da DHT (Distorção Harmônica Total) da fase A de 20,32% para 3,57%. O gráfico 06 apresenta o espectro harmônico da fase A antes da entrada do filtro e o gráfico 07 espectro na mesma fase após a entrada do filtro.

Gráfico 6 – Espectro harmônico antes da entrada do filtro ativo



Fonte: Silvério (2019).

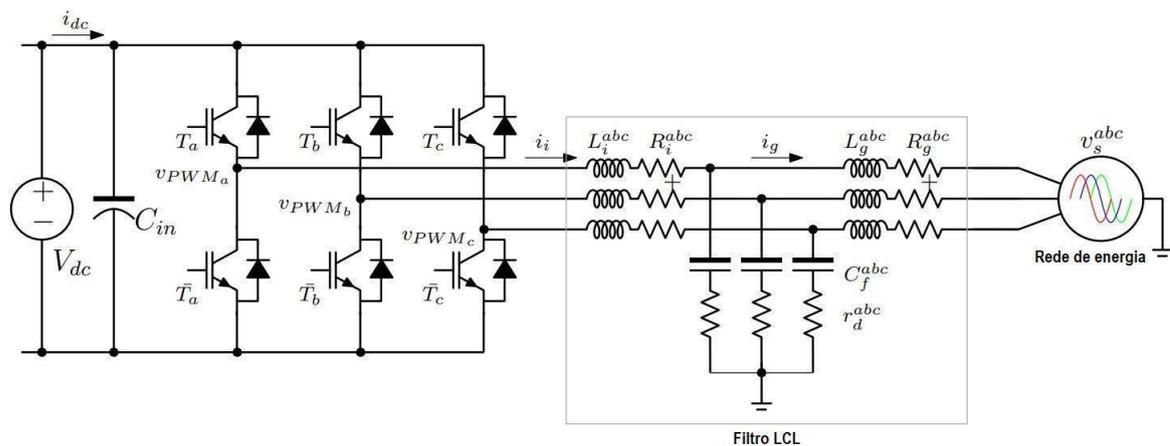
Gráfico 7 – Espectro harmônico depois da entrada do filtro ativo



Fonte: Silvério (2019).

Em relação aos filtros passivos, o estudo apresentado por Flota-Bañuelos et al. (2022) apresenta uma estrutura de controle para um inversor trifásico de conversão fotovoltaica que utiliza um filtro passivo LCL para realizar a compensação harmônica durante a injeção de energia na rede. A escolha de um filtro LCL foi feita não só pela eficiência em fazer a compensação, mas também para atenuar o *ripple* da corrente gerada devido ao chaveamento do inversor. Através de simulações da estrutura proposta, Flota-Bañuelos apresentou o resultado da atenuação da distorção harmônica do filtro, chegando a um valor da DHT igual a 2,61 %. A figura 06 apresenta a topologia do inversor e do filtro LCL.

Figura 6 – Topologia filtro LCL em conjunto ao inversor trifásico

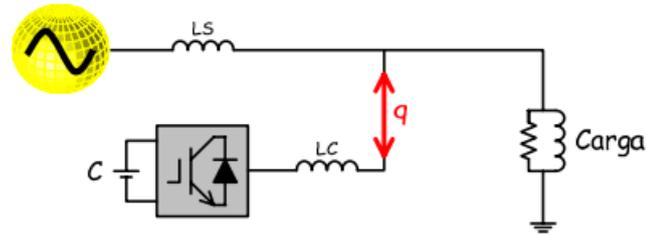


Fonte: Flota-Bañuelos (2022).

4.1.3 Compensadores síncronos estáticos

Sendo outra opção aos compensadores estáticos reativos, os compensadores síncronos estáticos, ou conhecidos pela abreviação STATCOM (*Static Synchronous Compensator*), são dispositivos shunt que realizam a correção do fator de potência, regulação de tensão e operam como um filtro ativo de harmônicos. Segundo Sen (2022), STATCOMs se diferenciam dos SVC por possuírem uma rápida resposta de chaveamento, graças a utilização dos semicondutores IGBTs e MOSFETs. Também promovem um melhor suporte a potência reativa em baixa tensão, já que a potência reativa gerada pelo STATCOM decresce linearmente. Por conta da sua boa aplicabilidade nas redes de baixa tensão, muitos autores utilizam a nomenclatura DSTATCOM, o qual o “D” se refere a “*Distribution*”, ou seja, se refere a compensadores síncronos para redes de distribuição. A figura 07 a seguir representa a conexão de um destes dispositivos.

Figura 7 – Conexão do STATCOM em um sistema elétrico



Fonte: Encarnação (2009).

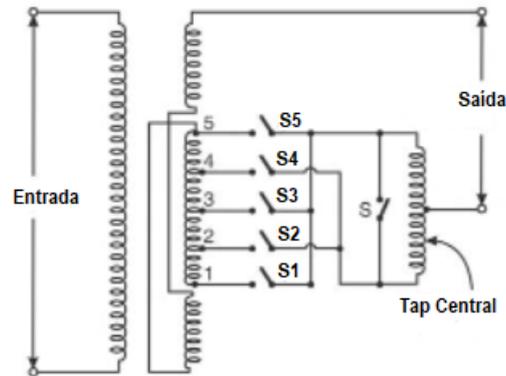
Para realizar os ajustes dos parâmetros de linha, os STATCOMs fazem leitura dos parâmetros elétricos, os comparam com valores ideais, e injetam na linha a compensação necessária para corrigir. Para isso acontecer, é preciso um algoritmo de controle para seu funcionamento. Existem diversas estratégias de controle adotadas, Chenchireddy et al. (2021) trouxe um estudo de avaliação de diferentes algoritmos implementados para DSTATCOM, mas em suma, todas dependem da utilização de um PWM (*pulse width modulation*) e de componentes de chaveamento acionados pelo PWM. O PWM é um trem de pulsos, de frequência fixa, e em cada pulso existe um período em que o valor é máximo e outro período que o valor é mínimo. Esses dois períodos são regulados conforme o chaveamento necessário do DSTATCOM para fazer a regulação (YU; MOHAMMED; PANAHI, 1997).

Com sua atuação, DSTATCOM possui o benefício de corrigir diversas perturbações nos quesitos de tensão, corrente e potência reativa, beneficiando o controle de perturbações geradas pela geração distribuída, como flutuação de tensão, harmônicos e fator de potência na linha.

4.1.4 On-Load Tape Changers

Também conhecidos como comutadores automáticos de tape, os *On-Load Tape Changers* (OLTC) são dispositivos difundidos em transformadores de potência em subestações. Esses equipamentos permitem realizar chaveamentos nos enrolamentos do transformador conforme a variação da demanda de energia na linha, sem que haja a necessidade de desenergizar o sistema. A figura 08 mostra um esquema de um transformador que possui o OLTC. Em período de normal funcionamento as chaves S e S1 são fechadas, e conforme a necessidade da linha, o secundário do transformador é alterado, fazendo a devida operação para que não haja deterioração do transformador, e fechando as outras chaves S2 a S5 no lugar da S1.

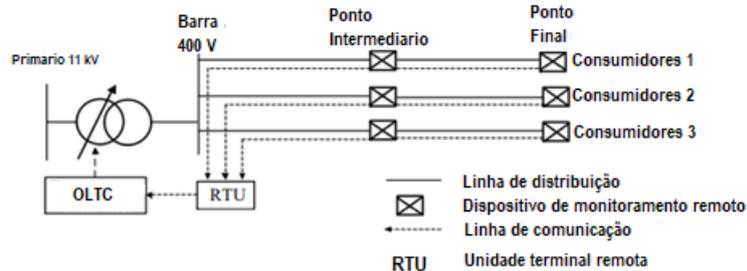
Figura 8 – Esquema de um transformador com *On-Load Tape Changer*



Fonte: SAHDEV (2017).

Segundo Xie, Yongzhu e Linglei (2021), em aspectos de controle das perturbações geradas pela DG, a OLTC é capaz de diminuir a flutuação de tensão com as mudanças de tape quando há um monitoramento na linha que acione o devido comando. Das propostas trabalhadas no seu artigo, Xie, Yongzhu e Linglei comentam de um monitoramento remoto (RTU) que contava com dispositivos no meio e no final das linhas de distribuição, conforme o esquema da figura 09 abaixo.

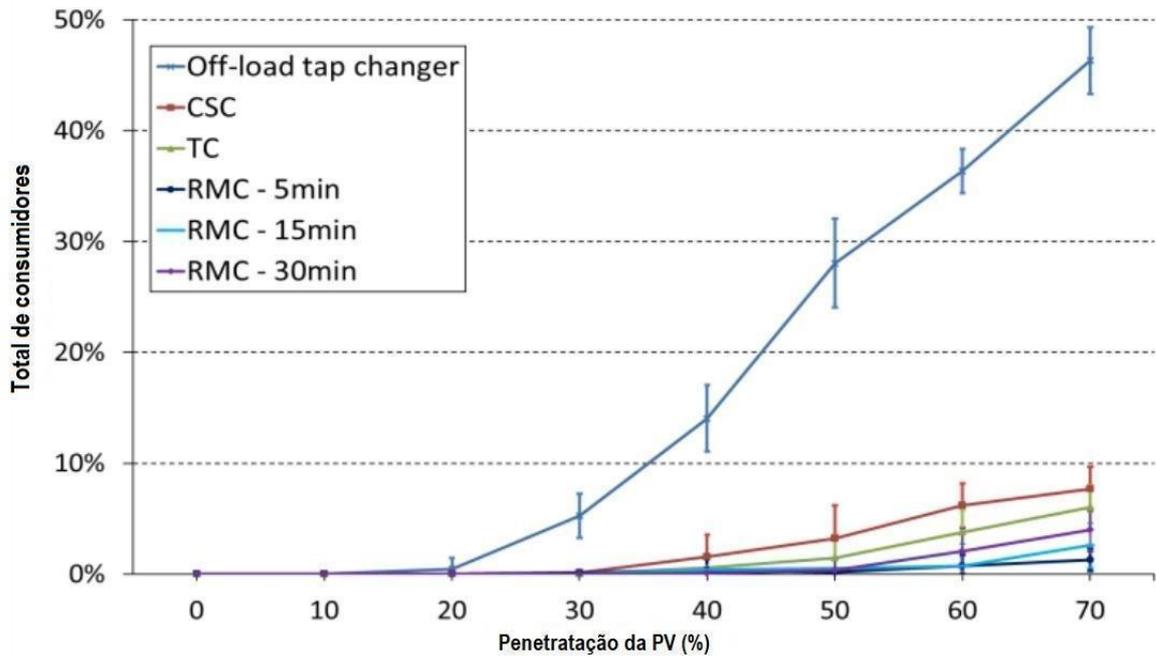
Figura 9 – Esquema monitoramento remoto para OLTC



Fonte: Long (2015).

Esse monitoramento remoto para três períodos de atuação diferentes, foi comparado com outros três métodos de atuação de OLTC em um estudo de caso de uma linha de distribuição real com dados de carga e irradiação para o período de Julho (verão). Os outros três métodos comparados foram o conceito básico de controle de OLTC, controle a partir de um Set-Point de tensão constante (*Constante Set-Point Control* - CSC) e um controle a partir do período de tempo do dia (*Time-based Control* - TC). O estudo realizou simulações dos quatro métodos para diferentes porcentagens de penetração da PV, e verificou a porcentagem de consumidores com problemas de tensão e o número de atuação dos TAPs da OLTC. O gráfico 08 apresenta a comparação dos métodos referente aos consumidores com problemas de tensão. É possível perceber que o método remoto foi o mais eficiente, mitigando o problema de tensão para aproximadamente 95 % total dos consumidores, porém os métodos CSC e TC não ficaram muito atrás em eficiência, ultrapassando 90 % do total dos consumidores.

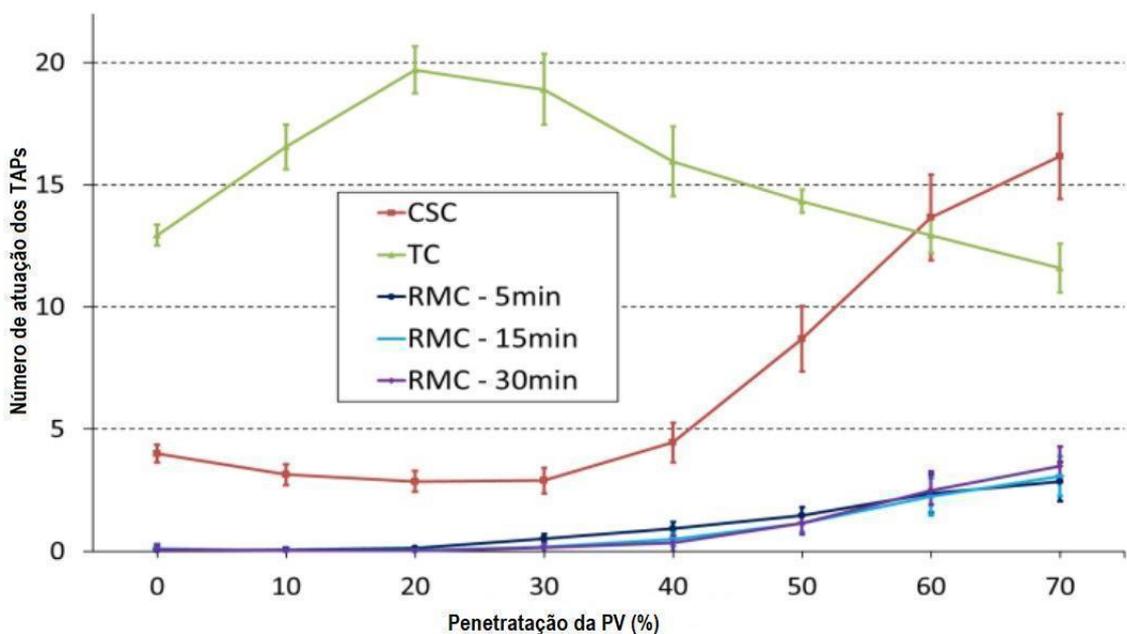
Gráfico 8 – Problemas de tensão nos consumidores para cada método de controle de OLTC



Fonte: Long (2015).

Já o gráfico 09 mostra a comparação dos métodos referente a atuação dos TAPs, nesse gráfico é possível perceber que, se comparado aos métodos TC e CSC, o monitoramento remoto é mais eficiente em diminuir o número de atuações, principalmente para níveis de penetração PV extremamente altos (70 %). Dessa forma, o método RTU poderia garantir uma vida útil maior para o OLTC por reduzir o desgaste gerado pela troca de TAPs.

Gráfico 9 – Número de atuação do TAP de OLTC para cada método de controle



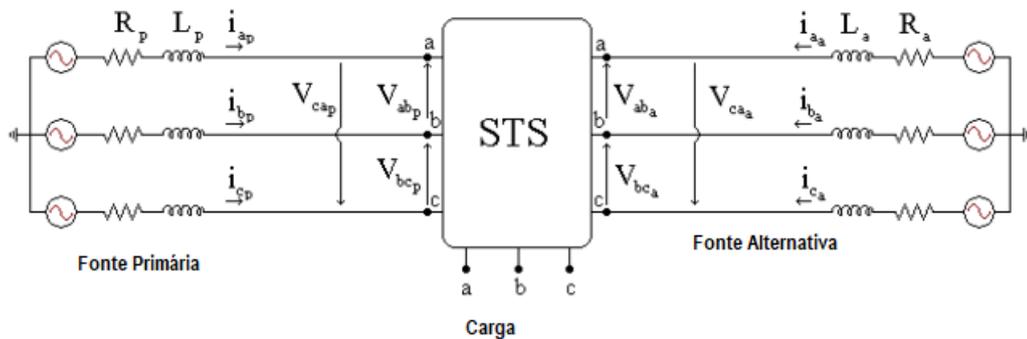
Fonte: Long (2015).

Existem também outros estudos que utilizam os OLTCs em conjunto aos compensadores apresentados nos itens anteriores deste trabalho. Zad, Lobry e Vallee (2013) apresentaram uma técnica de regulação de tensão em linhas de distribuição com unidades DG utilizando ações coordenadas de OLTC e D-STATCOM, onde cada controle seria adotado para determinado nível. Através de simulações, o controle adotado apresentou resultados favoráveis para atuação dos dois dispositivos. Já o estudo de Daratha, Das e Sharma (2013) trouxe um método de regulação de desbalanceamento de tensão através de ação coordenada de OLTC e SVC. Nesse estudo foram comparadas diferentes atuações da OLTC e SVC, sendo elas uniformes (mesmas configurações aplicadas nas três fases) ou não uniformes (diferentes configurações em cada fase). Através de simulações, foi feita a análise das perdas das linhas, regulação de tensão e número de atuações de cada dispositivo para as diferentes atuações propostas. Daratha conclui que a operação uniforme da OLTC e a operação não uniforme dos SVC apresentou ser mais benéfico para o sistema.

4.1.5 Chave de transferência estática

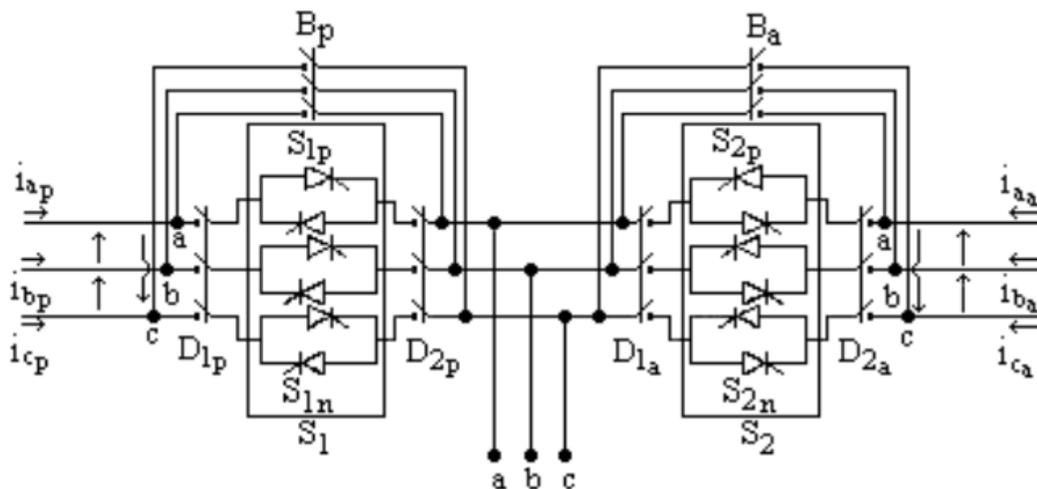
Conhecido também como STS (*Static Transfer Switch*) as chaves de transferência estática são chaves de estado sólido, de três polos e dupla posição, que são conectadas entre duas fontes de energia sincronizadas nas suas entradas e a saída é conectada à carga que receberá a energia (GHOLIZAD, 2010). Sua função é realizar a mudança da fonte de energia sem interromper o fluxo de energia da carga. Essa mudança pode ser feita de maneira manual ou automática, dependendo da aplicabilidade do controle. A figura 10 apresenta o esquema de uma STS entre duas fontes de energia e a carga, e a figura 11 apresenta o diagrama interno de uma STS com atuação por tiristores.

Figura 10 – Esquema de uma chave de transferência estática para duas fontes



Fonte: Gholizad (2010).

Figura 11 – Diagrama interno de uma chave de transferência estática



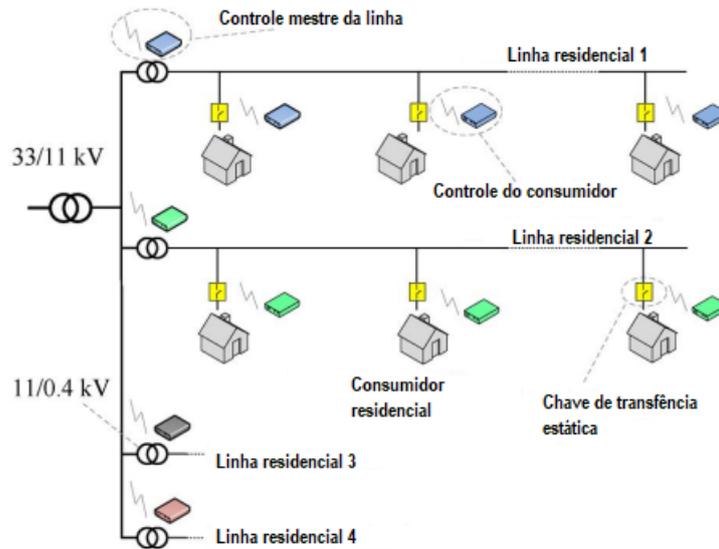
Fonte: Gholizad (2010).

Conforme apresentado no esquema da figura 10, a chave de transferência estática pode ser utilizada para trocar o fornecimento de energia de uma fonte principal para uma secundária. Para aplicabilidade de fontes renováveis, como a fotovoltaica, sua utilização pode ser benéfica para corrigir os aspectos causados pela geração distribuída. Através da revisão bibliográfica sobre a mitigação de problemas de tensão na linha de distribuição, encontram-se artigos onde são apresentados estudos da utilização do STS para reduzir desbalanceamentos de tensão.

Duas propostas apresentadas por Popoola, Jimoh e Nicole (2007) e Shahnia, Wolfs e Ghosh (2014), respectivamente, buscam uma estratégia de mitigar o desbalanceamento de tensão nas linhas de distribuição através da utilização de chaves de transferência instaladas nos consumidores finais. Ambas as propostas apresentam metodologias parecidas, as quais propõem um sistema de controle centralizado, este recebendo as informações dos parâmetros

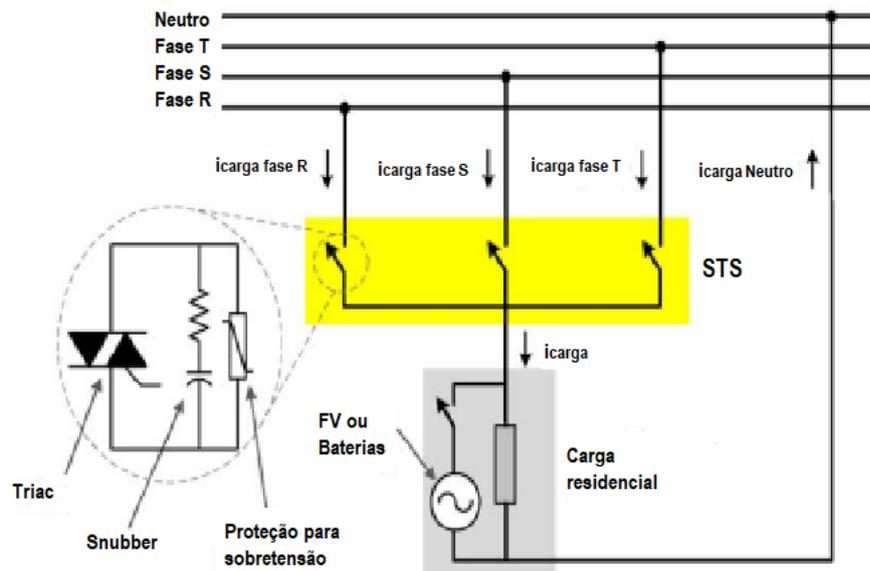
de linha e realizando a devida mudança das STS, em determinados consumidores, para ajustar o desbalanceamento. A figura 12 apresenta o esquemático da linha e a figura 13 o esquemático do consumidor da proposta apresentada por Shahnia. Neste estudo, os autores apresentam o STS utilizando um Triac (componente semiconductor que funciona como chave bidirecional), um *Snubber* (dispositivo para suprimir perturbações resultantes do chaveamento) e uma proteção para sobretensões (varistor).

Figura 12 – Esquemático de linha para utilização de STS



Fonte: Shahnia (2010).

Figura 13 – Esquemático do consumidor para utilização de STS



Fonte: Shahnia (2010).

Através de simulações, ambas as propostas concluíram que o controle inteligente para atuação dos STS é benéfica para mitigação do desbalanceamento de tensão. Por outro lado, pela proposta de atuação, o STS poderia ser útil para sistemas GD monofásicos, o qual seria feito a troca entre fases da injeção de potência do FV. Outra ressalva importante é feita em um estudo apresentado por Nour et al. (2020), este sugere uma revisão dos métodos para mitigar problemas de tensão em linhas de distribuição com injeção de energia FV. Através de simulações, os autores destacam que o STS é um ótimo método para a mitigação do desbalanceamento de fase, porém ele acaba não sendo adaptativo caso ocorra a extensão da linha de distribuição onde as chaves são instaladas. Por fim, os escritores chegam à conclusão que a mitigação varia conforme a posição do consumidor, sendo o consumidor final de uma linha mais suscetível a desbalanceamentos em comparação aos primeiros consumidores.

4.2 Soluções Através de Dispositivos *Smart*

Conforme apresentado nos itens anteriores, muitas das preocupações que existem em relação aos problemas causados pela geração distribuída são antigas e já existem dispositivos que conseguem mitigar esses problemas. Entretanto, esses dispositivos necessitam de adequações para poderem atuar nas perturbações geradas pela GD. Através da pesquisa na literatura, é notável a concordância dos autores em relação aos sistemas inteligentes para solucionar os aspectos introduzidos pela GD. Nomeados “*Smarts*”, esses sistemas são capazes de atuar a partir da coleta de dados em tempo real.

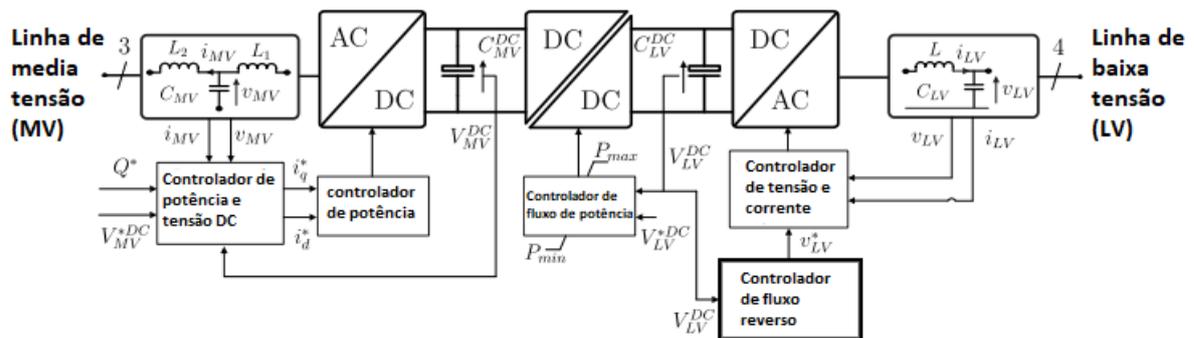
Para atuação na linhas de energia, existe o conceito em desenvolvimento chamado de “*Smart Grids*”, que segundo o *European Technologic Platform* (2006, apud EKANAYAKE et al., 2015), são redes de energias inteligentes, capazes de integrar as ações de todos os usuários conectados, sendo eles consumidores ou geradores, e com a ajuda de produtos e serviços capazes de realizar monitoramento, controle e comunicação da rede, fornecer energia elétrica de forma eficiente, sustentável, econômica e segura. Os objetivos propostos pelo conceito de *Smart Grid* seriam benéficos para a geração distribuída, pois através dela, os equipamentos destinados a mitigar os aspectos da GD nas linhas de distribuição podem atuar com melhor eficiência e precisão. Nos itens a seguir, são apresentados métodos de mitigação voltados ao conceito “*smart*” que podem ser adotados para as linhas de distribuição, conforme ocorra a expansão das redes inteligentes.

4.2.1 *Smart Transformers*

Smart Transformers (STs) são transformadores eletrônicos de tensão que não só possuem a função de variar a tensão e corrente de saída em relação à entrada, mas também integram outras funções a serem utilizadas nas linhas de distribuição, sendo elas: identificação

e controle das cargas, controle de fluxo reverso, suporte de potência reativa para o sistema, regulação da potência para linhas DC e melhora da integração de painéis fotovoltaicos e estações carregadoras de carros elétricos. As topologias dos *Smart Transformers* podem variar, e para exemplificar uma topologia e seus benefícios foi feita uma revisão do artigo de De Carne et al. (2017), que apresenta um transformador que possui 3 etapas de transformação: a primeira, na entrada do transformador, realiza a conversão AC/DC, depois é feita uma conversão DC/DC e, por fim, é feita uma transformação DC/AC na saída do transformador. A parte DC da topologia do transformador permite conexão de linhas DC nele. Além dessas etapas de conversão, o transformador conta com blocos para controle de tensão, corrente, fluxo de potência e sobrecarga. A figura 14 a seguir mostra a topologia do *Smart Transformer* apresentada por De Carne et al. (2017).

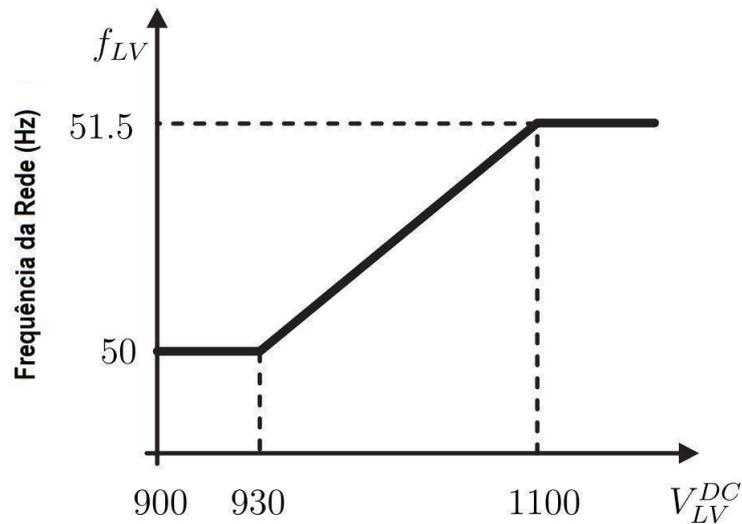
Figura 14 – Topologia do *Smart Transformer*



Fonte: Adaptado de De Carne et al., 2017.

Segundo o estudo De Carne et al. (2017), a utilização de *Smart Transformer* tem como objetivo realizar uma interação entre a GD de modo a reduzir a produção de energia em caso de baixa demanda, de forma a prevenir o fluxo reverso na linha de distribuição. A atuação do ST funciona com o aumento do VLVDC devido a baixa demanda, gerando uma saturação no conversor DC/DC. A partir disso o controlador de tensão AC modifica a forma de onda da tensão de saída, variando a frequência da linha. A figura 15 mostra o exemplo apresentado por De Carne et al. (2017) da curva da tensão VLVDC pela frequência da linha.

Figura 15 – Curva de relação VLVDC x Frequência do *Smart Transformer*



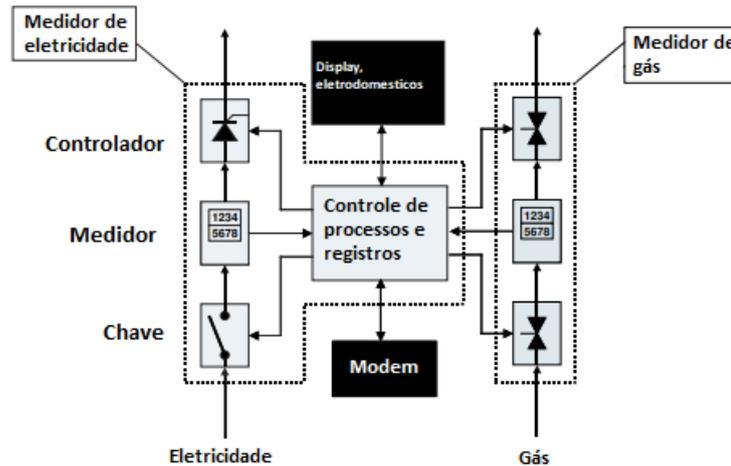
Fonte: De Carne et al. (2017) .

Nota-se que, em condições normais, a tensão VLVDC fica em 900 V e a frequência em 50 Hz. Quando se inicia o fluxo reverso, a tensão DC é incrementada e, quando chega no valor de 930 V, o controlador começa a incrementar linearmente a frequência da tensão. Esse aumento continua até que a tensão VLVDC chegue ao valor de 1100 V, fazendo a frequência da tensão chegar a 51,5 Hz. Essa variação da frequência fará com que haja um decaimento da injeção de potência da geração local até que haja um equilíbrio da energia produzida e da energia consumida. Quando chegar neste estado, a tensão DC vai se manter constante até que a produção de energia decaia naturalmente ou haja um aumento da demanda. Caso isso ocorra, a tensão DC voltará ao valor inicial, e conseqüentemente a frequência da linha nominal também retornará.

4.2.2 *Smart Meters*

Os *Smart Meters* são medidores residenciais inteligentes capazes de apresentar a leitura do consumo e geração de energia (para consumidores com instalações GD) na residência em tempo real, ou com atualizações periódicas, sendo capaz de limitar esses fatores quando necessário. O medidor também é capaz de realizar a interconexão de dispositivos nas linhas de distribuições e até coletar medições de outros consumos da residência, como água ou gás, por exemplo. A figura 16 mostra o esquema de um *Smart Meter* que realiza leitura de energia e de gás.

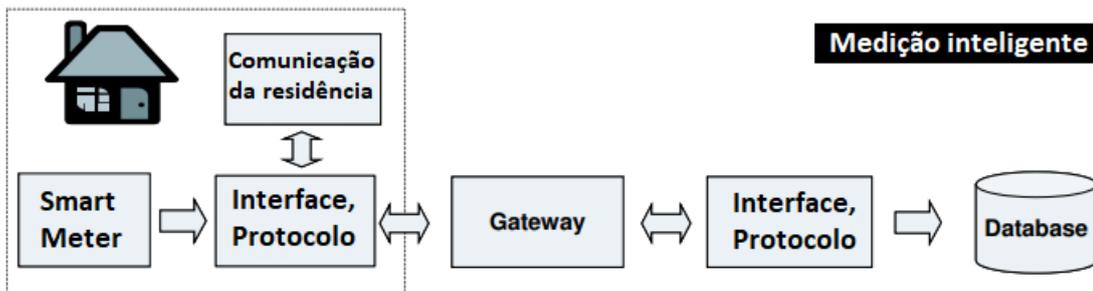
Figura 16 – Esquema de um Smart Meter



Fonte: Adaptado de Gerwen (2006).

Gerwen, Jaarsma e Whihite (2006) mencionam diversos benefícios que a utilização de *Smart Meters* traz para os consumidores, incluindo os detentores de geração distribuída. O *Smart Meter* pode ser usado para separar as medições da geração distribuída da medição de consumo da concessionária e, como mencionado anteriormente, também limitar o consumo ou entrega de energia conforme a demanda no momento, graças a comunicação de informações entre o medidor na residência e a data-base da concessionária. Essa comunicação é exemplificada na figura 17.

Figura 17 – Processo de dados entre *Smart Meter* e data-base da concessionária



Fonte: Adaptado de Gerwen (2006).

4.2.3 Inversores de frequência

Como mencionado no capítulo 2, os inversores de frequência são componentes essenciais na GD para conversão de corrente do tipo C.C. para C.A. Para a utilização nos sistemas fotovoltaicos, o inversor de frequência deve ser capaz de funcionar respeitando as especificações elétricas exigidas pelas concessionárias e normas técnicas, como a variação de tensão e frequência, limites de potência reativa, atuação de desligamento em certas condições, entre

outros quesitos. Contudo, por ser um componente importante para interligação da GF, existem estudos que buscam utilizar os inversores de frequência para também compensar os aspectos de interligação da GD na rede.

Uma das utilidades do inversor encontradas na literatura é a possibilidade de absorver ou gerar potência reativa, realizando assim a correção, ou pelo menos mitigação, dos aspectos de flutuação de tensão que podem ocorrer nas linhas de distribuição. O estudo proposto por Alam, Muttaqi e Sutanto (2015) busca uma estratégia de controle de potência reativa através de três modos de operação dos inversores fotovoltaicos. O primeiro é o modo de compensação reativa (*var compensation mode*). Nesse modo, haverá a compensação de reativos no momento que a tensão gerada pela PV estiver baixa, ou quando não houver geração. O segundo é o modo de Redução (*Droop Mode*). Nessa proposta, o inversor fará uma compensação de reativo quando ocorrer uma sobretensão gerada pela GF. Por último, no terceiro modo, ocorre o controle de rampa proporcional (*ramp-rate mode*), que permitiria um apropriado suporte reativo na ocorrência de flutuações de tensão geradas por nuvens ou perturbações dos raios solares no sistema fotovoltaico. Através de diferentes simulações de diversas condições de uma rede distribuída, a atuação dos três modos de operação em inversores foi extremamente benéfica para a rede.

Outra proposta partindo para o controle reativo, é feita no estudo de Calderaro et al. (2015), onde é proposto um controle centralizado nomeado como *coordinated control method*. Esse método propõe a coordenação dos inversores de diferentes sistemas fotovoltaicos instalados em determinada região da rede de distribuição, fazendo o controle da variação de tensão da rede através da absorção ou injeção de potência reativa. Na apresentação dos resultados da simulação, os autores mostram que o método centralizado foi eficiente na linha de distribuição no controle da variação de tensão e também benéfica para os sistemas fotovoltaicos, que não precisaram diminuir a injeção de potência ativa devido a ocorrência da variação de tensão. Esses dois estudos citados mostram que o controle de reativos por parte dos inversores são eficientes, porém é ressaltado na revisão literária de Xie, Yongzhu e Linglei (2021) que o fluxo reativo muito grande na linha de distribuição pode ser prejudicial para sistemas de distribuição que possuem um valor de relação X/R muito baixo, causando um aumento nas perdas de potência e congestionamento.

4.2.4 Sistemas de armazenamento de energia

Por conta da relação X/R da linha de distribuição já mencionada, o controle de potência ativa acaba sendo uma opção eficiente para controlar a flutuação de tensão nas linhas (Xie; Yongzhu; Linglei, 2021). Na literatura voltada a mitigar as flutuações, existem pesquisas direcionadas aos armazenadores de energia atuando como um regulador. A partir de um sistema inteligente interligado na linha, o sistema iria suprir ou armazenar potência conforme a leitura dos parâmetros elétricos da linha.

Comentado sobre esses estudos voltados aos sistemas de armazenamento, El-Batawy e Morsi (2018) apresentam uma abordagem de auxiliar o controle de distribuição da linha com a instalação de um sistema comunitário de armazenamento de energia via baterias instaladas em subestações. Sua proposta busca auxiliar a linha de distribuição que possui alta penetração de sistemas fotovoltaicos e veículos elétricos conectados a ela. Com a metodologia desenvolvida, El-Batawy e Morsi (2018) concluem que a utilização do sistema é benéfica para a linha, realizando a correção do perfil da tensão, a redução das perdas de potência e freando o envelhecimento de transformadores de distribuição. Em outros dois estudos, promovidos por Rafi, Hossain e Lu (2016) e Liu et al. (2012), é apresentada propostas de utilizar o sistema de armazenamento em conjunto a outros dois dispositivos já citados anteriormente (STATCOM e OLTC).

Rafi, Hossain e Lu (2016) propõem um sistema de controle hierárquico, sendo a atuação do controle da tensão baseada nos parâmetros de tensão e potência na linha. Dependendo do estado desses parâmetros, é feita a devida atuação do STATCOM, ou do sistema de armazenamento, ou de ambos. Para validar sua proposta, foi realizado um estudo de caso em uma determinada região, utilizando dados reais da irradiância em painéis fotovoltaicos, o consumo das cargas e a participação de instalações de geração distribuída conectadas a uma linha urbana. A partir disso foram realizadas simulações para diferentes níveis de penetração de energia fotovoltaica. Concluiu-se que, para a região estudada, a implementação do controle combinando de sistema de armazenamento e STATCOM foi benéfica para mitigar a flutuação de tensão, incluindo para níveis altos de penetração de energia pelos painéis (>85 %).

No estudo de Liu et al. (2012), é proposto um controle coordenado para mitigação de sobretensão utilizando o sistema de armazenamento e OLTC. De forma resumida, em períodos de baixo consumo, o controlador faz o devido chaveamento da OLTC para mitigar a sobre tensão e o controlador emite um sinal para o sistema de armazenamento absorver a potência reversa, evitando que essa energia em excesso estresse a operação do transformador. Já para períodos de alto consumo, o sistema recebe um sinal do controlador para mudar de estado e começa a fornecer energia. A proposta foi simulada em dois modelos de sistema de distribuição e chegou-se à conclusão que o controle coordenado é eficiente para mitigação da sobretensão e também ajuda a otimizar o chaveamento dos TAPs,

Os exemplos citados apresentam um sistema de armazenamento de controle centralizado, porém existem propostas de se utilizar sistemas descentralizados, como o caso apresentado por Sugihara et al. (2013). Sua proposta apresenta a instalação de sistemas de armazenamento por baterias em conjunto com sistemas fotovoltaicos de aquisição dos consumidores, sendo o controle dos diversos sistemas feito pelo operador do sistema de distribuição, realizando a devida operação de carga e descarga das baterias. Somado a isso, também ocorreria a utilização da potência reativa gerada pelos inversores do sistema, cooperando com os conversores estáticos da linha. Para o lado da concessionária, a proposta apresentada seria vantajosa para diminuir a flutuação de tensão da linha e também reduzir o custo da aquisição e utilização de SVC para fazer a compensação.

4.2.5 Controle de cargas no consumidor

Uma das expectativas do crescimento da tecnologia das *Smart Grids*, é capacidade de responder a demanda dos consumidores em tempo real. Segundo Xie, Yongzhu e Linglei (2021) ser capaz de controlar as cargas de uma maneira eficiente pode reduzir os custos de instalações de novas usinas ou os custos de reforço das linhas de energia. Ter esse controle da demanda em tempo real pode auxiliar a integração das instalações de geração distribuída na rede. Além disso, existem diversos estudos que buscam fazer a utilização de controladores de cargas em sistemas fotovoltaicos para mitigar os aspectos de flutuação de tensão.

Malík e Havel (2014) buscaram utilizar o controlador para otimizar o despacho de energia para aquecedores de água, de forma que reduzisse o pico de consumo pela concessionária e, conseqüentemente, diminuindo o despacho externo de energia dos painéis para linha. Por simulações, a estratégia foi benéfica para fazer esse controle de potência, e conseqüentemente útil para manter o perfil da tensão controlado.

Outro estudo, apresentado por Zakariazadeh et al. (2013), propõem um controlador de tensão em tempo real usando respostas da demanda para mitigar problemas de subtensão. A proposta apresentou um programa de resposta emergencial de demanda, que atua a partir de dados coletados por unidades terminais remotos e realiza as determinadas operações dos TAPs de OLTCs e o corte de cargas nas linhas para manter o perfil de tensão na rede. Dentre os tipos de cargas, são citadas as instalações renováveis distribuídas. Nas simulações realizadas, o modelo permitiu às instalações uma melhor eficiência de funcionamento, com redução de retirada dos sistemas de geração das linhas.

Venkatesan, Solanki, e Solanki, K. (2011), também desenvolvem uma técnica de gerenciamento de demanda com controle de tensão e potência reativa nos períodos de pico de tensão da rede. Neste estudo é desenvolvida uma modelagem de perfil de consumo para diferentes tipos de consumidores e são realizadas simulações da atuação do gerenciador conforme os perfis estipulados. As simulações mostraram que a técnica apresentou resultados positivos para manter o perfil de tensão e minimizar as perdas nas linhas.

Por fim, Akhtar, Chaudhuri e Balarko (2017) apresentam um estudo utilizando um compensador eletrônico (electric spring - ES) para o controle de cargas inteligentes (Smart Loads) da demanda. A partir de um ajuste de ângulo da tensão de injeção do ES, é permitido que as cargas inteligentes troquem potência ativa, ou até reativa, com sistema de distribuição. A partir de um estudo de caso de um sistema de distribuição de baixa tensão localizado no Reino Unido, foi possível comprovar que a utilização do ES conforme proposto é benéfico para resolver os aspectos de tensão gerados pelo sistemas fotovoltaicos e veículos elétricos conectados à rede.

4.2.6 Microrredes

Além do desenvolvimento de equipamentos inteligentes para auxiliar no controle das instalações DG, existem estudos buscando desenvolver redes específicas que auxiliem em receber as instalações geradoras. Essas redes são conhecidas pelas referências bibliográficas por Microrredes (do inglês: *Microgrids*). Pela definição apresentada por Souza, Teixeira, Freitas (2022), microrredes são redes paralelas a rede de distribuição, podendo operar em ilhamento intencional, alocando toda a tecnologia de geração distribuída, incluindo tecnologias citadas nos itens anteriores, como armazenadores de energia e controladores de carga por exemplo. Esse sistema paralelo ao sistema da rede permite que as instalações operem isoladas do restante do sistema de potência, sem a necessidade dos parâmetros de tensão e rede para o devido funcionamento. Segundo Souza, Teixeira, Freitas (2022), toda operação da microrrede é feita a partir dos sistemas de controle dos conversores conectados, sendo que esse controle pode ser dividido em centralizado ou descentralizado. No sistema centralizado existe um controle central que define a operação de cada conversor da microrrede, de forma a controlar todo fluxo de potência. Já no sistema descentralizado, cada conversor realiza as medições dos parâmetros da linha da região, realiza os cálculos e define a geração sem que haja comunicação entre cada unidade geradora. Mesmo com a possibilidade de operar em modo ilhamento, as microrredes podem conectar-se com a rede de distribuição, conforme a necessidade de carga. Essa conexão é possível através das chaves de transferência estáticas citadas anteriormente, permitindo uma atuação com baixo tempo de resposta, sem que a transição seja prejudicial para o conversor e a instalação GD.

A partir da definição apresentada, é possível perceber que a utilização das microrredes é benéfica para a rede de distribuição. Realizar um alocamento de toda a energia gerada pelos painéis FV residências em uma linha própria evita que toda a perturbação gerada por essas fontes interfira na qualidade de energia das redes de distribuição e, caso seja feita a conexão entre as linhas, pode ser feito um controle de maneira mais fácil, considerando que não seria necessário um controle tão disperso de fontes geradoras em diferentes locais da linha. Claro que essa alternativa necessita de mais estudos para que seja uma opção favorável tanto para consumidor, quanto para a concessionária. Vahedipour-Dahraie et al. (2020) citam em seu estudo que as microrredes podem ter problemas de confiabilidade por conta de incertezas voltadas às energias renováveis e, também, podem causar problemas ao consumidor por questões da qualidade de energia. Vahedipour-Dahraie et al. (2020) comentam que, para garantir a viabilidade das microrredes, é preciso uma forte participação de equipamentos e dispositivos voltados a responder à demanda dos consumidores. Com essa visão, é possível perceber que as microrredes e as tecnologias inteligentes estão diretamente relacionadas e devem seguir com seu desenvolvimento lado a lado. Diversas referências buscam modelar e desenvolver um controle de demanda de microrredes eficiente para poder alocar as instalações de geração distribuída. O já citado estudo de Vahedipour-Dahraie et al. (2020) propõem um controle autônomo para as microrredes,

de forma a programar a utilização de fontes renováveis de maneira eficiente e rentável. Para realizar esse controle, foi modelado um programa de resposta à demanda, que permitiria variar a energia gerada das instalações FV. Para compensar essa variação da energia gerada, é proposto uma variação da tarifa sobre a energia gerada a partir da elasticidade da demanda. Dessa forma, o proprietário da instalação não teria uma perda significativa por deixar de gerar energia em certas situações, principalmente pelas incertezas que a energia solar apresenta. Também é interessante citar que existem estudos de microrredes nas referências bibliográficas brasileiras, como é o caso do trabalho apresentado por Silva (2017), que apresenta uma análise de arquitetura e modelagem de microrredes inteligentes para duas cidades de condições climáticas diferentes (Natal/RN e São Martinho da Serra/RS). O modelo apresentado no estudo constitui de 3 unidades geradoras de energia (fotovoltaica, aerogeradores e geradores a diesel) e também a instalação de um banco de baterias para suprir alguma necessidade da demanda. Para a atuação do modelo, o estudo levou em consideração três cenários de demanda: primeiro cenário seria com as três fontes fornecendo energia acima da demanda, fazendo que o excedente fosse direcionado para o carregamento do banco de baterias. Segundo cenário é como as três fontes fornecendo energia acima da demanda, e o banco de baterias completamente carregado, a partir disso a energia excedente seria consumida por uma carga de despacho. Por fim, o último cenário seria com as três fontes não sendo capaz de fornecer toda energia necessária, e nesse caso o banco de baterias faria o complemento da energia necessária para a demanda.

Esses exemplos mostram um conceito em desenvolvimento pelo mundo todo, similar às *Smartgrids*, com oportunidades de aplicação em diferentes cenários, sendo uma opção promissora para controlar as fontes renováveis de geração distribuída e proporcionando melhor qualidade de energia.

4.3 Considerações Finais Sobre os Métodos de Mitigação

Assim como foi citado no início do item 4.1, há referências bibliográficas voltadas às limitações de perturbações apresentadas são utilizadas no sistema de potência no mundo afora para mitigar esses problemas. Entretanto, a tendência crescente de geração descentralizada vem fazendo uma mudança no fluxo de potência tradicional no qual esses métodos foram desenvolvidos. Aspectos como a geração distribuída pela malha da rede e a variação de geração por conta dos aspectos climáticos fazem necessário que tecnologias de mitigação precisem ser adaptadas para atuar nessas diferentes regiões conforme ocorra essas variações, e também foi percebido que atuação de diferentes dispositivos em conjunto tende a apresentar uma melhor eficiência.

Esses aspectos tendem a reforçar a tendência de estudo e desenvolvimento de dispositivos e sistemas Smart, se mostrando uma necessidade futura para área de geração de energia. Por outro lado, ainda está sendo preciso reforçar tecnologia *Smart* nos próximos anos,

devido à complexidade existente em leitura de parâmetros, envio de informações e atualizações de equipamentos, para não ser prejudicial ao fornecimento de energia consolidado nos últimos anos.

Por essa questão, a opção que possui o lado positivo de não prejudicar a rede de distribuição pela complexidade dos dispositivos seria as microrredes. Um foco nessa tecnologia nos próximos anos pode ser uma via favorável para a utilização junto com a geração distribuída, enquanto a tecnologia Smart vai avançando e possa ser implementada nas redes de distribuição com uma confiabilidade favorável.

5 CONCLUSÕES

É notável o crescimento expressivo da geração distribuída fotovoltaica no Brasil e no mundo. Porém, com essa expansão repentina, alguns aspectos que necessitam de cuidados especiais podem surgir, dependendo da magnitude da injeção de potência na rede de distribuição. Muitos fatores colaboram para o aparecimento dessas características, mas, em especial, é interessante citar o nível de penetração da GD no sistema, o layout da rede, o tamanho do sistemas, a corrente de falta e as variações regionais relacionadas à geração fotovoltaica.

Em relação ao nível de penetração relativo da GD no sistema, alguns aspectos podem começar a aparecer a partir de uma relação de injeção de mais de 20% em relação ao total da potência do sistema. Porém, há casos em que, mesmo com altos níveis de penetração (muito superiores aos 20% citados), não houve alterações significativas na rede. Isso ocorre pois, para que esses aspectos surjam, muitos fatores devem se alinhar, tornando cada rede única e criando a necessidade de estudos específicos para cada sistema. O layout da rede de distribuição e seu tamanho relativo também afetam muito o aparecimento desses aspectos, pois a complexidade da rede e a distância dos equipamentos de geração afetam o resultado esperado. Por fim, a corrente de falta não apresentou grandes mudanças mesmo com a introdução de altos níveis de penetração fotovoltaica, não parecendo ser um aspecto tão preocupante quanto os demais citados.

É citado nesse estudo que a maioria desses aspectos começam a aparecer acima de certos níveis de penetração fotovoltaica na rede. Porém, é válido acreditar que, pelo menos nas regiões mais comuns do país, esses problemas ainda estão longe da realidade brasileira em 2023. De acordo com dados do Portal Solar, em 2021, o preço médio de instalação residencial para um consumo de aproximadamente 200 kWh mensais foi de cerca de R\$16.000. Esse montante é o equivalente a mais de dez vezes a renda per capita média brasileira do mesmo ano, que foi de R\$1.353 (IBGE, 2022). Já para países em que a penetração fotovoltaica é maior, o custo de instalação pela renda per capita é bem menor. Segundo a Energysage (2023) o custo médio de instalação para uma capacidade de 6 kW nos Estados Unidos é de \$18.580. Em média, para um trabalhador pagar os custos, precisa utilizar aproximadamente um terço do que recebe ao trabalhar por um ano (First Republic, 2022). Já na China, segundo o Ecowatch (2023) o custo de instalação para uma capacidade de 5,5 kW é de aproximadamente \$10.796, enquanto a renda per capita média da população é de \$5.745,12 (China Briefing, 2023), ou seja, um pouco mais da metade do custo de instalação.

Com essas informações, é possível concluir que os investimentos na geração distribuída, pelo menos para uso residencial, ainda são extremamente custosos para o cidadão brasileiro médio. Em locais de alta renda, é possível que ocorram níveis maiores de penetração fotovoltaica, pois a tecnologia acaba não sendo tão impactante para a renda do consumidor, mas, para grande parte da população, esses sistemas são custosos demais para justificar o alto custo de instalação. É possível que, em um futuro próximo, ocorram eventos onde alguns aspectos

acabam sendo mais proeminentes que outros, mas a tendência é que sejam casos isolados em áreas de maior demografia e renda per capita. As áreas comerciais, por exemplo, apresentam crescimento constante na quantidade de unidades instaladas e injetam uma potência muito maior e mais concentrada que a média residencial, tornando esses lugares pontos de atenção para eventuais aspectos que possam ocorrer com o aumento da GD. As figuras 18 e 19 a seguir mostram essa diferença na potência instalada de acordo com a quantidade de unidades de geração distribuída.

Figura 18 – GD na área comercial

Qtd de GDs	Municípios com GD
160.085	5.219
UCs Rec Créditos	Pot Instalada (kW)
247.913	4.380.902,22

Fonte: ANEEL, 2022.

Figura 19 – GD na área residencial

Qtd de GDs	Municípios com GD
1.126.308	5.475
UCs Rec Créditos	Pot Instalada (kW)
1.380.035	7.307.578,15

Fonte: ANEEL, 2022.

O ano de 2022 também trouxe a lei 14.300, de 06/01/2022, que estabelece novos padrões para a taxação das unidades de geração distribuída no Brasil. Essa promulgação faz com que, a partir de 2023, a instalação do sistema fotovoltaico seja mais custosa para o consumidor, trazendo consigo uma possível diminuição no crescimento da GD e afastando ainda mais o problema de alto nível de penetração solar nas redes de distribuição urbanas. Outras legislações estão em análise, o que também pode piorar o interesse do consumidor final na GD.

Por fim, é possível concluir que, apesar das vantagens e desvantagens dos SFVs, os custos de instalação e eventuais preocupações com o sistema limitam a tecnologia no país. É notável que, para trivializar essa modalidade de energia no País, ainda é preciso fomentar políticas que impulsionam novas tecnologias para produtos mais inovadores a preços ainda mais competitivos. Caso isso não ocorra e não haja uma mudança significativa nos incentivos e preços de insumos para a instalação dos sistemas, é difícil de acreditar em um futuro com altos níveis de penetração fotovoltaica residencial na rede de distribuição urbana.

REFERÊNCIAS

- 2.2 Million Photovoltaic Power Station Installed in Germany. **Destatic Statistisches Bundesamt**. 21 de jun. de 2022. Disponível em: https://www.destatis.de/EN/Press/2022/06/PE22_N037_43.html;jsessionid=039AB48A1CBB9C1F3D854BC7F004773C.live722. Acesso em: 03 ago. 2022.
- ABSOLAR. Aponta Crescimento de Fonte Solar e Subida de Posição no Ranking Internacional. **Canal Energia**, 25 abr. de 2022. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53209329/absolar-aponta-crescimento-de-fonte-solar-e-subida-de-posicoes-no-ranking-internacional>. Acesso em: 03 ago. 2022.
- BRASIL, ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Resolução Normativa nº 482**. Brasília, 17 de abr. de 2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 03 ago. 2023.
- BRASIL, ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Resolução Normativa nº 687**. Brasília, 24 de Nov. de 2015. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 03 ago. 2023.
- BRASIL, ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Resolução Normativa nº 1.059**. Brasília, 07 de fev. de 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em: 03 ago. 2023
- ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Brasil Ultrapassa Marca de 10 GW em Micro e Minigeração Distribuída. **Gov.br**, 31 de mar. de 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/brasil-ultrapassa-marca-de-10-gw-em-micro-e-minigeracao-distribuida>. Acesso em: 04 ago. 2022.
- AKHTAR, Zohaib; CHAUDHURI, Balarko; HUI, Shu Yuen Ron. Smart loads for voltage control in distribution networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 2, p. 937-946, 2015.
- ALBOAOUH, K. A. & MOHAGHEGHI, S. (2020). Impact of Rooftop Photovoltaics on the Distribution System. **Journal of Renewable Energy**, 2020, 1–23.
- ALAM, Md Jan E.; MUTTAQI, Kashem M.; SUTANTO, Danny. A multi-mode control strategy for VAR support by solar PV inverters in distribution networks. **IEEE transactions on power systems**, v. 30, n. 3, p. 1316-1326, 2014.
- ALMEIDA, Felipe Augusto Ferreira de. **Compensadores estáticos de reativos empregados em redes de baixa tensão com geradores distribuídos de energia**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Sorocaba, 2016.

ARABALLI et al. The impact of dispersed PV generation on ramp rate requirements. **2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering**. Venice, p. 977-982, jun. de 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS. **ABNT NBR 16149**: Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro, 2013. v.1, p. 12.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS. **ABNT NBR 16274**: Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Rio de Janeiro, 2014. v.1, p. 52.

AVERAGE COST OF SOLAR PANELS IN CHINA. **Echowatch**, Jan. de 2023. Disponível em: <https://shorturl.at/bdgF7>. Acesso em 16 de março de 2023.

BATRA, SUNIL; PANDAV, CHANDRAKANT S.; AHUJA, SONIA. Light Emitting Diode Lighting Flicker, its Impact on Health, and the Need to Minimize it. **Journal of Clinical & Diagnostic Research**, v. 13, n. 5, 2019.

CALDERARO, Vito et al. A smart strategy for voltage control ancillary service in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 1, p. 494-502, 2014.

CHENCHIREDDY, Kalagotla et al. A Review on D-STATCOM Control Techniques for Power Quality Improvement in Distribution. In: 2021 5th International Conference on Electronics, Communication and Aerospace Technology (ICECA). **IEEE**, 2021. p. 201-208.

CHINA aumenta em 5,7 % a Produção de Carvão para Enfrentar a Falta de Energia. **Exame**, 2021. Disponível em: <https://exame.com/mundo/china-aumenta-em-57-a-producao-de-carvao-para-enfrentar-falta-de-energia/>. Acesso em: 08 ago. 2022.

COMO foram as Crises do Petróleo. **Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE)**, 2020. Disponível em: <https://cbie.com.br/artigos/como-foram-as-crises-do-petroleo/>. Acesso em: 12 nov. de 2020.

COPEL. **NTC 905100**: Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da Copel (Com Comercialização de Energia). Paraná, 2017. p. 105.

COPEL Distribuição S.A. Fator de Potência: Em busca da eficiência energética nas instalações elétricas. 2020.

COPEL. **NTC 905200**: Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da Copel (Com Compensação de Energia). Paraná, 2021. p. 141.

CORMODE, Daniel et al. Comparing ramp rates from large and small PV systems, and selection of batteries for ramp rate control. In: 2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). **IEEE**, 2013. p. 1805-1810.

- DARATHA, Novalio; DAS, Biswarup; SHARMA, Jaydev. Coordination between OLTC and SVC for voltage regulation in unbalanced distribution system distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 1, p. 289-299, 2013.
- DE CARNE, Giovanni et al. Reverse power flow control in a ST-fed distribution grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 4, p. 3811-3819, 2017.
- DISTRIBUTIONS OF ELECTRICITY GENERATION IN CHINA IN 2022, BY SOURCE. **Statista**, Abr. de 2023. Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/1235176/china-distribution-of-electricity-production-by-source>. Acesso em: 27 ago. 2023.
- DURCE, Carolina Corrêa. **Normalização complexa e cálculo de fluxo de potência para sistemas elétricos emergentes**. 2012. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) - Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, 2012.
- EL-BATAWY, Shady A.; MORSI, Walid G. Optimal design of community battery energy storage systems with prosumers owning electric vehicles. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 14, n. 5, p. 1920-1931, 2017.
- ENCARNAÇÃO, Lucas Frizera. Compensador síncrono estático multinível em média tensão para sistemas de distribuição. **Universidade Federal do Rio de Janeiro**, Tese de Doutorado, 2009.
- ENERGIA Solar Fotovoltaica: Brasil é o 4º País que Mais Cresceu em 2021. **Exame**, 2022. Disponível em: <https://exame.com/esg/energia-solar-fotovoltaica-brasil-e-o-4o-pais-que-mais-cresceu-em-2021>. Acesso em: 12 ago. 2022.
- ELETROBRÁS / PROCEL. Programa de efficientização industrial: módulo motor elétrico. Rio de Janeiro. 130 p. MEHL, Ewaldo L. M. Qualidade da energia elétrica.
- FELDMAN, David et al. Spring 2023 Solar Industry Update. **National Renewable Energy Laboratory**, 2023. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/86215.pdf>. Acesso em: 20 Ago. 2023.
- FLOTA-BAÑUELOS, Manuel et al. Harmonic Compensation via Grid-Tied Three-Phase Inverter with Variable Structure I&I Observer-Based Control Scheme. **Energies**, v. 15, n. 17, p. 6419, set. de 2022.
- FIROUZ, Y., FARHADKHANI, S., LOBRY, J., VALLÉ, F., KHAKPOUR, A., DURIEUX, O. Numerical comparison of the effects of different types of distributed generation units on overcurrent protection systems in MV distribution grids. *Renewable Energy*, v. 69, p. 271–283, set. de 2014.
- GANDHI, Oktoviano et al. Review of power system impacts at high PV penetration Part I: Factors limiting PV penetration. **Solar Energy**, v. 210, p. 181-201, nov. de 2020.

- GHOLIZAD, Babak. Improving of STS algorithm to detecting voltage unbalance in low voltage distribution networks. In: IECON 2010-36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, 2010. **IEEE**, 2010. p. 3012-3017.
- GOLDEMBERG, José; VILLANUEVA, Luz Dondero. Energia, meio ambiente & desenvolvimento. 2. Ed. rev. São Paulo: EDUSP, 2003. 226 p. ISBN 85-314-0452-5.
- GOSBELL, Vic; PERERA, Sarath; SMITH, Vic. Voltage unbalance. **Technical Power Quality Center, University of Wollongong, Technical Note**, n. 6, 2002.
- GUAN, F. H. et al. Research on distributed generation technologies and its impacts on power system. In: International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009. **IEEE**, 2009. p. 1-6.
- GUPTA, Shilpa. Reactive Power Control Using FC-TCR. **International journal of innovative technology and research**, v. 1, n. 1, p. 37-41, 2013.
- HARMONIC Distortion. **Inverter Drive Systems LTD**, 2020. Disponível em: <https://www.inverterdrivesystems.com/harmonic-distortion/>. Acesso em 20 out. 2020.
- HARRISON, Alan. The Effects of Harmonics on Power Quality and Energy Efficiency. **Technological University Dublin**, 2010.
- HONG, S. and ZUERCHER-MARTINSON, M. "Harmonics and Noise in Photovoltaic (PV) inverter and the Mitigation Strategies". **Solectria Renewables**, 2012. 1-7.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Renewables 2022**. IEA, Paris, 2022.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Renewable Energy Market Update - June 2023**. IEA, Paris, 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-june-2023/executive-summary>. Acesso em: 25 Ago. 2023
- INTERNACIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION. **IEC 62109-1**: Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 1: General requirements. Geneva, 2010. v. 1.
- INTERNACIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION. **IEC 62109-1**: Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 2: Particular requirements for inverters. Geneva, 2011. v. 1.
- INTERNACIONAL ELECTROTECHNICAL COMISSION. **IEC 62109-1**: Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 3: Particular requirements for electronic devices in combination with photovoltaic elements. Geneva, 2020. v. 1.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELETRONICS ENGINEERS. **IEEE 1457**: Stardard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interface. 2018, v. 1.

- IMHOFF, J. **Desenvolvimento de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria. 2007.
- EKANAYAKE, Janaka B. et al. **Smart grid: technology and applications**. Reino Unido: John Wiley & Sons, 2012.
- O Que é Geração Distribuída. **Instituto Nacional de Eficiência Energética (INNE)**, 2020. Disponível em: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd. Acesso em: 02 nov. 2020.
- KARIMI, M. et al. Photovoltaic Penetration Issues and Impacts in Distribution Network: A Review. **Elsevier**, V. 53, p. 594-605, 2016.
- KEMPT, L. The German Energy Transition and Its Stumbling Blocks—Promotion of Power Generation from Photovoltaic Systems and Its Influence on the German Energy Transition. [s. l.], 2019. Disponível em: <https://t.ly/Zd0C3>. Acesso em: 10 out. 2020.
- Lappalainen, K., & Valkealahti, S. (2017). Photovoltaic mismatch losses caused by moving clouds. **Solar Energy**, v. 158, p. 455–461, 2017.
- LEI da Energia Solar: Entenda tudo (Sem “Juridiquês”). BlueSol Energia Solar, 2023. Disponível em: <https://t.ly/Lvv2k>. Acesso em: 24 Mai. 2023.
- LI, J.; HUANG, J. The expansion of China’s solar energy: Challenges and policy options. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 132, 2020.
- LI, Peng et al. Distribution system voltage regulation with distributed generation based on vqc and svc. **Advanced Materials Research**, v. 748, p. 477-484, 2013.
- LIU, Xiaohu et al. Coordinated control of distributed energy storage system with tap changer transformers for voltage rise mitigation under high photovoltaic penetration. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 897-906, 2012.
- LIMA, Ariane A. et al. Uma Revisão dos Princípios da Conversão Fotovoltaica de Energia. **Rev. Bras. Ensino Fís.**, São Paulo, V. 42, e20190191, 2020.
- LONG, Chao et al. Performance of OLTC-based control strategies for LV networks with photovoltaics. In: IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2015. **IEEE**, 2015. p. 1-5.
- MACEDO, Wilson Negrão; ZILLES, Roberto. Particularidades da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos e sua integração com a rede elétrica. **Proceedings of the 5th Encontro de Energia no Meio Rural**, 2004.
- MAHARJAN, Salish; KUMAR, Dhivya Sampath; KHAMBADKONE, Ashwin M. Enhancing the voltage stability of distribution network during PV ramping conditions with variable speed drive loads. **Applied Energy**, v. 264, p. 114733, 2020.

MALÍK, Ondřej; HAVEL, Petr. Active demand-side management system to facilitate integration of res in low-voltage distribution networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 2, p. 673-681, 2014.

MIOTO, Regina C. T.; LIMA, Telma C. S. **Procedimentos Metodológicos nas Construções do Conhecimento Científico: A Pesquisa Bibliográfica**. Vol. 10, Florianópolis. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, 2007.

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. **Introdução a sistemas de energia elétrica**. 1. ed. São Paulo: Editora da Unicamp, 2003.

MOREIRA, José R. S. **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética**. Grupo Editorial Nacional, Rio de Janeiro, [s. 1.], 2017.

NET Electricity Generation in German in 2023. **Fraunhofer Ise**, 2023. Disponível em: <https://t.ly/iBUMv>. Acesso em: 24 mai. 2023.

NOUR, Ahmed MM et al. Review on voltage-violation mitigation techniques of distribution networks with distributed rooftop PV systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 14, n. 3, p. 349-361, 2020.

NWOZOR, Obinna Eugene. Literature Review of the Operational Characteristics of Static Var Compensator (SVC). **Electric Power System**. 2019.

PANORAMA da Solar Fotovoltaica no Brasil e no Mundo. **Absolar**, São Paulo, n. 55, 07 Jun. 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 27 ago. 2023.

PASSEY et al. The Potential Impacts of Grid-connected Distributed Generation and How to Address Them: A Review of Technical and Non-Technical Factors. **Energy Policy**, v. 39, n. 10, p. 6280-6290, 2011.

PALUDO, Juliana Aramizu. **Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente**. 2014. Dissertação (Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014. Acesso em: 19 out. 2023.

FLUXO de Potência em Sistemas Elétricos: Uma breve introdução. **Pettel**, jun. de 2021.

POMILIO, José Antenor; DECKMANN, Sigmar Maurer. Condicionamento de energia elétrica e dispositivos FACTS. **Universidade Estadual de Campinas**, 2009.

POPOOLA, O.; JIMOH, A.; NICOLAE, D. **On-line remote and automatic switching of consumers' connection for optimal performance of a distribution feeder**. IEEE, 2007.

- RANKING The States of Distributed Solar. **PV Magazines**, 2022. Disponível em: <https://pv-magazine-usa.com/2022/06/06/ranking-the-states-of-distributed-solar>. Acesso em: 03 de ago. 2022.
- RAFI, F. H. M.; HOSSAIN, M. J.; LU, J. Hierarchical controls selection based on PV penetrations for voltage rise mitigation in a LV distribution network. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 81, p. 123-139, 2016.
- RYSTAD: Residencial Solar Soars Past C&I in 2021. **PV Magazine**, 2021. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/2021/12/29/rystad-residential-solar-soars-past-ci-in-2021>. Acesso em: 07 ago. 2022.
- RENEWABLES 2022 Global Status Report (GSR). **Ren21**, 2022. Disponível em: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report>. Acesso em: 03 ago. 2022.
- RENEWABLES 2023 Global Status Report (GSR) - Energy Supply. **Ren21**, 2023. Disponível em: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report>. Acesso em: 16 ago. 2023.
- REZENDE, Paulo Henrique Oliveira; SAMESIMA, Milton Itsuo. Efeitos do desequilíbrio de tensões de suprimentos nos motores de indução trifásico. **Horizonte Científico**, v. 6, n. 2, 2012.
- SADIQ, A. A. et al. Impact of SVC and DG Coordination on Voltage Constrained Available Transfer Capability (VSATC). In: INTERNACIONAL ENGINEERING CONFERENCE, 3, 2019, Minna. **Anais [...]** Minna: Federal University of Technology. 2019.
- SAHDEV, S. K. **Electrical machines**. Cambridge University Press, 2017.
- SCHWARTFEGGER, Luke et al. Review of distributed generation interconnection standards. **Electric Power Engineering Centre – University of Canterbury Christchurch**, New Zealand 2014.
- SEIFFERT, Mari Elizabete Bernardini. **Gestão ambiental: instrumentos, esferas de ação e educação ambiental**. Editora Atlas, 2007.
- SEN, Kalyan K.; SEM, Mey L. **Power Flow Control Solution for a Modern Grid Using SMART Power Flow Controllers**. New Jersey: IEEE, 2022.
- SHAHNIA, Farhad; WOLFS, Peter J.; GHOSH, Arindam. Voltage unbalance reduction in low voltage feeders by dynamic switching of residential customers among three phases. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 3, p. 1318-1327, 2014.
- SILVA, Diego Braz da. **Análise de recursos energéticos em microrredes inteligentes**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procopio, 2017.
- SILVÉRIO, Eduardo Tavares; JUNIOR, José Rubens Macedo. Uma revisão da modelagem de filtros ativos para atenuação de distorções harmônicas e desequilíbrios de tensão utilizando a

teoria PQ. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA-CBA. 22., 2019, Campinas. **Anais[...]** Campinas: UNICAMP, 2019. P 1-8.

SMITH, Jeff W. et al. Power quality aspects of solar power: Results from CIGRE JWG C4/C6. 29. **Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)**, vol. 2017, n. 1 p. 809-813, 2017.

SOUZA, Junior; TEIXEIRA, Marcus Evandro; FREITAS, Luiz Carlos Gomes. Power Electronics for Modern Sustainable Power Systems: Distributed Generation, Microgrids and Smart Grids—A Review. **Sustainability**, v. 14, n. 6, p. 3597, 2022.

SUGIHARA et al. Economic and efficient voltage management using customer-owned energy storage systems in a distribution network with high penetration of photovoltaic systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 1, p. 102-111, 2012.

THE Status of China's Energy Transition and Decarbonization Commitments. **China Briefing**, abril de 2022. Disponível em: <https://www.china-briefing.com/news/earth-day-2022-whats-the-state-of-chinas-energy-transition/>. Acesso em: 08 ago. 2022

VAHEDIPOUR-DAHRAIE et al. Stochastic risk-constrained scheduling of renewable-powered autonomous microgrids with demand response actions: Reliability and economic implications. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 56, n. 2, p. 1882-1895, 2019.

VAN GERWEN, Rob; JAARSMA, Saskia; WILHITE, Rob. Smart metering. **Leonardo-energy**, 2006. Disponível em: https://idc-online.com/technical_references/pdfs/electrical_engineering/Smart_Metering.pdf. Acesso em: 08 ago. 2023.

VENKATESAN, Naveen; SOLANKI, Jignesh; SOLANKI, Sarika Khushalani. Residential demand response model and impact on voltage profile and losses of an electric distribution network. **Applied energy**, v. 96, p. 84-91, 2012.

XIE, Qiangqiang; HUA, Yongzhu; XU, Linglei. Review on voltage regulation techniques via flexible resources in power distribution systems. In: **2021 International Conference on Power System Technology (POWERCON)**. IEEE, 2021. p. 850-855.

YU, Zhenyu; MOHAMMED, Arefeen; PANAHI, Issa. A review of three PWM techniques. In: **Proceedings of the 1997 American Control Conference (Cat. No. 97CH36041)**. IEEE, 1997. p. 257-261.

ZAD, B. Bakhshideh; LOBRY, J.; VALLEE, François. Coordinated control of on-load tap changer and D-STATCOM for voltage regulation of radial distribution systems with DG units. In: **2013 3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems**. IEEE, 2013. p. 1-5.

ZAKARIAZADEH et al. A new approach for real time voltage control using demand response in an automated distribution system. **Applied Energy**, v. 117, p. 157-166, 2014.