

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MAYARA CANTO ANGHEBEN

**ANÁLISE EXPLORATÓRIA DA ALTA PENETRAÇÃO DE
MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2020

MAYARA CANTO ANGHEBEN

**ANÁLISE EXPLORATÓRIA DA ALTA PENETRAÇÃO DE MICROGERAÇÃO
FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

**EXPLORATORY ANALYSIS OF HIGH PENETRATION OF PHOTOVOLTAIC
MICROGENERATION IN THE DISTRIBUTION NETWORK**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentada como requisito para obtenção do título
de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).
Orientador: Prof. Dr. Jean Patric da Costa.

PATO BRANCO

2020



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

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es).

Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

TERMO DE APROVAÇÃO

O Trabalho de Conclusão de Curso intitulado **ANÁLISE EXPLORATÓRIA DA ALTA PENETRAÇÃO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO** da acadêmica **Mayara Canto Angheben** foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N^o **256** de **2020**.

Fizeram parte da banca examinadora os professores:

Prof. Dr. Jean Patric da Costa
Orientador

Prof. Dr. Alexandre Batista de Jesus Soares
Convidado 1

Prof. Gustavo Dagios Dal Molin
Convidado 2

A Ata de Defesa assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica

Dedico a todos que participaram dessa longa caminhada.

Seu lar ficou para trás agora. O mundo está à sua frente.
(JRR Tolkien, O Hobbit)

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por me proteger e dar forças ao longo de todas as minhas jornadas. A minha família, seja ela determinada por sangue ou por amor, que sempre me apoiou em todas minhas decisões. Aos meus amigos agradeço por todo o suporte e torcida, principalmente durante os momentos de insegurança. A todos os professores e servidores que de alguma forma contribuíram para minha formação. Em especial ao meu professor orientador, Jean Patric da Costa, por toda atenção e dedicação prestadas durante o desenvolvimento desse trabalho.

RESUMO

ANGHEBEN, Mayara Canto. ANÁLISE EXPLORATÓRIA DA ALTA PENETRAÇÃO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO. XX f. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, *Campus Pato Branco*, 2020.

O mercado da geração distribuída tem se desenvolvido muito nas últimas décadas, porém ainda é em parte limitado por problemas técnicos e econômicos advindos da conexão, principalmente para locais que já possuem maior participação. A intensidade de tais impactos varia conforme as características no local de conexão, da tecnologia de geração e tamanho das unidades, dificultando a previsão a longo prazo e o desenvolvimento de soluções suficientemente eficientes. Nesse contexto destaca-se a importância de realizar uma análise estratégica das ações tanto no âmbito político quanto técnico, praticadas por nações consideradas destaque em geração distribuída. Para esse fim, no trabalho efetuou-se uma revisão do estado da arte quanto os principais impactos técnicos identificados em redes de distribuição, levantamento das tecnologias aplicadas para atenuação dos efeitos negativos, e revisão do processo de ascensão do mercado de GD em países que destacam-se no setor. No cenário nacional, acompanhou-se o processo de alteração da forma de compensação implementada, fornecendo subsídios para o entendimento das motivações e possíveis impactos advindos da redução da taxa de compensação.

Palavras-chave: Geração distribuída; energia fotovoltaica; qualidade de energia; compensação de energia.

ABSTRACT

ANGHEBEN, Mayara Canto. EXPLORATORY ANALYSIS OF HIGH PENETRATION OF PHOTOVOLTAIC MICROGENERATION IN THE DISTRIBUTION NETWORK. 107 f. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, *Campus Pato Branco*, 2020.

The distributed generation market has developed a lot in the last few decades, but it is still partly limited by technical and economic problems arising from the connection, mainly to places that already have a greater participation. The intensity of such impacts varies according to the characteristics of the connection location, the generation technology and the size of the units, making long-term forecasting and the development of efficient solutions difficult. In this context, the importance of carrying out a benchmarking of the actions in both the political and technical spheres, carried out by nations highlighted in distributed generation. To that end, the work carried out a review of the state of the art regarding the main technical impacts identified in distribution networks, survey of the technologies applied to mitigate the negative effects, and review of the process of ascending the DG market in countries that stand out in the sector. In the national scenario, the process of changing the form of compensation implemented was monitored, providing subsidies for understanding the motivations and possible impacts arising from the reduction in the compensat

Keywords: Distributed generation; photovoltaic power; power quality; net metering.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Ilustração simplificada de um sistema elétrico de potência | 18 |
| Figura 2 – Índice de desempenho <i>versus</i> quantidade de geração distribuída. . . | 24 |
| Figura 3 – Valores de irradiação solar medidas em Pato Branco-PR para dois dias distintos do ano de 2019. | 25 |
| Figura 4 – Diagrama unifilar de uma rede de distribuição simplificada | 27 |
| Figura 5 – Sentido do fluxo de energia em redes de distribuição sem GD <i>versus</i> com GD | 28 |
| Figura 6 – Representação simplificada de circuito elétrico com duas barras . . | 29 |
| Figura 7 – Diagrama fasorial para o sistema apresentado na Figura 6 | 30 |
| Figura 8 – Representação triângulo de potências da Equação 7 | 34 |
| Figura 9 – Curva do fator de potência em função da potência ativa | 36 |
| Figura 10 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa | 37 |
| Figura 11 – Representação método fator de potência característico | 38 |
| Figura 12 – Representação método potência reativa/tensão característica | 39 |
| Figura 13 – Forma de onda periódica na presença da terceira e quinta harmônicas | 41 |
| Figura 14 – Espectro em frequência da forma de onda $f(t)$, demonstrado na Figura 13. | 42 |
| Figura 15 – Componentes harmônicas de corrente em relação ao tempo | 43 |
| Figura 16 – Componentes harmônicas de tensão em relação ao tempo | 44 |
| Figura 17 – Histograma de representatividade das componentes harmônicas de corrente em relação a ordem | 44 |
| Figura 18 – Histograma de representatividade das componentes harmônicas de tensão em relação a ordem | 44 |
| Figura 19 – Circuito de alimentação de um conjunto de cargas. | 45 |
| Figura 20 – Representação ilhamento do SFCR | 49 |
| Figura 21 – Variação relativa da corrente de falta em função da distância do ponto de falta e de conexão do gerador à subestação. | 53 |
| Figura 22 – Representação simplificada de <i>blind protection</i> | 54 |
| Figura 23 – Representação simplificada de <i>false trip</i> | 54 |
| Figura 24 – Comparação entre curvas LVRT de diferentes países. | 56 |
| Figura 25 – Requisitos de suportabilidade a subtensão decorrentes de faltas na rede | 56 |
| Figura 26 – Eliminação de falta com base na injeção de potência reativa | 61 |
| Figura 27 – Estratégia de controle proposta por Su, Masoum e Wolfs (2014) . . | 64 |
| Figura 28 – Estrutura básica STATCOM | 73 |
| Figura 29 – Estrutura básica SSSC | 73 |

| | |
|---|----|
| Figura 30 – Estrutura básica UPFC | 74 |
| Figura 31 – Controle coordenada de sistema de armazenamento com OLTC . . | 75 |
| Figura 32 – Curva do pato entre 2013 e 2019 para a Califórnia | 78 |
| Figura 33 – Energia elétrica gerada na Alemanha entre 2000 e 2018 | 79 |
| Figura 34 – Intercâmbio energético da Alemanha no ano de 2019 | 80 |
| Figura 35 – Desenvolvimentos da tarifa FIT para pequenos sistemas FV (<10 kW) | 82 |
| Figura 36 – Geração de eletricidade por fontes renováveis para os estados da Austrália | 88 |
| Figura 37 – Potencial adicionado por ano de acordo com a potência das unidades fotovoltaicas | 90 |
| Figura 38 – Projeções de quantidade de unidades de micro e minigeração distri- buída <i>versus</i> evidenciado | 92 |
| Figura 39 – Projeções de potência instalada de micro e minigeração distribu- ída <i>versus</i> evidenciado | 93 |
| Figura 40 – Percentual de desconto da energia compensada os cenários propos- tos na NT 62/2018 | 94 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1 – Principais efeitos técnicos identificados | 27 |
| Tabela 2 – Condições de desconexão de acordo com a tensão no PAC | 32 |
| Tabela 3 – Faixas de tensão de serviço conforme a ANSI (Faixa A) | 32 |
| Tabela 4 – Limites para os desequilíbrios de tensão (PRODIST) | 34 |
| Tabela 5 – Níveis de tensão para atuação do controle de fator de potência | 37 |
| Tabela 6 – Limites de distorção harmônica individual de corrente na saída do sistema fotovoltaico | 46 |
| Tabela 7 – Limites das distorções harmônicas totais em percentual da componente fundamental | 47 |
| Tabela 8 – Comparação dos limites para distorção harmônica de corrente em sistemas fotovoltaicos | 48 |
| Tabela 9 – Valores de corrente harmônica permitida para a norma VDE-AR-N 4105 em relação a I_{CC} (A/MVA) | 48 |
| Tabela 10 – Limites de distorção harmônica total de corrente para sistemas com tensão nominal entre 120 V e 69 kV | 49 |
| Tabela 11 – Requisitos mínimos para a conexão de microgeração ao sistema de distribuição de energia elétrica | 55 |
| Tabela 12 – Resumo requisitos de suporte de rede para diferentes países | 58 |
| Tabela 13 – Resumo estratégias de mitigação dos impactos da microgeração fotovoltaica no sistema de distribuição | 59 |
| Tabela 14 – Resumo dos métodos locais de detecção de ilhamento. | 62 |
| Tabela 15 – Comparativo entre tecnologias de armazenamento. | 66 |
| Tabela 16 – Resumo medidas de mitigação em relação a causa da poluição harmônica | 68 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|---|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica. |
| ARENA | <i>Australian Renewable Energy Agency</i> |
| AVR | <i>Automatic Voltage Regulator.</i> |
| BT | Baixa Tensão |
| CAISO | <i>California Independent System Operator.</i> |
| CH | Capacidade de Hospedagem. |
| DHT | Distorção Harmônica Total. |
| DMS | <i>Distribution Management System.</i> |
| ENTSO-E | <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity.</i> |
| EPT | <i>Electronic Power Transformer.</i> |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética. |
| ESS | <i>Energy Storage System</i> |
| FACTS | <i>Flexible Alternating Current Transmission Systems.</i> |
| FD | Fator de desbalanço de fase. |
| FIT | <i>Feed-in Tariff.</i> |
| FP | Fator de Potência. |
| FV | Fotovoltaica. |
| GEE | Gases do Efeito Estufa. |
| GTO | <i>Gate Turn-Off.</i> |
| IGBT | <i>Insulated Gate Bipolar Transistor.</i> |
| GD | Geração Distribuída. |
| GSE | <i>Gestore Servizi Energetici.</i> |
| LVRT | <i>Low-voltage Ride Through.</i> |
| MCC | <i>Modified Characteristic Curve.</i> |

| | |
|---------|---|
| MME | Ministério de Minas e Energia. |
| MT | Média Tensão. |
| NSC | <i>Net Surplus Compensation.</i> |
| OCL | <i>Output Current Limiting.</i> |
| OLTC | <i>On-load Tap Charger.</i> |
| OLVR | <i>On-load Voltage Regulator.</i> |
| PAC | Ponto de Acoplamento Comum. |
| PLCC | <i>Power Line Carrier Communication.</i> |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. |
| ProGD | Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica. |
| PWM | <i>Pulse Width Modulation.</i> |
| QEE | Qualidade de Energia Elétrica. |
| SC | <i>Switched Capacitors.</i> |
| SCADA | <i>Supervisory Control and Data Acquisition.</i> |
| SEG | <i>Smart Export Guarantee.</i> |
| SEP | Sistema Elétrico de Potência. |
| SD | Sistema de Distribuição. |
| SIN | Sistema Interligado Nacional. |
| SFCR | Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede. |
| STATCOM | <i>Static Synchronous Compensator.</i> |
| SOC | <i>State of Charging.</i> |
| SSSC | <i>Static Synchronous Series Compensator.</i> |
| SSP | <i>Scambio Sul Posto.</i> |
| SVC | <i>Static Var Compensator.</i> |
| TE | Tarifa de Energia. |

| | |
|------|---|
| TCSC | <i>Thyristor Controlled Series Capacitor.</i> |
| TUSD | Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição. |
| UC | Unidade Consumidora. |
| UHR | Usina Hidrelétrica Reversível. |
| UPFC | <i>Unified Power Flow Controller.</i> |
| ZND | Zonas de Não-deteção. |
| ZVRT | <i>Zero-voltage Ride Through.</i> |

LISTA DE SÍMBOLOS

| | |
|-------------|--|
| ωt | Deslocamento angular |
| φ | Ângulo de defasagem entre tensão e corrente |
| A_0 | Componente fundamental de tensão ou corrente |
| A_h | Componente múltipla de enésima ordem de tensão ou corrente |
| f_{gh} | Frequência de chaveamento do inversor |
| f_{rede} | Frequência fundamental da rede |
| I | Corrente fornecida pela unidade geradora |
| I_{CC} | Corrente de curto circuito |
| I_L | Corrente de carga máxima |
| I_{SC} | Corrente de curto circuito máxima |
| P_N | Potência nominal da unidade geradora |
| P_G | Potência ativa injetada no PAC |
| Q_G | Potência reativa injetada no PAC |
| R | Resistência da barra |
| V_1 | Tensão da barra 1 |
| V_2 | Tensão da barra 2 |
| V_{AT} | Tensão de ativação |
| V_{BT} | Tensão na baixa tensão |
| V_{DESAT} | Tensão de desativação |
| V_G | Tensão PAC |
| V_N | Tensão nominal da unidade geradora |
| V_{MT} | Tensão na média tensão |
| X | Reatância da barra |
| Z | Impedância do alimentador |

Z_1 Impedância da carga 1

Z_2 Impedância da carga 2

SUMÁRIO

| | | |
|------------|--|-----------|
| | Sumário | 16 |
| 1 | INTRODUÇÃO | 18 |
| 1.1 | Objetivos | 19 |
| 1.1.1 | Objetivo geral | 19 |
| 1.1.2 | Objetivos específicos | 20 |
| 1.2 | Organização do Trabalho | 20 |
| 2 | FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA | 21 |
| 2.1 | Setor Elétrico Brasileiro | 21 |
| 2.1.1 | Geração Distribuída | 22 |
| 2.1.2 | Geração Fotovoltaica | 25 |
| 2.2 | Estudo dos Impactos | 26 |
| 2.2.1 | Impactos Técnicos | 26 |
| 2.2.2 | Fluxo de Potência Reverso | 28 |
| 2.2.3 | Perfil de Tensão | 29 |
| 2.2.4 | Desbalanço de Fase | 33 |
| 2.2.5 | Fator de Potência e Potência Reativa | 34 |
| 2.2.6 | Limites Térmicos | 40 |
| 2.2.7 | Harmônicos | 40 |
| 2.2.8 | Ilhamento não Intencional | 49 |
| 2.2.9 | Coordenação e Seletividade do Sistema de Proteção | 51 |
| 3 | ESTRATÉGIAS DE MITIGAÇÃO | 59 |
| 3.1 | Métodos e Aplicação de Equipamentos | 59 |
| 3.1.1 | Revisão do Sistema de Proteção | 59 |
| 3.1.2 | Métodos Anti-ilhamento | 61 |
| 3.1.3 | Restrição de Potência Ativa e Controle de Potência Reativa | 62 |
| 3.1.4 | <i>Reconductoring</i> | 65 |
| 3.1.5 | Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica | 65 |
| 3.1.6 | Mitigação de Componentes Harmônicas | 67 |
| 3.1.7 | Capacitores Fixos ou Chaveados | 69 |
| 3.1.8 | Equipamentos para Regulação de Tensão | 70 |
| 3.1.9 | Controle Coordenado entre Concessionária e Inversor FV | 74 |
| 3.2 | Trajectoria dos Países Quanto a Geração Distribuída | 76 |
| 3.2.1 | Estados Unidos | 76 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 3.2.2 | Alemanha | 78 |
| 3.2.3 | Japão | 83 |
| 3.2.4 | Reino Unido | 84 |
| 3.2.5 | Itália | 86 |
| 3.2.6 | Austrália | 88 |
| 3.2.7 | Revisão da normativa no Brasil | 91 |
| 4 | CONCLUSÕES | 96 |
| | REFERÊNCIAS | 99 |

1 INTRODUÇÃO

A sociedade atual baseia-se em conceitos de eficiência, sustentabilidade, redução de custos e renovabilidade. No fornecimento de energia elétrica não seria diferente, buscam-se alternativas que permitam o atendimento da demanda necessária, reduzindo os impactos ambientais, por meio do menor investimento possível, e de maneira duradoura. A energia elétrica chega aos diversos consumidores por meio de um Sistema Elétrico de Potência (SEP), esse é definido como um conjunto de todas as instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive medição (STEVENSON et al., 1962).

Inicialmente os SEP's foram designados para operarem com um fluxo de potência unidirecional, ou seja, das unidades de geração centralizada em direção a transmissão e distribuição, para somente então chegar aos consumidores, sejam esses residenciais, comerciais ou grandes unidades fabris. Atualmente, existem novas variáveis que devem ser levadas em consideração no planejamento e operação, destacando a presença de fontes alternativas de geração, redes inteligentes, veículos elétricos, unidades de geração distribuída e micro-redes. Na Figura 1 é apresentada a configuração de um SEP de maneira simplificada, além das etapas de geração, transmissão, distribuição e consumo, há unidades de geração distribuída, veículos elétricos e sistemas de armazenamento, tudo isso conectado por meio de redes inteligentes.

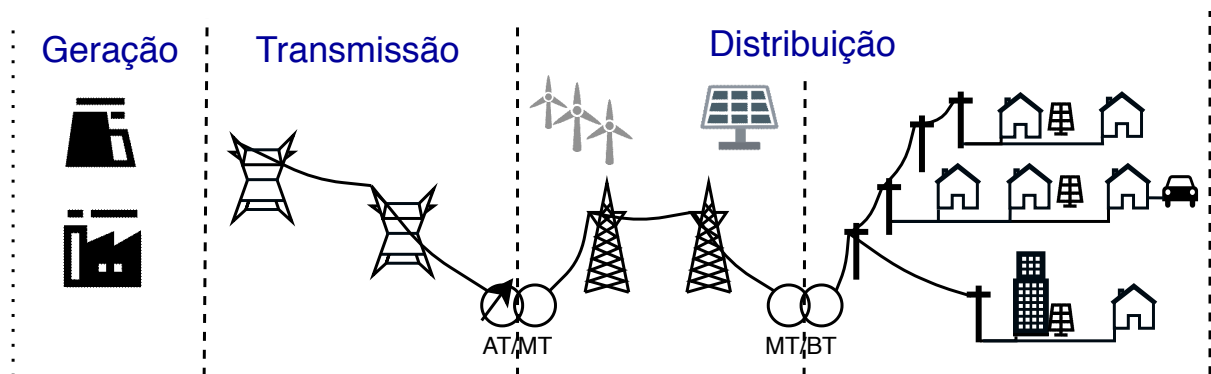


Figura 1 – Ilustração simplificada de um sistema elétrico de potência.

Fonte: Autoria Própria.

O progresso do mercado de geração distribuída, tem incentivado estudos a fim de se compreender as influências de sua aplicação para os sistemas de distribuição atuais. O aumento da representatividade da GD pode promover a alteração de algumas características da rede, como perdas técnicas, perfil de tensão, sentido do fluxo

de potência, e os níveis de curto-circuito; tais alterações trazem novos desafios aos operadores dos SEPs.

Do ponto de vista do prosumidor (consumidor que também realiza a atividade de produzir energia elétrica) a geração excedente funciona como um investimento para a redução dos custos de energia elétrica. Independente do modelo de tarifação, a unidade irá utilizar-se de toda a estrutura fornecida pela distribuidora local nos períodos que a demanda for maior que a geração; ponto chave da discussão iniciada em 2018 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para revisão das normativas de geração distribuída no Brasil (ANEEL, 2018c).

A discussão nos seus primórdios seria finalizada em dezembro de 2019, devido ao volume de contribuições recebidas estendeu-se. Toda a agenda foi revista, e espera-se que no segundo semestre de 2020 uma decisão final seja divulgada. Mesmo a alteração na normativa nacional sendo motivada por motivos econômicos, deve-se atentar para o fato que países com um grau de conexão maior têm enfrentado desafios quanto a manutenção do suprimento e da qualidade de energia, assim é importante prever soluções técnicas a médio e longo prazo (CASTRO; DANTAS, 2018).

Dentro do cenário apresentado, este trabalho busca apresentar os principais impactos técnicos identificados no sistema de distribuição, após a instalação de unidades de geração fotovoltaica classificadas como microgeração, propondo por fim, soluções de mitigação. Definiu-se como foco a microgeração como foco do estudo, devido a representatividade no número de conexões no contexto nacional; com adotantes em sua maioria leigos em relação ao mercado de energia; e com impacto individual reduzido.

No campo econômico, é realizado um levantamento do histórico do mercado de geração distribuída em seis países tidos como referência. A definição dos países foi realizado com base em relatórios internacionais, e são eles: Estados Unidos, Alemanha, Japão, Reino Unido, Itália e Austrália. Essa etapa contribuirá para uma avaliação das ações tomadas para manutenção do crescimento sem gerar prejuízos aos demais agentes.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GERAL

Realizar análise exploratória dos impactos técnicos e econômicos da alta penetração de microgeração fotovoltaica na rede de distribuição, assim como das ações de mitigação realizadas em países tidos como referência em geração distribuída.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisão do estado da arte no que diz respeito aos impactos da microgeração distribuída na rede elétrica a nível mundial;
- Identificar os impactos econômicos relacionados com o aumento da geração distribuída;
- Revisão dos requisitos técnicos nacionais e internacionais para a manutenção da qualidade de energia;
- Por meio do conjunto de informações obtidas, analisar os impactos da geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica;
- Análise estratégica das ações realizadas no âmbito econômico, normativo e técnico realizados em países com elevado grau de penetração da microgeração fotovoltaica para redução dos efeitos adversos identificados;

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está organizado em 4 capítulos, incluindo esta introdução, no Capítulo 1.

O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica. Em uma primeira análise, contam os conceitos fundamentais sobre o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) e a geração distribuída, apresentando informações quanto funcionamento, estrutura e histórico. Na segunda parte encontram-se apontados os principais impactos técnicos identificados na literatura devido a conexão de unidades distribuídas fotovoltaicas de pequeno porte no sistema de distribuição.

No Capítulo 3 são indicadas as estratégias de mitigação levantadas. Na primeira parte são apresentados os procedimentos e equipamentos para atenuação dos efeitos adversos no sistema de distribuição. Na segunda parte do capítulo encontra-se listada a trajetória da geração distribuída para seis nações, demonstrando o processo de instalação e crescimento do mercado, além da avaliação do cenário nacional para a revisão da normativa de compensação.

Por fim, o Capítulo 4 apresenta as considerações finais a respeito da pesquisa realizada.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL, em que transmissão e distribuição são consideradas monopólios naturais, já a geração é composta por diversas empresas de portes e tecnologias diferentes, que coexistem em um ambiente competitivo para atender aos consumidores livres e cativos (ABNT, 2019). A matriz energética é composta por 66,6% de origem hidráulica, em seguida gás natural, biomassa e eólica, as demais fontes apresentam menor participação. No documento divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2019, são fornecidos dados quanto a variação no uso de cada uma das fontes energéticas entre 2017 e 2018, destacando a geração solar fotovoltaica com aumento de 316,1% na oferta durante o período (EPE, 2019a).

A transmissão da energia elétrica é realizada por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), trata-se de uma grande rede com mais de 100 mil quilômetros de extensão, que permite o intercâmbio da energia produzida em todas as regiões, exceto alguns poucos sistemas isolados. Abrange aproximadamente 96,6% de toda a capacidade de produção nacional, sendo dividido em quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Essa extensa interligação é uma característica marcante, não sendo comum em outros países, os Estados Unidos, país com dimensões semelhantes ao Brasil porém com demanda muito superior, conta com vários sistemas elétricos isolados entre si ou com pequena capacidade de interconexão (CASTRO et al., 2018).

A interconexão propicia a transferência de energia e a obtenção de ganhos sinérgicos, aproveitando a diversidade dos regimes hidrológicos presentes no território nacional. Além de garantir o intercâmbio de potência, a integração é considerada uma vantagem para a expansão das usinas renováveis não despacháveis, ao diminuir os riscos e variabilidade das características climáticas. Visto a extensão, quantidade de elementos e importância, é de se prever a complexidade envolta na manutenção e operação do SIN, exigindo elevados investimentos (CASTRO et al., 2018).

Historicamente, a segurança do abastecimento depende da capacidade de regular a oferta de energia por meio do armazenamento de água em grandes reservatórios, complementando com o funcionamento das termelétricas. Em função do aumento da demanda, somado com o fato que os maiores potenciais já terem sido explorados e maior preocupação com os impactos ambientais, esse processo tem sido revisto (CASTRO et al., 2018). Nesse contexto de crescimento de demanda, redução de impactos

ambientais e diversificação de fonte de geração, a geração distribuída surge como uma alternativa, sendo a forma de aplicação aplicada no território nacional aprofundada na seção 2.1.1.

Na geração distribuída, o alvo dos estudos é o Sistema de Distribuição (SD), já que é a maioria das conexões é realizada por consumidores primários. Em função das diversas combinações possíveis para tipo carga, densidade de carga, tipo de construção e nível de tensão, cada sistema de distribuição é considerado único, dificultando o processo de análise (KAGAN, 2010). O SD nacional é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão (entre 230 kV e 69 kV), média tensão (entre 69 kV e 1 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV) (ABNT, 2019).

2.1.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os SEP's ao redor do mundo consolidaram-se por meio da geração centralizada, em que os consumidores possuem comportamento passivo. Prevalendo o conceito de geração segue a carga e distribuidoras de energia elétrica apresentam um comportamento do tipo *fit-and-forget* (CASTRO; DANTAS, 2018). A GD refere-se a variedade de tecnologias que geram eletricidade no local ou perto de onde será utilizada. Consequentemente é desvinculada da necessidade de linhas de transmissão em altos níveis de tensão para o transporte de energia aos centros consumidores. Podendo operar de maneira paralela ao sistema elétrico (*grid-tie*), ou de maneira isolada (*off-grid*) (EPA, 2019).

O interesse da administração pública na GD é devido à pressão por uma matriz energética sustentável e descentralizada, que acima de tudo esteja cada vez menos suscetível a variações dos preços dos combustíveis fósseis, e no caso do cenário nacional, independente da sazonalidade das chuvas. É comum à maioria dos países com crescimento considerável na GD, políticas governamentais de incentivos, tanto no âmbito fiscal quanto uma regulamentação atualizada e clara, que diminua os entraves na conexão com a rede elétrica.

Na matriz mundial, a capacidade de geração de eletricidade por meio de energia fotovoltaica é de 402 GW (REN, 2018). Somente em 2018 registrou-se um aumento de 131% na potência instalada em geração distribuída no Brasil, sendo 63,5% dessa potência representada por fonte solar (EPE, 2019a). Esse aumento expressivo deve-se a condições climáticas favoráveis e principalmente, a políticas de incentivo, como o próprio esquema de compensação aplicado, isenção de impostos e linhas de financiamento.

Em países como Estados Unidos, Canadá, Japão e Alemanha, utiliza-se principalmente do incentivo fiscal denominado *feed in tariff* (FIT) para encorajar o crescimento da GD, no Brasil é o modelo com compensação de energia (*net-metering*). A principal

diferença entre os dois instrumentos é que no segundo o prosumidor conta com um sistema de compensação em eletricidade gerada, sendo possível operacionalizar apenas com um medidor bidirecional. Já o FIT baseia-se no pagamento de tarifas aos sistemas que gerarem energia renovável.

A geração distribuída foi apresentada às concessionárias pelo Artigo 14º do Decreto Lei nº 5.163/2004, e define: “considera-se geração distribuída toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador”. A ANEEL a partir da REN 482 de 2012 definiu as características e funcionamento do *net-metering* (ANEEL, 2012). Desde a criação do sistema de compensação em 2012, a legislação sofreu duas alterações principais: a REN 687 de 2015 aumentou o limite de potência de unidade hídricas, e REN 786 de 2017 criou duas novas modalidades. Dessa maneira, a micro e minigeração no Brasil pode ser adotada nas seguintes modalidades: microgeração, minigeração, empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto (ANEEL, 2012).

As normas nacionais para conexão ao sistema de distribuição são definidas no Módulo 3 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), nesta regulamentação são definidos os requisitos de medição, instalação e segurança das unidades. Cada país define seus próprios critérios para a conexão das unidades, entretanto, há um esforço global para normatização de requisitos mínimos para a conexão às redes de distribuição, que possam ser utilizados como referência no mundo, respeitando as especificidades do sistema elétrico de cada país e do modo como são operados.

Como em boa parte dos países com elevada penetração da GD, surgiu um debate quanto o comportamento dos prosumidores como *freeriders* da rede, ou seja, agentes que usufruem do serviço prestado pelas distribuidoras sem que estejam arcando com o custo de prestação do mesmo. Resultando em um desbalanço de receita, que é devido a remuneração volumétrica das distribuidoras. Com o maior autoconsumo, a remuneração das distribuidoras, vinculada à eletricidade consumida, diminui. A queda inicial no nível de consumo de eletricidade força as distribuidoras a repassarem os seus custos uma quantidade menor de energia consumida, tornando a tarifa mais cara. Esse aumento tarifário, por sua vez, incentiva a migração de consumidores para a geração distribuída, o que gera um ciclo vicioso, denominado “espiral da morte”.

Surge nesse cenário uma polarização, enquanto os investidores focam na redução dos preços de instalação, as distribuidoras de energia elétrica preocupam-se com os problemas resultantes da alta participação de GD. Para a correto balanceamento entre as duas frentes, torna-se necessária a correta análise de diversas variáveis. Avaliando aspectos técnicos da rede, a capacidade de hospedagem (CH) trata-se da

quantidade máxima de GD que pode ser instalada no SD em um ponto específico sem que a performance torne-se inaceitável (BOLLEN; YANG; HASSAN, 2008). Na Figura 2 é apresentada uma simplificação da curva que relaciona o índice de desempenho do sistema com a quantidade de unidades de geração distribuída. A quantidade de GD para a qual o índice de desempenho é igual ao nível limite, representa a capacidade de hospedagem da rede para o parâmetro considerado.

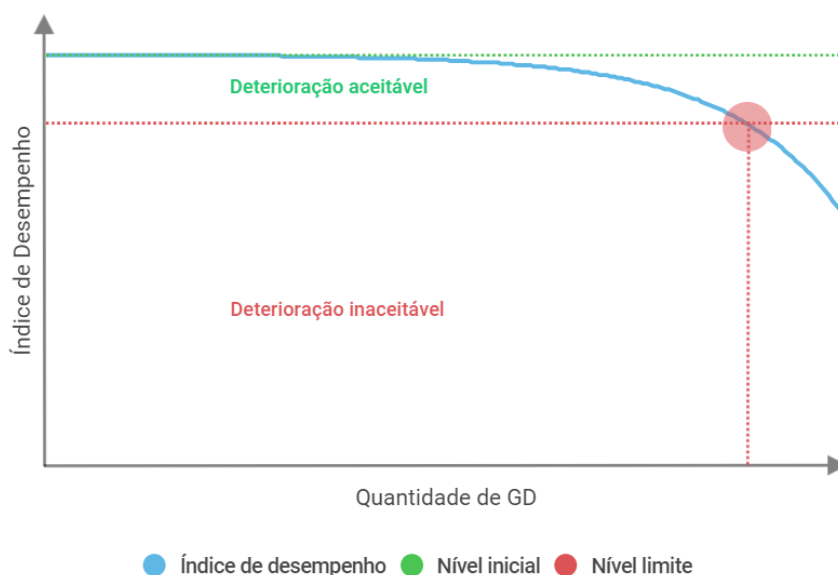


Figura 2 – Índice de desempenho *versus* quantidade de geração distribuída.
Fonte: Autoria própria.

Em Bollen, Yang e Hassan (2008) é descrito o processo para determinação da capacidade de hospedagem para uma rede:

1. Definir o fenômeno alvo do estudo e o índice de desempenho;
2. Determinar limites aceitáveis para o índice de desempenho;
3. Calcular o valor do índice de desempenho em função da quantidade de GD no sistema considerado;
4. Obter a capacidade de hospedagem.

Até o momento, não há uma normatização de quais variáveis devem ser utilizadas para determinar a capacidade de hospedagem em um barramento de um sistema. Alguns estudos levam em consideração efeitos térmicos e variações de tensão de curta e longa duração, além do comportamento do sistema de proteção em relação à capacidade de condução de corrente, seletividade e fluxo de potência (DING; MATHER; GOTSEFF, 2016). Devido à elevada variabilidade do ciclo de geração, boa parte dos estudos realizados levam em consideração a energia fotovoltaica e eólica. Os principais impactos delimitadores serão abordados na subseção 2.2.9.

2.1.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Atualmente sistemas fotovoltaicos são a principal fonte de energia adotada na instalação de unidade de geração distribuída. Como apresentado na seção 2.1.1, a geração de energia fotovoltaica (FV) apresentou elevado crescimento, as projeções apontadas pela EPE indicam que 63% da energia distribuída gerada em 2029 será de fonte fotovoltaica, assim como 86% dos 11 GW da capacidade instalada (EPE, 2019b).

A energia solar fotovoltaica trata-se da energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade (efeito fotovoltaico). Sendo vinculada a vários fatores, entre eles destacam-se a irradiância solar, localização geográfica e temperatura.

A irradiância (W/m^2) trata-se do fluxo de radiação solar que chega até a terra. De acordo com a latitude do local, o eixo de inclinação da terra, nebulosidade, umidade relativa do ar e albedo da superfície, varia o valor de irradiação, parcela da irradiância que chega a terra em determinado tempo (Wh/m^2). Já a temperatura influencia no ganho de corrente, aumentando o valor das perdas por efeito térmico, reduzindo a eficiência do módulo fotovoltaico.

Duas curvas de irradiação solar global (Wh/m^2) são apresentadas na Figura 3:

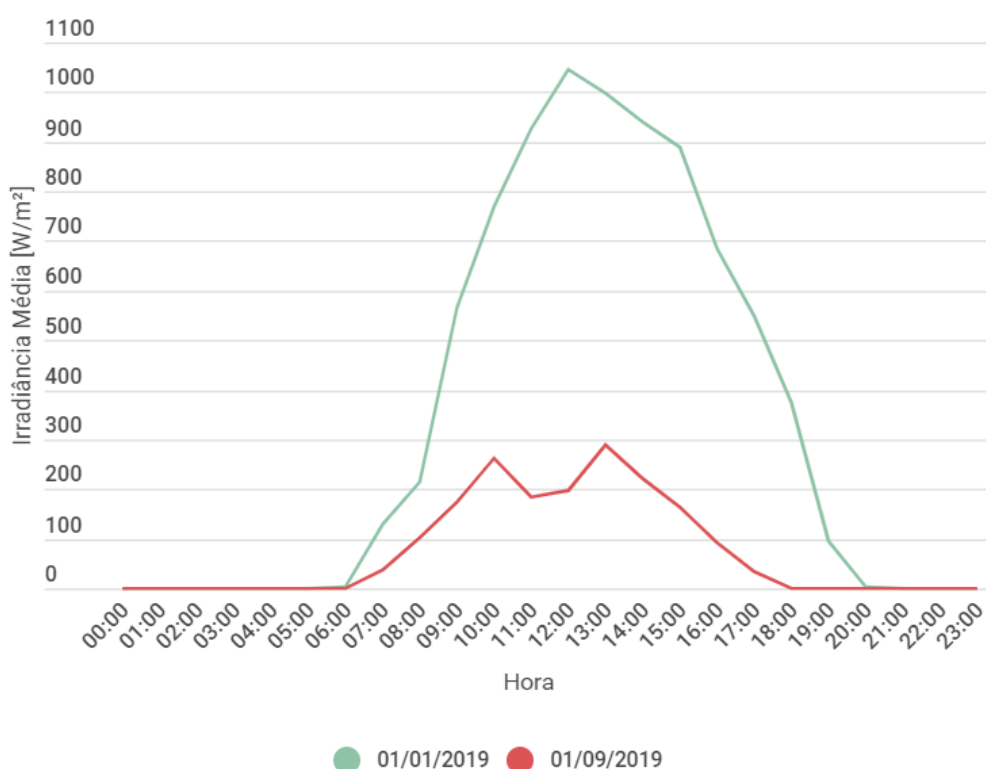


Figura 3 – Valores de irradiação solar medidas em Pato Branco-PR para dois dias distintos do ano de 2019.

Fonte: Autoria própria.

Os dados da Figura 3 baseiam-se na média de dois pirânometros em uma estação solarimétrica na cidade de Pato Branco-PR (latitude -26.2295 e longitude -52.6716). As curvas apresentadas apresentam as médias entre os dois equipamentos em intervalos horários, medições negativas foram consideradas nulas. A curva verde foi realizada com dados de um dia no verão (01/01/2019), período com maior incidência solar e dias mais longos, assim os valores obtidos para a irradiação são superiores aos da curva vermelha, realizada no inverno (01/09/2019) com dias mais curtos e menor incidência solar.

Um fato a ser observado na Figura 3, é a intermitência no valor de irradiância, variável que implica diretamente na geração de energia fotovoltaica. Na curva vermelha, observa-se a redução entre 11:00 e 13:00, isso pode ser justificado pela incidência de nuvens no período. Não necessariamente o bloqueio tenha tido uma duração de duas horas, já que no gráfico são analisadas as médias horárias, porém fica evidente a variabilidade da potência disponível, seja considerando um mesmo dia ou períodos distintos do ano. Essa variabilidade na produção de energia, pode acarretar em sob ou subprodução em determinados momentos do dia, alterando as curvas de consumo típico das cargas. Em vista disso, o sistema deve atuar de maneira rápida qualquer sejam essas variações, para tanto estudos das características solarimétricas de cada local e previsões de longo, médio e curto prazo são tão importantes.

2.2 ESTUDO DOS IMPACTOS

O estudo dos impactos da GD no sistema elétrico necessita de uma análise dos aspectos sociais, econômicos, políticos e técnicos, podendo alternar entre consequências positivas e negativas para um mesmo cenário de acordo com o local de inserção, níveis de tensão dos barramentos, condições da carga e dos circuitos interligados, e da influência de outras formas geração conectadas nas proximidades.

2.2.1 IMPACTOS TÉCNICOS

É importante destacar que a presença de GD não necessariamente significa a presença de defeitos, mas diversos potenciais problemas são reportados na literatura, com o controle de tensão sendo o mais sério (BOLLEN; YANG; HASSAN, 2008). Sistemas de distribuição foram inicialmente designados para operação radial e sem a presença de unidades de geração, a GD modifica os parâmetros que já estavam estabelecidos e modelados para os procedimentos de operação e manutenção da rede convencional. Na Figura 2.2.1, V_2 representa a tensão secundária na subestação, X e R são a reatância de linha e resistência do alimentador respectivamente. Redes de distribuição possuem elevada relação R/X e são desbalanceadas por natureza. Esse

desbalanço é principalmente ocasionado pela assimetria nas correntes da carga e impedâncias transpostas do alimentador.

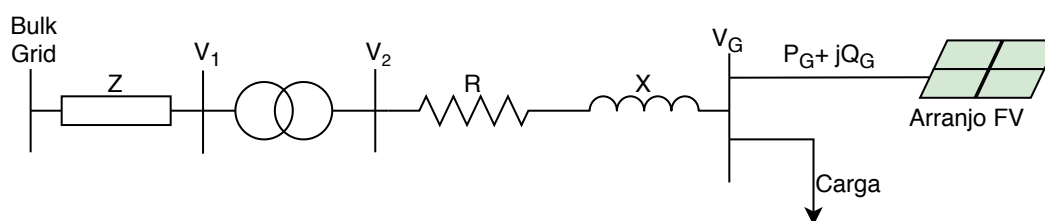


Figura 4 – Diagrama unifilar de uma rede de distribuição simplificada.
Adaptado de: Liu et al. (2012).

Devido a variabilidade na produção de unidades fotovoltaicas, principalmente ao meio dia, o comportamento da rede pode ser alterado, principalmente quanto ao aumento de tensão, desbalanço de tensão, fluxo reverso e perdas no alimentador. Variações de tensão causam operação frequente de derivadores com comutação em carga (*on load tap changers* - OLTCs), reguladores de tensão e bancos de capacitores controlados por tensão. Essa operação constante reduz a vida útil dos equipamentos e aumenta a necessidade de manutenções.

Nesse trabalho enfatizou-se os efeitos advindos da microgeração fotovoltaica, que representa a maioria das conexões realizadas no país. Nesta seção são demonstrados quais os principais impactos apontados na literatura disponível. Na Tabela 1 são apontados os principais efeitos técnicos para um índice de penetração de 5% e 40%; "N/A" representa que não há efeitos, "+" representa efeitos positivos, e "-" efeitos negativos.

Tabela 1 – Principais efeitos técnicos identificados.

| Impacto Identificado | Componente Impactado | 5% | 40% |
|--------------------------------|----------------------------------|-----------|------------|
| Elevação de tensão | Rede e trafo de distribuição | N/A | - |
| Troca de taps do transformador | Transformador | N/A | - |
| Desbalanceamento de fase | Rede de distribuição | N/A | - |
| Isolamento do transformador | Transformador | + | + |
| Vida útil do transformador | Transformador | + | + |
| Harmônicos | Transformador | - | - |
| Polarização CC | Transformador | N/A | - |
| Fator de potência | Rede e trafo de distribuição | - | - |
| Corrente de falta | Trafo e dispositivos de proteção | N/A | - |
| Proteção | Disjuntores | N/A | - |
| Ilhamento do sistema FV | Lado da distribuição | N/A | - |

Adaptado de: Patil, Girgaonkar e Musunuri (2014).

Esses impactos são acompanhados de algumas preocupações quanto a qualidade de energia elétrica que é fornecida pelo sistema de distribuição aos consumidores. Qualidade de Energia Elétrica (QEE) é uma ampla variedade de fenômenos eletromagnéticos que caracterizam as grandezas elétricas de tensão, corrente e frequência. Tais grandezas são analisadas em um determinado tempo e em uma dada localização, avaliadas sob um conjunto de parâmetros técnicos de referência. Assim, trata-se da base para que os equipamentos funcionem, e depende da fonte e principalmente, dos elementos que participam da sua utilização (DECKMANN; POMILIO, 2017).

2.2.2 FLUXO DE POTÊNCIA REVERSO

Por toda a extensão dos sistemas elétricos, existe um conjunto de proteções dimensionado, coordenado e redundante a fim de garantir a segurança elétrica da rede, além de assegurar a confiabilidade e estabilidade do sistema no fornecimento de energia aos centros de carga conectados. A interligação de outros sistemas de geração próximos aos consumidores e de maneira cada vez mais expansiva pode acarretar fluxos de potência em direções contrárias às projetadas para os sistemas de proteção usuais, conforme ilustrado na Figura 5.

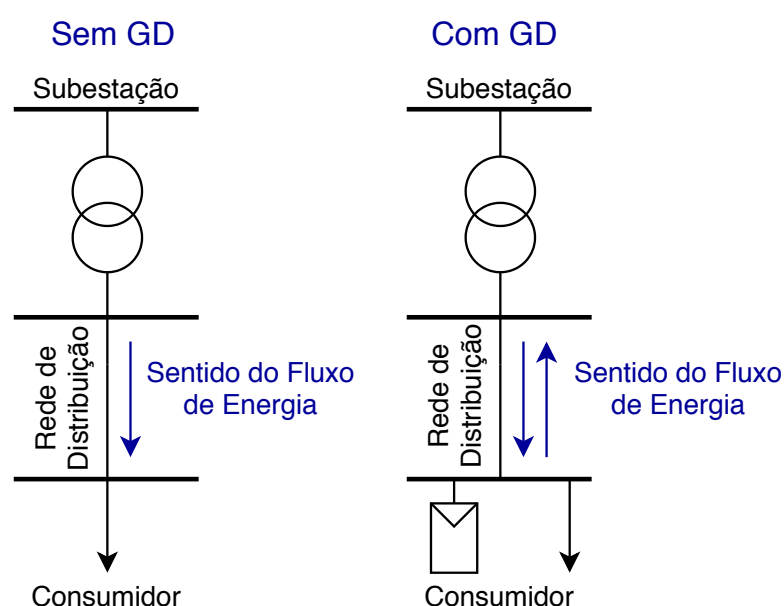


Figura 5 – Sentido do fluxo de energia em redes de distribuição sem GD *versus* com GD.

Adaptado de: Alves (2017).

A mudança na direção interfere na funcionalidade do sistema de distribuição, colocando em risco os equipamentos conectados à rede e os atendidos nos próprios centros consumidores. Afeta também a forma como a rede é impactada quando uma falta ou um pico de carga acontece. Sugere-se então que seja feita uma readequação

do sistema elétrico, tornando-o mais completo. Já existem no mercado equipamentos de proteção projetados para operarem de forma bidirecional. As principais preocupações com o fluxo de potência reverso são:

- Alteração no perfil de tensão;
- Caso haja fluxo de potência reverso no transformador da subestação, o relé de fluxo reverso irá atuar, desconectando o circuito. O que acaba diminuindo a confiabilidade do sistema e pode até resultar em multas para a fornecedora de energia local, caso as interrupções sejam superiores as estabelecidas por normas locais;
- O número constante de mudança na quantidade de potência injetada pela geração distribuída, irá atingir a operação dos *taps* (*transformer adjust position*) dos transformadores locais, fazendo com que ele comute mais vezes que o inicialmente planejado, o que pode exigir que sejam feitas manutenções mais regulares, aumentando assim o custo de operação;
- Da mesma maneira que o transformador da subestação, a proteção do próprio sistema local pode acabar atuando excessivamente, causando interrupções irregulares.

2.2.3 PERFIL DE TENSÃO

As alterações no perfil de tensão ocorrem principalmente quando a potência ativa dos geradores distribuídos é maior que a carga instantânea instalada na mesma rede, acarretando em fluxo reverso de energia. A intensidade da alteração é definida por características da rede e a potência dos sistemas conectados (WOYTE et al., 2006). Para entender o incremento de tensão considere um circuito de duas barras apresentado na Figura 6:

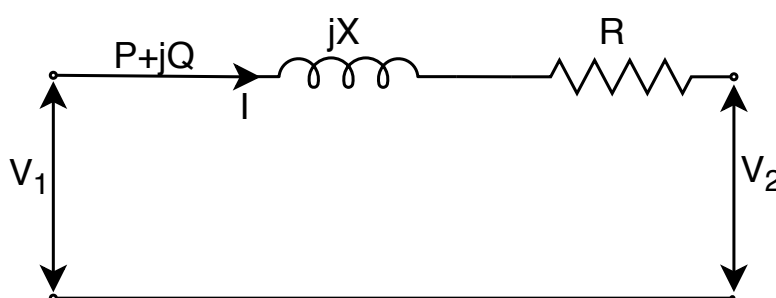


Figura 6 – Representação simplificada de circuito elétrico com duas barras.
Adaptado de: Molin (2019).

A potência complexa para a barra 1 e a corrente que nela flui são respectivamente:

$$S = P + jQ = V_1 + I^* \quad (1)$$

Sendo que:

- S : Potência aparente que flui entre a barra 1 e a barra 2;
- P : Parcela ativa da potência aparente;
- Q : Parcela reativa da potência aparente;
- V_1 : Tensão na barra 1;
- V_2 : Tensão na barra 2;
- I : Corrente que flui entre a barra 1 e a barra 2;
- R : Resistência da barra;
- X : Reatância da barra;

$$I = \frac{P - jQ}{V_1^*} \quad (2)$$

Assim a tensão na barra 2 é expressa por:

$$V_2 = V_1 - (R + jX) \left[\frac{P - jQ}{V_1} \right] = V_1 - \left[\frac{RP + XQ}{V_1} \right] - j \left[\frac{XP - RQ}{V_1} \right] \quad (3)$$

Baseando-se na equação 3 é possível elaborar o seguinte diagrama de fasores:

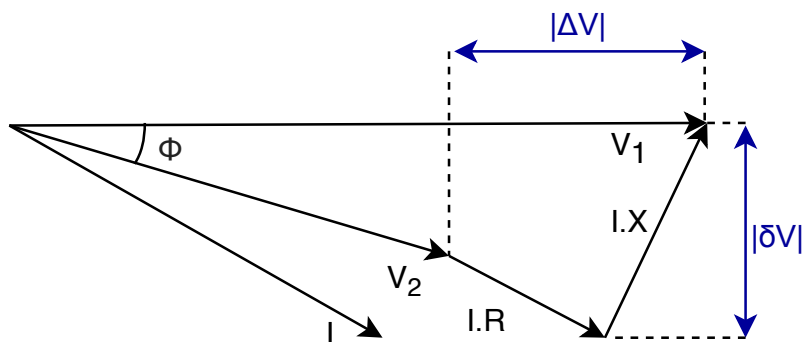


Figura 7 – Diagrama fasorial para o sistema apresentado na Figura 6.
Fonte: Molin (2019).

A componente de queda de tensão em fase e perpendicular com V_1 , definidas como $|\Delta V_1|$ e $|\delta V|$ respectivamente, são apresentadas nas equações a seguir (VARGAS, 2018):

$$|\Delta V| = \left[\frac{RP + XQ}{V_1} \right] \quad (4)$$

$$|\delta V| = \left[\frac{XP - RQ}{V_1} \right] \quad (5)$$

Como citado anteriormente, identifica-se a predominância da parcela resistiva sobre a indutiva na relação R/X , fato que diverge das aplicações usuais em redes de transmissão. Dessa forma para circuitos de distribuição $|\delta V|$ pode ser desconsiderado, restando apenas a parcela em fase da equação 3.

Supondo a conexão de um SFCR na barra 2, a avaliação da equação 4 indica que caso a unidade injete potência na rede, devido ao pequeno valor da reatância $|RP| > |XQ|$, e então em função do fluxo inverso de potência $\Delta V < 0$, logo têm-se uma elevação de tensão em V_2 . De maneira semelhante, se a rede estiver fornecendo potência para a unidade, $\Delta V > 0$ ocasionando uma queda de tensão em V_2 (JENKINS; EKANAYAKE; STRBAC, 2010).

No sistema elétrico convencional existem metodologias utilizadas pelas distribuidoras de energia a fim de minimizar ou compensar a queda de tensão ao longo do alimentador. Com a inserção da GD, os operadores e as distribuidoras não possuem acesso ou controle do despacho de potência e por consequência, a regulação da tensão pode não ser dimensionada previamente. O aumento da tensão pode ocorrer de forma imprópria no local de conexão, principalmente em ocasiões de carga leve e geração elevada, causando deterioração na qualidade da energia fornecida para a carga e para outros consumidores conectados ao mesmo circuito.

Além da variabilidade de produção, há a expansão das unidades, que é considerada de forma apenas aproximada no planejamento e operação do sistemas elétrico pelas distribuidoras e operadores. Torna-se dessa forma cada vez menos confiável prever os locais em que se deve estabelecer os procedimentos de controle de tensão e compensação da rede, prejudicando o sistema elétrico como um todo.

Inspirada principalmente pelo padrão IEC 61727 e pela norma alemã VDE-AR-N 4105, a ABNT desenvolveu a norma técnica NBR 16149: 2013. Define que quando o nível de tensão no PAC não se adequar as restrições apresentados na Tabela 2, a unidade deverá parar o fornecimento de energia à rede de distribuição. O inversor somente pode ser desconectado por completo da rede de distribuição, no caso

de manutenção pela distribuidora ou abertura de um dispositivo de seccionamento recomendado para esse dispositivo (ABNT, 2013).

Tabela 2 – Restrições para as condições de tensão no PAC.

| Tensão no PAC | Atuação do sistema | Tempo |
|-------------------------------|----------------------------|--------------|
| $V_{FV} \leq 80\%$ | Cessar fornecimento à rede | 0,4 s |
| $80\% \leq V_{FV} \leq 110\%$ | Regime normal de operação | - |
| $110\% \leq V_{FV}$ | Cessar fornecimento à rede | 0,2 s |

Adaptado de: ABNT (2013).

A IEEE 1547 em sua primeira publicação em 2003, determinava que a GD não deveria regular ativamente a tensão no PAC, a revisão de 2014, motivado pelo grande crescimento no volume de instalações e pela melhor compreensão de seu potencial, passou a estipular que o operador do sistema pode requisitar a participação da GD na regulação de tensão. Não é fornecida contudo, nenhuma curva característica para ser seguida, tampouco é feita qualquer menção a delimitação do fator de potência - o que leva a crer que a unidade GD deve aceitar qualquer solicitação do operador do sistema nesse sentido, seja online ou previamente estabelecida em contrato (ALVES, 2017). Manteve-se a determinação de que a GD não pode fazer com que a tensão exceda os limites estipulados pelo padrão ANSI C84.1:2011, na faixa A, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 – Faixas de tensão de serviço conforme a ANSI (Faixa A).

| Tensão de serviço nominal | Mínimo | Máximo |
|----------------------------------|---------------|---------------|
| Trifásico - 240/120 V | 228/114 V | 252/126 V |
| 4 fios | 0,95 p.u. | 1,05 p.u. |

Fonte: ANSI (2011).

A IEC 61727:2004 estabelece-se que a tensão de um sistema PV geralmente não são reguladas, entretanto a tensão não pode ultrapassar um limite pré-estabelecido. A norma apresenta recomendações para sistemas PV de até 10 kVA, tipicamente utilizados em instalações residenciais, operando em paralelo com a unidade consumidora e conectado à rede de baixa tensão de distribuição por meio de um inversor. Determina a participação das unidades PV por meio do controle do fator de potência, ou seja, por meio da veiculação de potência reativa, o método é descrito na seção 2.2.5.

A maioria das normas estabelece que a variação de tensão no PAC devido a integração de geradores distribuídos não exceda valores entre 3% (VDE-AR-N4105) e 5% (IEEE 1547, Rule 21, entre outras). Tais prescrições tratam não apenas quanto a amplitude mas também quanto a duração da flutuação de tensão (WU; LIN; LIN,

2017). O método mais utilizado para determinar as alterações de tensão são elaborados cálculos de fluxo de potência (CRACIUN et al., 2012).

2.2.4 DESBALANÇO DE FASE

O desequilíbrio de tensão, para um sistema trifásico, é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença nas amplitudes e/ou na diferença da defasagem entre as tensões de fase (ANEEL, 2018b). Ocorrendo principalmente quando um alimentador encontra-se com desequilíbrio de cargas - carga com mais carga concentrada apresenta maior queda de tensão. Assim mesmo, tensões balanceadas no lado do fornecimento podem se tornar desbalanceadas no consumidor devido a cargas monofásicas desiguais ou transformadores monofásicos. Normalmente as concessionárias tentam distribuir cargas residenciais de maneira regular entre as três fases dos alimentadores de distribuição (SHAHNIA et al., 2010).

A Equação 6 demonstra como o fator de desequilíbrio de tensão $FD\%$ é calculado, sendo o quociente entre a magnitude de tensão eficaz (rms) na sequência negativa $V-$, e a magnitude de tensão eficaz na sequência positiva $V+$ (ARAMIZU; VIEIRA, 2013):

$$FD\% = \frac{V-}{V+} \cdot 100 \quad (6)$$

Um aumento no desbalanço de tensão pode resultar em super-aquecimento, má operação de relés de proteção e de equipamentos de regulação de tensão, além da geração não característica de harmônicas por cargas eletrônicas. Deseja-se que $FD\%$ permaneça abaixo de 2%, já que valores maiores podem ocasionar danos em alguns equipamentos (ARAMIZU; VIEIRA, 2013). Além disso, o desbalanço de tensão criado em um alimentador atuará de forma a modificar todos os demais alimentadores presentes na rede (CRACIUN et al., 2012).

O PRODIST estabelece os limites do máximo valor desejável a ser observado em um SD, conforme a Tabela 4. O valor de $FD_{95\%}$ indica que o fator de desequilíbrio foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas (ANEEL, 2018b). O monitoramento do desbalanço de tensão é realizado no início do alimentador, ou seja, lado secundário do transformador de distribuição. Contudo, ao longo do alimentador as unidades conectadas irão possuir diferentes valores de consumo, acarretando em quedas de tensão diferentes, e por fim elevado nível de desbalanço de tensão, principalmente no fim do alimentador (SHAHNIA et al., 2010).

Tabela 4 – Limites para os desequilíbrios de tensão (PRODIST).

| Indicador | $V_n \leq 1kV$ | $1kV < V_n < 230kV$ |
|-----------|----------------|---------------------|
| FD 95% | 3,0% | 2,0 % |

Fonte: ANEEL (2018b).

A normativa chinesa, GBT/T 19964:2012 estabelece o limite de desbalanço de tensão como 2% e um limite instantâneo de 2%. Já a AS 4777 requer que o desbalanço entre quaisquer duas fases seja menor que 20 A ou 2% da tensão em um sistema trifásico. Na Alemanha, o limite é 2% em condições normais, e 3% em condições particulares.

2.2.5 FATOR DE POTÊNCIA E POTÊNCIA REATIVA

O fator de potência (FP) pode ser definido como a diferença de fase entre a onda de tensão e corrente, isso quer dizer que a potência ativa P (kW) é menor que a potência aparente S (kVA), e a diferença entre tais valores é chamada de potência reativa Q (kVar). Portanto, o FP pode ser calculado por meio da equação 7, e as potências representadas geometricamente mediante o triângulo de potências ilustrado na Figura 8:

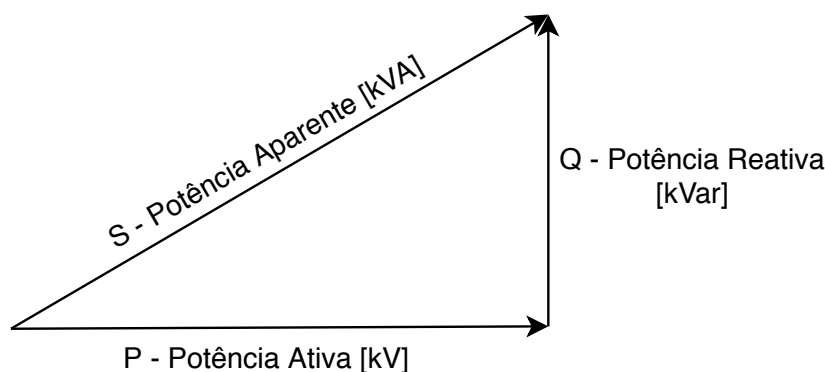


Figura 8 – Representação triângulo de potências da Equação 7.

Fonte: Autoria Própria.

$$FP = \cos(\theta) = \frac{P}{S} = \cos\left(\arctan\left(\frac{Q}{P}\right)\right) \quad (7)$$

Em uma unidade consumidora com GD, a potência consumida pela carga será suprida pela unidade fotovoltaica ou pela rede, o fator de potência visto na carga se manterá com o valor exigido pela carga, independente de onde vem essa energia. Quando o sistema FV fornece potência ativa para a carga, o FP no PAC pode ser alterado, então a rede terá de continuar fornecendo a potência reativa necessária mais a

potência ativa complementar para atender a carga. Assim, conforme a Equação 7, se o valor de Q permanecer constante e P diminuir, o fator de potência irá diminuir, podendo extrapolar os limites de normas e acabar gerando custos extras para o consumidor. Quando a geração da unidade supre a carga, e está injetando na rede, o FP no ponto de conexão também pode ser alterado, com Q constante, a P vista no ponto de conexão com a rede irá aumentar, assim o FP aumenta.

Um baixo valor de FP ocasiona redução na potência ativa, aumentando a circulação de potência reativa na rede, e conseqüentemente aumento nas perdas nos condutores, interferência nas cargas, diminuição da eficiência, entre outros (SILVA et al., 2019). Contudo, a Q é muito importante para manutenção do equilíbrio na rede. A elevação de tensão descrita em 2.2.3, em locais com várias unidades faz com que a tensão tenda a extrapolar os limites máximos permitidos. Assim, inversores possuem um sistema de injeção de Q na rede, composto por capacitores e/ou indutores que tem a função de reduzir a tensão, mantendo-a regulada dentro dos padrões.

Na ABNT 16149 são definidos os critérios de fator de potência e injeção ou demanda de potência reativa, são três grupos de acordo com o nível de potência do sistema fotovoltaico. Porém, independentemente do grupo no qual o sistema FV está inserido, os referidos critérios só são aplicáveis em situações em que a P injetada na rede é superior a 20% da potência nominal do inversor. Em qualquer um dos casos a seguir, após uma mudança na P , o sistema GD deve ser capaz de ajustar a Q de saída automaticamente para corresponder ao FP predefinido. Qualquer ponto operacional resultante destas definições/curvas deve ser atingido em, no máximo, 10 segundos.

- Grupo 1 ($P_N \leq 3kW$): operação com FP=1 dentro da tolerância de 0,98 indutivo a 0,98 capacitivo;
- Grupo 2 ($3kW < P_N \leq 6kW$): operação semelhante ao grupo 1, porém adiciona-se a capacidade de operar com uma curva de controle do fator de potência configurável em função do carregamento do sistema. Um exemplo de operação é apresentado na Figura 9;
- Grupo 3 ($P_N > 6kW$): operação análoga ao grupo 2, com diferença na faixa de operação do fator de potência, que deve ser capaz de assumir valores de fator de potência entre 0,90 indutivo e 0,90 capacitivo. Além do controle de reativos conforme a curva da Figura 9, têm a possibilidade de operar com o controle de reativos conforme a Figura 10. Ainda existe a recomendação da norma para operações por meio de potência reativa fixa ou controle externo.

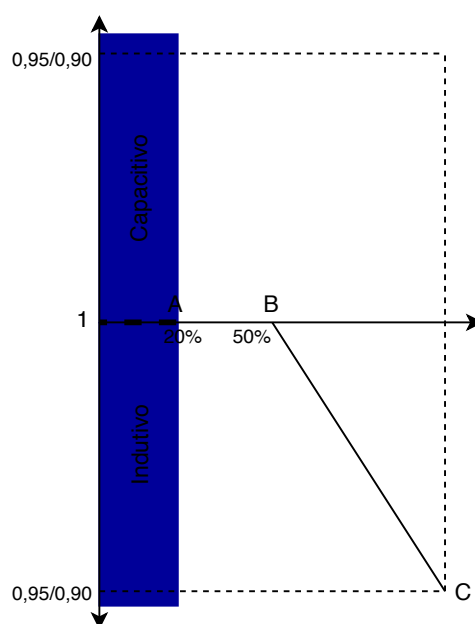


Figura 9 – Curva do fator de potência em função da potência ativa.
Fonte: (ABNT, 2013).

O método ilustrado na Figura 9 também encontra-se presente na IEC 61727, e define que os sistemas FV devem funcionar com $FP \leq 0,92$. Os valores dos parâmetros A, B, C apresentados, normalmente nas faixas de valores de $0,2P_N$, $0,5P_N$ e $FP = 0,92$ como fator de potência limite, devem ser estipulados pelo operador do sistema. Dependendo das condições operacionais da rede, pode-se fornecer valores ou até curvas diferentes. Nesse caso, quando a potência gerada pelo SFCR é pequena (inferior a 20%), supõe-se que não haverá distúrbios de sobretensão na rede, permanecendo $FP = 1$. Problemas relacionados a sobretensão podem surgir quando a potência gerada supera o valor de $0,5P_N$, sendo necessário que o inversor absorva reativos à medida que a potência gerada pelo SFCR aumente, até que o valor máximo de FP seja atingido, que indica a quantidade máxima de reativos que o inversor pode absorver. De maneira que:

- $\pm 20\%$ é o limite de potência ativa gerada/consumida em que o inversor pode operar com FP abaixo do especificado pela norma;
- $\pm 45,58\%$ são os limites de operação do FP do inversor, quando a potência ativa gerada/consumida está acima de $\pm 20\%$, detalhado na equação 8.

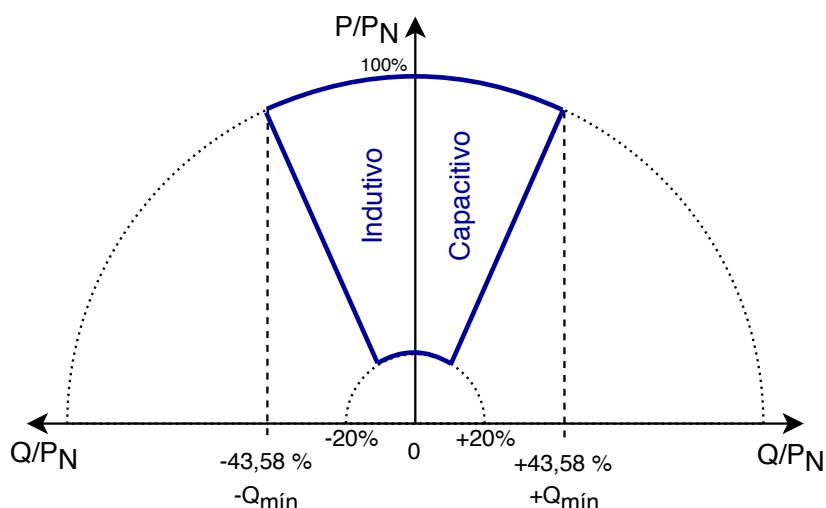


Figura 10 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa. Adaptado de: ABNT (2013).

Sendo o valor de 45,58% definido com base na Equação 8:

$$\tan \varphi = \frac{48,43}{100} \rightarrow \varphi = 25,91 \rightarrow \cos \varphi = 0,90 \tag{8}$$

A principal particularidade apresentada na ABNT 16149, é a introdução de dois novos parâmetros restritivos: uma tensão de ativação V_{AT} , e uma de desativação V_{DESAT} , como apresentado na Tabela 5. As curvas de controle de reativos somente devem ser habilitadas quando a tensão no PAC não extrapolar os valores de V_{AT} e V_{DESAT} , caso contrário o FP deve ser mantido unitário. Isso indica que não é suficiente que a unidade produza mais $0,5P_N$, como definido nos padrões IEC e VDE, é necessário que a tensão no PAC esteja alta o bastante. A imposição também garante que não haja a absorção de reativo, e consequentemente redução de tensão, quando o nível de tensão já estiver baixo (ALVES, 2017).

Tabela 5 – Níveis de tensão para atuação do controle de fator de potência.

| Parâmetro | Valor |
|-------------|--|
| V_{AT} | $1 \leq V_{AT} \leq 1,05$ Padrão: 1,04 p.u. |
| V_{DESAT} | $0,9 \leq V_{DESAT} \leq 1,0$ Padrão: 1,00 p.u. |

Fonte:ABNT (2013).

O VDE-AR-N-4105 é o código de rede alemão que descreve as características de inserção de fontes de GD na rede elétrica de distribuição no país. Esse código de rede, pode ser aplicado para todos os tipos de fontes de energia aplicadas em GD. É

importante destacar que a Alemanha possui um código de rede detalhado e atualizado periodicamente, o qual serve de referência para outros países. Quanto a regulação de ativos e reativos, caracteriza-se por possuir três métodos de regulação de tensão, que serão descritos a seguir (CRACIUN et al., 2012):

1. Fator de potência fixo: adota-se um valor de potência fixo para o sistema GD, sendo indicado para casos que a potência de saída do conjunto de geradores distribuídos deve ser mantida constante. A unidade GD conectada diretamente à rede, deve atingir o ponto de ajuste de potência reativa em 10 minutos, a partir do valor de potência desejável. **Sistemas FV não estão inclusos nessa modalidade;**
2. Fator de potência característico ($\cos\varphi(P)$): caracteriza-se por calcular a Q de referência dependendo da P produzida pelas GDs inseridas na rede de distribuição. Para baixos níveis de produção de energia, a probabilidade do sistema apresentar distúrbios de sobretensão é reduzida. No instante, em que a geração de energia atingir $0,5P_N$, o FP será reduzido gradativamente em direção a 0,9, absorvendo assim Q - conforme a Figura 11. A possibilidade de absorção de Q , mesmo em casos que os níveis encontram-se dentro da faixa de limites de operação adequada, é uma desvantagem. Outro inconveniente é não levar em consideração a impedância característica dos cabos, dessa maneira a unidade mais próxima ao transformador pode absorver a mesma quantidade de reativos que a localizada no final do trecho de uma alimentador, para o caso em que ambas apresentarem a mesma produção reativa. Para unidades com $P_N < 3,68kW$ o FP pode ser fixado em 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo, determinado pelo operador do sistema. Já para $3,68kW \leq P_N \leq 13,8kW$ o controle deve seguir o demonstrado pela Figura 9, com fator de potência limitado em 0,95. Caso $P_N > 13,8kW$ o controle FP também deve seguir a curva da Figura 9, com fator de potência limitado em 0,9;

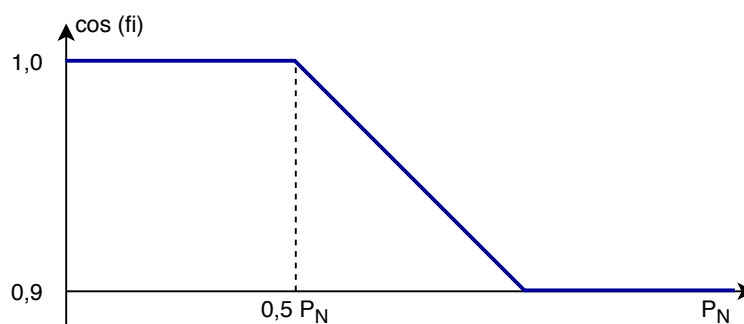


Figura 11 – Representação método fator de potência característico.

Fonte: Craciun et al. (2012).

3. Potência reativa/tensão característica ($Q(U)$): determina a absorção/injeção de Q a partir do nível de tensão no PAC, conforme a Figura 12. Os parâmetros V_1 , V_4 e $Q_{máx}$, devem ser fornecidos pelo operador, de acordo com as características operacionais da rede. Possui como vantagem ao método anterior a utilização de dados de tensão no local no processo de regulação, impactando em um consumo de Q proporcional aos níveis de tensão apresentados na rede de distribuição. A desvantagem é o uso indevido da capacidade máxima disponível dos inversores, fato que ocorre quando o nível de tensão no ponto de conexão próximo ao transformador apresenta seu valor fixo dentro da faixa de tensão adequada, assim os SFCRs correspondentes não auxiliariam no processo de regulação, dificultando a atuação de outros inversores de sistemas FV alocados mais distantes do transformador (CRACIUN et al., 2012).

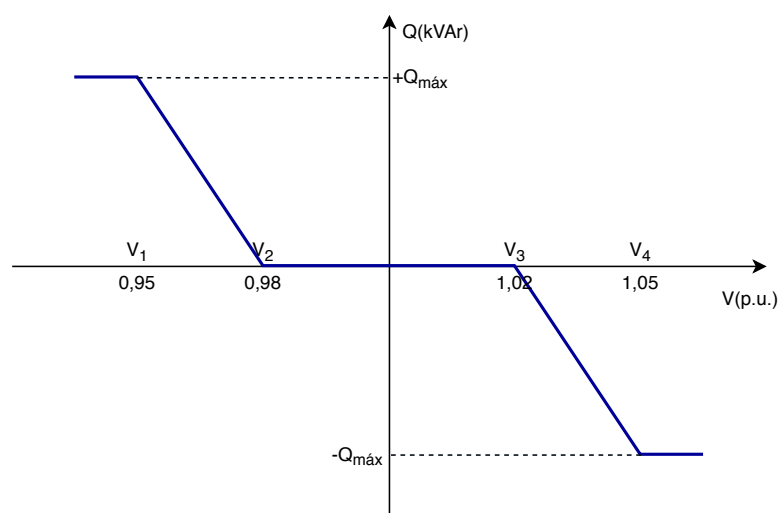


Figura 12 – Representação método potência reativa/tensão característica.
Fonte: Craciun et al. (2012).

A norma australiana AS 4777 em seu texto de 2005 impõe, para inversores de até 10 kVA por fase, 30 kVA no total, um FP na faixa de 0,8 capacitivo a 0,95 indutivo, sendo mantido unitário se a potência de saída for inferior a $0,2P_N$. A faixa foi alterada em 2013 para $\pm 0,95$, passando a se aplicar a sistemas de até 54 kVA trifásicos e de até 5 kVA monofásicos. Nenhuma curva característica é fornecida, o que sugere que o comando deva vir do operador do sistema. A norma vem sofrendo atualizações frequentes, dificultando inclusive a adequação por parte de fabricantes locais (ALVES, 2017).

O código de rede chinês, DL/T1040:2007, requer que todas as unidades FV estejam equipadas com um controle de P a fim de ajustar a injeção de maneira eficiente. As unidades devem reduzir ou eliminar a injeção de P conforme requerido pelo instituto de planejamento local. Em relação aos inversores, a NB/T 32004:2013 impõe um ajuste

dinâmico de inversores de 0,95 de avanço até 0,95 de atraso na P_N . Já o código de rede japonês, JEAC 9701:2012, define que inversores conectados linhas de distribuição de BT ou AT devem possuir função de controle autônomo, manipulando P e/ou Q enquanto satisfaz ps requisitos de tensão da rede (WU; LIN; LIN, 2017).

2.2.6 LIMITES TÉRMICOS

Os componentes que compõem um sistema elétrico possuem um limite térmico que costuma ser caracterizado pelo máximo de corrente suportada sem sofrer deformações, má funcionamento ou redução em sua vida útil, por essa razão que o fenômeno também pode ser conhecido como sobrecarga. Como descrito em seções anteriores, a inserção de unidades de geração distribuída afeta o fluxo de correntes do sistema, podendo ser responsável por violar o limite de corrente nominal de alguns dos elementos conectados. É possível que ocorra o acionamento indevido de reles de sobrecorrente, e em casos mais extremos que a proteção não atue de forma correta, ocasionando a queima de algum equipamento mais sensível.

A capacidade térmica dos condutores e dos transformadores deve ser considerada para se evitar que tenham seu valor nominal de corrente ultrapassado quando os SFCRs injetam potência na rede. Devido ao elevado fator de coincidência da geração fotovoltaica, deve-se atentar para não sobrecarregar equipamentos dimensionados para um menor fator. Assim, caso o valor da corrente em cada ramo supere o limite térmico do alimentador ou do transformador de distribuição, a potência máxima de GD é considerada limite.

De maneira geral, antes da conexão de uma nova unidade prosumidora, são realizados estudos de corrente nominal dos transformadores abaixadores, e os limites térmicos do barramento. Algumas concessionárias definem a capacidade de hospedagem como uma porcentagem da capacidade do transformador de MT/BT, pode variar de 50% a 100% de sua capacidade, ou até mesmo o limite térmico dos barramentos de média tensão (SHAYANI, 2010).

2.2.7 HARMÔNICOS

Idealmente, as formas de onda de tensão e corrente que circulam nos sistemas de distribuição de energia elétrica deveriam corresponder a uma senoide com frequência de 60 Hz. Entretanto isso raramente acontece, a distorção harmônica por exemplo, refere-se a distorção da onda senoidal ao ser sobreposta por um conjunto de outras ondas (componentes harmônicas). Essas distorções podem ser caracterizadas em termos de harmônicas e inter-harmônicas. As harmônicas são definidas como componentes que ocorrem em frequências que são múltiplos inteiros da fundamental. As inter-harmônicas são componentes com frequência não múltiplo inteiros da fundamental (IEEE, 2014).

Qualquer forma de onda periódica com frequência f_h , de acordo com o teorema de Fourier, pode ser decomposta na soma de sinais senoidais: uma onda senoidal em frequência fundamental e uma série de ondas senoidais cujas frequências sejam múltiplos inteiros da fundamental (SANTOS, 2016). Na Equação 9, $A_0/2$ representa a componente contínua; A_h e B_h representam as componentes múltiplas de h-ésima ordem e ωt é o deslocamento angular fornecido por $2\pi f_1 t$.

$$V(t) = \frac{A_0}{2} + \sum_{h=1}^{\infty} [A_h \cos(h \cdot \omega t) + B_h \sin(h \cdot \omega t)] \quad (9)$$

Na Figura 13 ilustra-se um sinal senoidal (1 p.u.) na presença de duas harmônicas, de terceira (0,1 p.u.) e quinta ordem (0,08 p.u.). Quando somadas, as componentes harmônicas senoidais são capazes de representar formas de onda resultantes não senoidais. É válido destacar que quanto maior a ordem de uma componente harmônica, menos significativa é a distorção que ela é capaz de provocar sobre o componente fundamental da onde resultante.

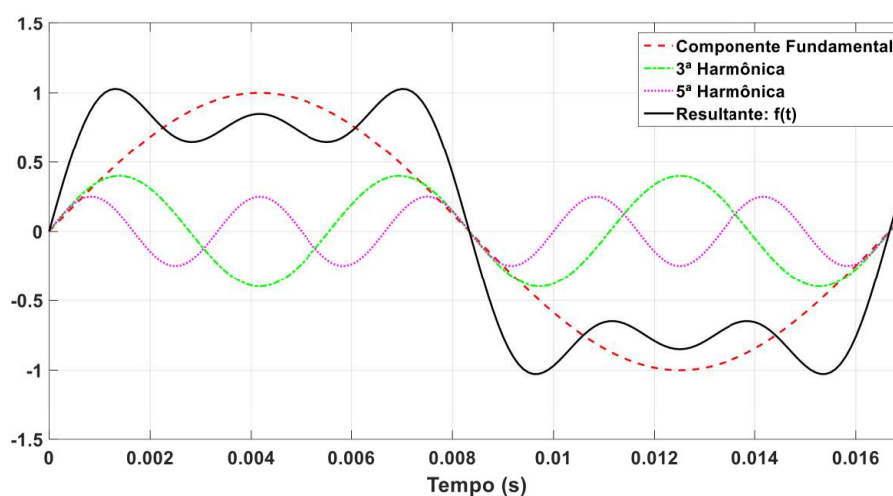


Figura 13 – Forma de onda periódica na presença da terceira e quinta harmônicas.
Fonte: Castro et al. (2019).

O espectro de uma onda trata-se da representação de suas componentes em um gráfico que apresenta suas amplitudes *versus* frequência. As harmônicas ímpares prevalecem no espectro harmônico, visto que a maioria das cargas possui comportamento idêntico em ambos os semiciclos positivo e negativo da onda. As harmônicas de ordem par caracterizam-se por causar assimetrias de meia onda na onda resultante, e apresentam menor amplitude (CASTRO et al., 2019).

Para as componentes harmônicas do sinal $f(t)$ têm-se como resultado o gráfico apresentado na Figura 14.

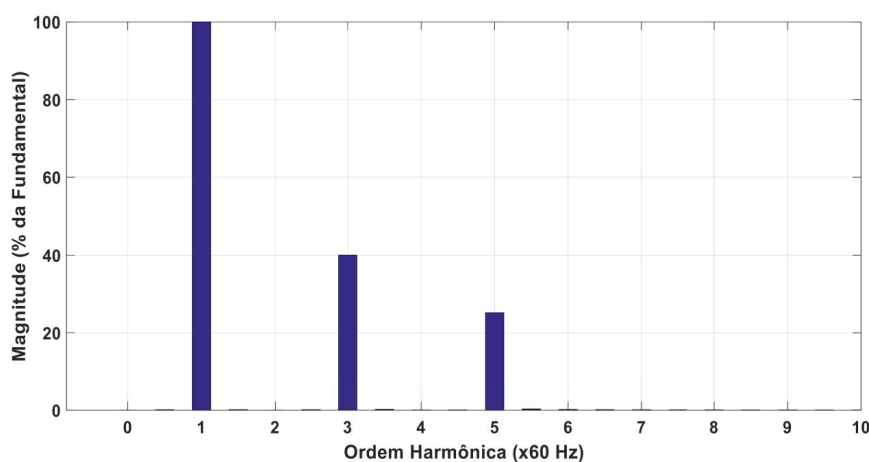


Figura 14 – Espectro em frequência da forma de onda $f(t)$, demonstrado na Figura 13. Fonte: Castro et al. (2019).

A conexão de cargas não-lineares, convencionais ou chaveadas, na rede elétrica ocasiona o aparecimento de componentes harmônicas de corrente. As cargas não-lineares chaveadas são caracterizadas por apresentarem componentes eletrônicos que abrem e fecham o circuito de forma a controlar a corrente fornecida à carga. Dessa maneira, a corrente fornecida à carga deixa de ser senoidal, caracterizando a não-linearidade da carga e a distorção harmônica (OLIVEIRA, 2015). Harmônicas de corrente são transferidas para harmônicas de tensão ao circularem pela impedância da rede (CRACIUN et al., 2012).

A tecnologia utilizada nos conversores de modulação por largura de pulso (*pulse width modulation* - PWM), apresenta uma interface mais amigável ao sistema de potência. A frequência de chaveamento utilizada é de 50 a 100 vezes superior à da rede, e os filtros embutidos atenuam as componentes de alta frequência para valores que podem ser negligenciados. Devido aos severos limites impostos à injeção de harmônicas na rede, os conversores que atendem às normas internacionais de QEE produzem menos harmônicas do que cargas não lineares convencionais. Logo, não impactam negativamente na rede de distribuição (SHAYANI, 2010).

Unidades fotovoltaicas utilizam-se de conversores baseados em fontes de alimentação chaveadas. Teoricamente, a modulação por largura de pulso (PWM) utilizada nos inversores somente gera distorções harmônicas de alta ordem, atenuadas princi-

palmente pelo sistema. Dado uma frequência de chaveamento f_{ch} , e uma frequência fundamental f_{rede} , a atenuação é definida pela Equação 10.

$$f_h = m_1 \cdot f_{ch} \pm m_2 \cdot f_{rede} \quad (10)$$

Correntes harmônicas de baixa ordem também são produzidas a partir de deficiências na malha de controle do inversor e na ligação dos inversores em redes fracas ou distorcidas. A tensão distorcida da rede comporta-se como um distúrbio externo, resultando em uma corrente de saída distorcida (TANIGUCHI, 2019). A severidade da distorção depende diretamente do tipo de conversor de potência utilizado, filtros de conexão com a rede elétrica, e principalmente da estratégia de controle adotada (COSTER et al., 2010). Com o avanço da tecnologia dos inversores e dos filtros esses problemas têm sido atenuados. Contudo, um novo desafio são harmônicos de alta frequência, acima de 2 kHz, podendo atingir dezenas de kHz, chamados de superharmônicos (ALVES, 2017),

Os gráficos das Figuras 15 a 18 baseiam-se em dados de uma unidade de minigeração distribuída instalada na cidade de Pato Branco-PR. Apesar de possuir potência instalada maior que o foco desse documento (unidades de microgeração), o comportamento das componentes permanece semelhante. Os dados foram registrados entre 30/04/2019 e 03/05/2019 por instrumento de medição específica. Nos gráficos considerou-se apenas apenas uma fase do sistema, já que o comportamento permanece semelhante para as demais.

Na Figura 15, verifica-se que o nível de DHT_I , curva de cor preta, varia de maneira inversa com a irradiância instantânea: períodos com irradiância máxima tendem a possuir correntes com baixa taxa de distorção harmônica devido ao aumento da componente fundamental da corrente elétrica (PALUDO, 2014). Portanto, devido a redução na corrente fundamental os momentos de transição (início e fim do período de geração) apresentam elevados valores de DHT_I .

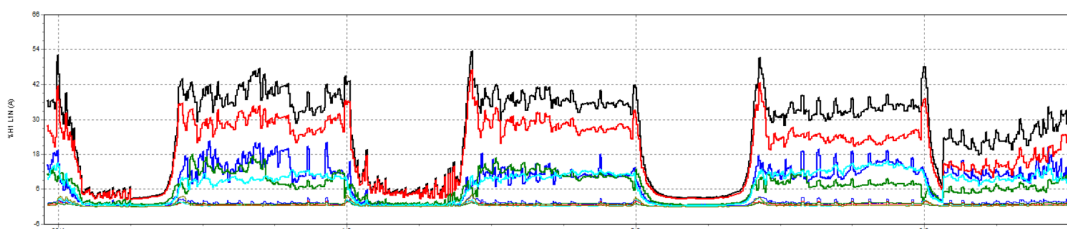


Figura 15 – Componentes harmônicas de corrente em relação ao tempo.
Fonte: Autoria própria.

A distorção harmônica das tensões, ilustrado na Figura 16, sofre pouca influência devido a inserção do sistema de geração, sendo principalmente devido a parâmetros da rede, e essa tende a manter valores de tensão constantes.

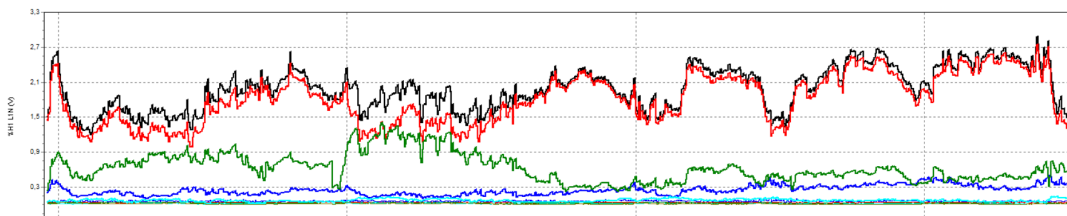


Figura 16 – Componentes harmônicas de tensão em relação ao tempo.
 Fonte: Autoria própria.

Nas literaturas consultadas, a quinta harmônica apresenta destaque, isso justifica-se a topologia dos inversores utilizados em SFCRs. As harmônicas de ordem par apresentam menor relevância, tanto para os períodos sem quanto com geração fotovoltaica. Mesmo não constando no PRODIST, a distorção harmônica de corrente trata-se de um parâmetro importante, e que impacta na distorção harmônica total de tensão, sendo considerada em normativas internacionais.

Nas Figuras 17 e 18, as componentes harmônicas entre 2ª e 10ª ordem são apresentadas.

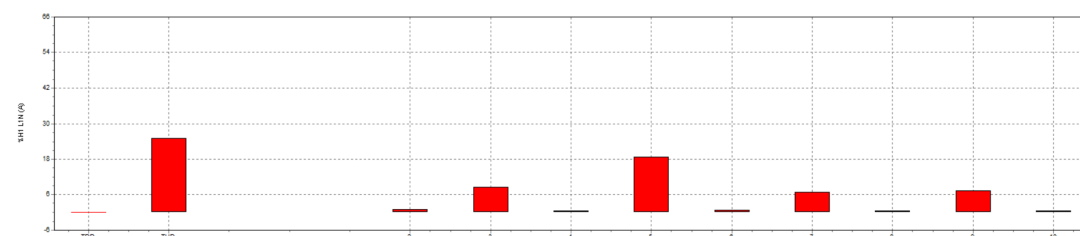


Figura 17 – Histograma de representatividade das componentes harmônicas de corrente em relação a ordem.
 Fonte: Autoria própria.

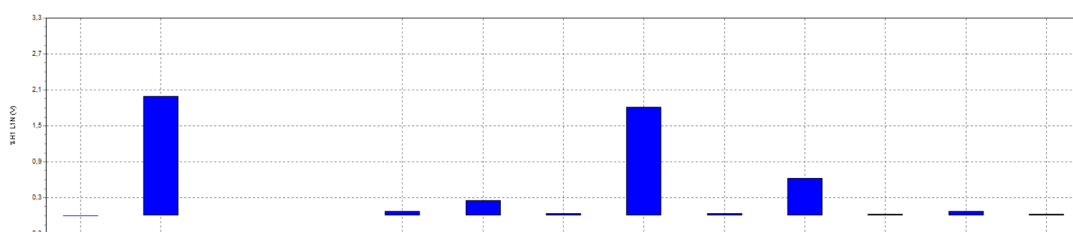


Figura 18 – Histograma de representatividade das componentes harmônicas de tensão em relação a ordem.
 Fonte: Autoria própria.

Distorções harmônicas na corrente ocorrem também por consequência da tensão no PAC de um equipamento com funcionamento não-linear. No diagrama unifilar da Figura 19, a impedância Z_1 apresenta características lineares e Z_2 é não-linear, já a tensão V_G é uma senoide ideal. Em virtude das correntes harmônicas absorvidas por Z_2 , o valor de V_{PAC} pode ser distorcido. Apesar de apenas a corrente i_2 apresentar componentes harmônicas, quando essa é somada com i_1 , a resultante i_S carrega todos os componentes harmônicos de i_2 . Quanto maior a potência de curto-circuito no PAC, menor será o valor Z_S , diminuindo assim o efeito das componentes harmônicas de i_S na forma de onda da tensão V_{PAC} .

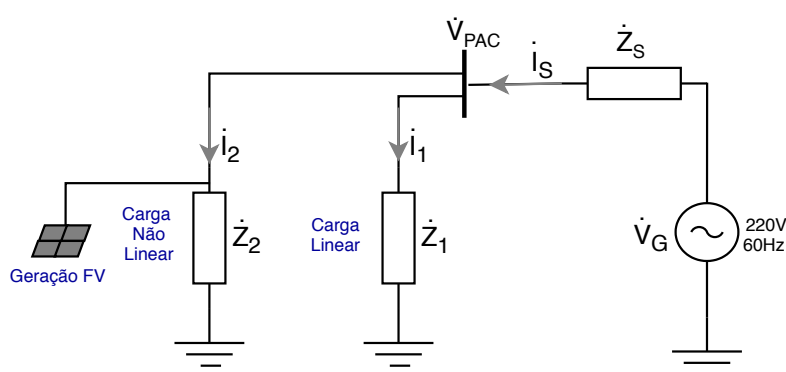


Figura 19 – Circuito de alimentação de um conjunto de cargas.
Adaptado de: Castro et al. (2019)

A propagação de harmônicos na rede pode ocasionar o sobreaquecimento nos condutores aéreos, cabos isolados e equipamentos principais levando à perdas na expectativa de sua vida útil. Podem também induzir ruídos nas linhas de comunicação próximas e adjacentes. Os dispositivos de proteção estão dimensionados para atuar considerando apenas a corrente eficaz gerada pela corrente fundamental, a presença de componentes harmônicos pode fazer com que os dispositivos atuem abrindo o circuito em condições indevidas. Além disso, os bancos de capacitores inseridos para compensação do fator de potência, representam um caminho de baixa impedância para a passagem de componentes de corrente de alta frequência, assim podem ser danificados caso a contribuição de correntes harmônicas seja elevada.

Outra consequência é a alteração nas impedâncias indutiva e capacitiva do alimentador. Podendo levar ao fenômeno de ressonância, em que as reatâncias indutiva e capacitiva se igualam, acarretando um valor mínimo de impedância, e um valor máximo de corrente. Tendo em vista que as linhas do sistema de distribuição possuem características de reatância indutiva, a impedância das linhas torna-se maior para a passagem de sinais de corrente de maior frequência; as componentes harmônicas enfrentam maior impedância, e conseqüentemente ocasionam quedas consideráveis

de tensão, causando deformação no sinal de tensão da linha. Isso pode acarretar maior perda elétrica na rede de distribuição, necessidade do sobredimensionamento dos condutores, além da redução da vida útil de equipamentos como disjuntores e transformadores.

A literatura demonstra que se a unidade FV for relativamente pequena comparada com a potência de curto circuito da rede, não há impacto significativo na qualidade da tensão. Entretanto, o aumento no nível de penetração ocasiona o aumento de harmônicas significativas. Em Enslin e Heskes (2004) ao realizarem um estudo quanto os comportamentos de harmônicas associados com a inserção de múltiplos inversores em uma única rede de distribuição, demonstraram que ressonância em paralelo e em série entre a rede e os inversores são responsáveis pelos altos valores de distorção harmônica de tensão e corrente.

A ABNT 16149 define que a distorção harmônica total da corrente de saída do sistema fotovoltaico deve ser inferior a 5% da corrente fundamental em condições nominais de operação, ou seja, deve apresentar um TDD inferior a 5% . Cada componente harmônica individual deve ser limitada aos valores apresentados na Tabela 6. As harmônicas pares presentes em cada faixa destacada devem ser menores do que 25% do valor listado para as harmônicas ímpares.

Tabela 6 – Limites de distorção harmônica individual de corrente na saída do sistema fotovoltaico.

| | Ordem | Limite |
|--------------------|---------------------|---------------|
| Ordem Ímpar | $3 \leq h \leq 9$ | 4,0% |
| | $11 \leq h \leq 15$ | 2,0 % |
| | $17 \leq h \leq 21$ | 1,5 % |
| | $23 \leq h \leq 33$ | 0,6 % |
| Ordem Par | $2 \leq h \leq 8$ | 1,0 % |
| | $10 \leq h \leq 32$ | 0,5 % |

Fonte: ABNT (2013).

Ao se medir a amplitude das frequências múltiplas da fundamental e estabelecer a relação percentual destas amplitudes em relação à fundamental, têm-se a influência individual de cada harmônico, o conjunto dessas influências representa a distorção harmônica total. Os valores de distorção harmônica individual de tensão (DIT_h) são calculados com base na Equação 11:

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (11)$$

A Equação 12 define o valor de distorção harmônica total de tensão:

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (12)$$

No módulo 8 do PRODIST são definidos os limites aceitáveis para as distorções harmônicas na tensão, sendo divididos em distorção harmônica individual de tensão (DIT_h), distorção harmônica total de tensão para componentes pares (DTTP), distorção harmônica total de tensão para componentes ímpares (DTTI) e distorção harmônica total de tensão para componentes múltiplas de 3 (DTT3) 7.

Tabela 7 – Limites das distorções harmônicas totais em percentual da componente fundamental.

| Indicador | $V_n \leq 1,0kV$ | $1,0kV < V_n < 69,0kV$ | $69,0kV \leq V_N < 230kV$ |
|------------------|------------------|------------------------|---------------------------|
| DTT 95% | 10,0% | 8,0 % | 5,0 % |
| DTTP 95% | 2,5% | 2,0 % | 1,0 % |
| DTTI 95% | 7,5% | 6,0 % | 4,0 % |
| DTT3 95% | 6,5% | 5,0 % | 3,0 % |

Fonte: ANEEL (2018b).

Embora não existam limites para a distorção harmônica total de corrente, para determinar a contribuição de cada agente para os índices calculados nas equações 11 e 12, o PRODIST afirma que o acessante é responsável pela implementação de ações de mitigação necessárias para a correção de eventuais violações dos valores de referência da QEE. Indicando apenas limites de DTT , a norma deixa de considerar o aumento da impedância do alimentador com a frequência. Considerando apenas o limite estabelecido na norma, a distorção pode em tese ser apenas em função de componentes de ordem elevada.

A ABNT NBR 16150: 2013, documento focado em especificar os procedimentos de ensaio dos equipamentos utilizados em SFCR, aponta que para avaliar exclusivamente o comportamento da THD_i produzida pelo inversor, o valor para rede de distribuição de $THD_v < 2,5\%$ garantindo que haja mínima ou nenhuma influência da THD_v sobre a THD_i (EV et al., 2018).

A maioria das normas quanto distorção harmônica de corrente são similares, com exceção da norma alemã, que é mais restrita. Na tabela 8, constam os limites definidos para as normativas americana (IEEE 929 e IEEE 1547), europeia (IEC 61727) e australiana (AS 4777.2).

Tabela 8 – Comparação dos limites para distorção harmônica de corrente em sistemas fotovoltaicos.

| Normativa | Ordem | IEC 61727 AS 4777.2 | IEEE 929 IEEE 1547 |
|--------------------|---------------------|------------------------|--|
| Ordem Ímpar | $3 \leq h \leq 9$ | <4% | <4% |
| | $11 \leq h \leq 15$ | <2% | <2% |
| | $17 \leq h \leq 21$ | <1,5% | <1,5% |
| | $23 \leq h \leq 33$ | <0,6% | <0,6% |
| | $33 < h$ | - | <0,3% |
| Ordem Par | $2 \leq h \leq 8$ | <1% | Menor que 25% do limite imposto para ordem ímpar |
| | $10 \leq h \leq 32$ | <0,5% | |
| DDT ou DTT | | <5% | <5% |

Adaptado de: Wu, Lin e Lin (2017).

A Tabela 9 os valores para a VDE-AR-N4105. Vale destacar a comparação entre a normativa aplicada no território nacional com as demais, percebe-se que o PRODIST permite níveis mais elevados de DTT em todas as faixas de tensão.

Tabela 9 – Valores de corrente harmônica permitida para a norma VDE-AR-N 4105 em relação a I_{CC} (A/MVA).

| | Ordem | Limite |
|--------------------|----------------|----------------------|
| Ordem Ímpar | h=3 | 3 |
| | h=5 | 1,5 |
| | h=7 | 1 |
| | h=9 | 0,7 |
| | h=11 | 0,5 |
| | h=13 | 0,4 |
| | h=17 | 0,3 |
| | h=19 | 0,25 |
| | h=23 | 0,2 |
| | h=25 | 0,15 |
| | $25 < h < 40$ | $0,15 \times (25/h)$ |
| $42 < h < 178$ | $4,5/h$ | |
| Ordem Par | $h < 40$ | $1,5/h$ |
| | $42 < h < 178$ | $4,5/h$ |

Fonte: Craciun et al. (2012).

A IEEE 519:2014 não é fielmente uma norma, já que os limites sugeridos referem-se aos valores medidos no PAC, e não em cada equipamento individual, não interessando ao sistema o que ocorre dentro de uma instalação, mas sim o que ela reflete para o exterior, ou seja, para os outros consumidores conectados à mesma alimentação. Até a tensão nominal de 1 kV a norma recomenda como aceitáveis níveis

de distorção harmônica de tensão, no PAC, inferiores a 3% quando se trata de distorção individual, e 5% para a total. Os limites de distorção harmônica de corrente individual estabelecidos são apresentados na Tabela 10. Baseia-se no quociente entre a corrente de curto circuito máxima I_{SC} e a demanda máxima de corrente de carga I_L , com percentual permitido em relação a corrente de carga. Os valores para as ordens pares são limitados a 25% do valor para a ordem ímpar superior, além de não permitir a injeção de corrente CC.

Tabela 10 – Limites de distorção harmônica total de corrente para sistemas com tensão nominal entre 120 V e 69 kV.

| I_{SC}/I_L | $3 \leq h < 11$ | $11 \leq h < 17$ | $17 \leq h < 23$ | $23 \leq h < 35$ | $35 \leq h \leq 50$ | TDD |
|--------------|-----------------|------------------|------------------|------------------|---------------------|------|
| < 20 | 4,0 | 2,0 | 1,5 | 0,6 | 0,3 | 5,0 |
| 20 < 50 | 7,0 | 3,5 | 2,5 | 1,0 | 0,5 | 8,0 |
| 50 < 100 | 10,0 | 4,5 | 4,0 | 1,5 | 0,7 | 12,0 |
| 100 < 1000 | 12,0 | 5,5 | 5,0 | 2,0 | 1,0 | 15,0 |
| > 1000 | 15,0 | 7,0 | 6,0 | 2,5 | 1,4 | 20,0 |

Fonte: IEEE (2014).

2.2.8 ILHAMENTO NÃO INTENCIONAL

Estabelece-se como a situação em que uma unidade de geração distribuída encontra-se conectada em uma rede de distribuição e, por conta de uma falha no alimentador ou problemas de manutenção a rede é desconectada e a GD permanece energizando esses sistema. Na Figura 20 uma situação de ilhamento é ilustrada:

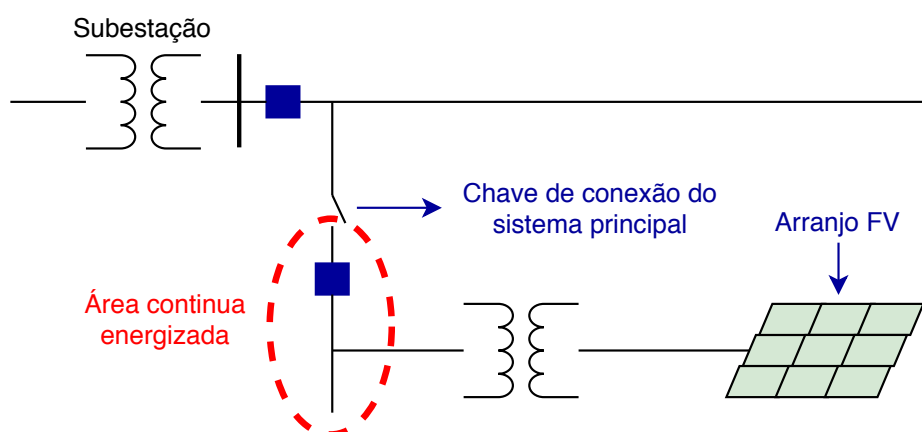


Figura 20 – Representação ilhamento do SFCR.

Fonte: .

A escassez no monitoramento e no controle remoto da operação das unidades GD, por parte dos agentes que devem manter a rede básica do sistema elétrico principal,

traz um empecilho à segurança e qualidade de energia e compromete a expansão da geração distribuída agregada ao sistema elétrico atual. Os principais problemas do ilhamento são:

- Parte da rede permanece energizada sem conhecimento da concessionária, o que oferece riscos a segurança do pessoal técnico;
- A qualidade da energia fornecida na região ilhada também está ameaçada, uma vez que a concessionária não tem controle sobre a tensão e frequência dos GD;
- Dispositivos de proteção contra curto-circuito que estejam na ilha podem perder completamente a coordenação entre si, uma vez que a corrente de curto circuito tende a ser reduzida drasticamente na região;
- O subsistema ilhado pode apresentar aterramento inadequado, dificultando a detecção de curtos fase-terra.
- As unidades de GD podem sofrer graves danos, caso haja um religador automático na rede elétrica, uma vez que o gerador está fora de sincronismo com o sistema. Outro problema seria o surgimento de altas correntes que podem danificar outros equipamentos elétricos ligados na região ilhada;
- Sobretensão pode surgir, quando o gerador estiver conectado a uma linha com capacitância suficiente para suprir excesso de potência reativa, devido ao carregamento e descarregamento da capacitância do sistema ilhada pela reatância magnetizante de geradores de indução;
- Ilhas podem também interferir na restauração do suprimento de energia aos consumidores.

Hoje no Brasil, a operação em ilhamento para a geração distribuída não é permitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), exceto em alguns casos específicos em que a distribuidora de energia reconhece a existência de um sistema de armazenamento que acumula a energia gerada pela geração distribuída sem exportá-la à rede elétrica, sendo este um sistema híbrido.

A operação em ilhamento pode ser considerada uma vantagem da geração distribuída pois diminui a dependência do centro consumidor em caso de ocorrência de faltas e interrupções da rede elétrica principal. Entretanto, devido ao alto risco para um sistema elétrico desprotegido e, portanto, despreparado para esse tipo de operação, a geração distribuída possui esse benefício impossibilitado e o sistema elétrico alerta contra os perigos de sua atuação sem a devida cautela e preparo. Além disso, a energia fornecida pelos sistemas ilhados da geração distribuída não possui garantia de

qualidade fornecida pelos distribuidores e operadores do sistema, embora esses sejam os responsáveis por seu fornecimento confiável.

A ABNT 16149 estabelece que o inversor deve analisar a rede elétrica em dois aspectos, o nível de tensão da rede elétrica e a frequência da rede, constatada uma condição de operação anormal, deve atuar para reduzir ou cessar a injeção de energia a rede. A análise de tensão de rede pelo inversor tem como base a verificação do valor de tensão em relação a uma faixa de operação correspondente a 80% e 110% do valor da tensão nominal da rede elétrica. A condição de operação normal da rede é caracterizada por qualquer valor com tensão contido na referida faixa de tensão incluindo os valores limites.

Os principais métodos de detecção são apresentados na seção 3.1.2, e cada regulamentação possui suas exigências. A normativa alemã, VDE-AR-N 4105, requer tanto um método ativo quanto um passivo de detecção (WU; LIN; LIN, 2017). O método proposto na norma é a medição de impedância, com um tempo de desconexão do inversor de 5s (CRACIUN et al., 2012). A australiana AS 4777 requer que os dispositivos de proteção da rede apliquem pelo menos um método ativo de proteção anti-ilhamento (WU; LIN; LIN, 2017).

A IEEE 929 requer a prevenção de ilhamento com a utilização de *non-islanding inverter*, que cessa a alimentação à linha de distribuição com 10 ciclos quando a potência real da carga for menor que 50% ou maior que 150 % que a saída do inversor, ou quando o fator de potência da carga ilhada seja menor que 0,95 de avanço ou atraso (WU; LIN; LIN, 2017). De acordo com a IEEE 1547, quando ilhamento não intencional ocorre, o sistema da unidade distribuída deve detectar o ilhamento e parar de energizar o sistema elétrico de potência em 2 s (CRACIUN et al., 2012).

2.2.9 COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

Sistemas de proteção possuem um papel fundamental na detecção e isolamento de curtos-circuitos, prevenindo e limitando defeitos. Assim torna-se imprescindível a realização de análises referente ao nível de curto-circuito, às contribuições das fontes para a falta, à filosofia de proteção adotada, diretrizes para religamento automático, tipo de aterramento, condições pré e pós-falta, entre outras. Com base nessas análises são obtidas as especificações e parametrização dos elementos que compõem o sistema de proteção.

Frente a inserção de unidades fotovoltaicas, são dois os problemas com o sistema de proteção: proteção da instalação FV contro choque elétrico, sobrecorrente, descargas atmosféricas e surtos; e, considerando o efeito da unidade FV no sistema de proteção da rede em que encontra-se conectado (FANI; BISHEH; SADEGHKHANI, 2017). Apesar das inúmeras vantagens que unidades fotovoltaicas distribuídas trazem,

elas impactam no perfil de corrente no sistema de distribuição, afetando a seletividade e a coordenação dos sistema de proteção implementado..

A seletividade de um sistema de proteção é um mecanismo utilizado pelos projetistas e operadores da rede a fim de garantir que somente o circuito em que ocorreu a falha seja desconectado do sistema, sem que as outras conexões da rede sejam prejudicadas. Os dispositivos de proteção mais próximos do defeito atuarão mais rapidamente, assim sistemas de proteção de reserva garantem a redundância, atuando somente nos casos em que as proteções a jusante deixem de operar conforme planejado. Trata-se de um procedimento de segurança utilizado para garantir que a proteção da rede esteja sempre priorizada e que todos os equipamentos e usuários que venham a se conectar à ela não sofram o impacto das faltas nas vizinhanças.

O sistema de proteção previamente planejado pode não estar coordenado com os novos dispositivos de proteção conectados devido a inserção da GD. Para que a coordenação entre os dispositivos de proteção seja realizada, é necessário que sejam conhecidos os níveis mínimos de curto-circuito ao longo do circuito a ser protegido. Em circuitos com GD os níveis de curto-circuito variam também com a potência e quantidade de sistemas conectados na rede. Outro agravante a ser considerado, é que os dados de operação e despacho não são controlados pelas distribuidoras de energia, assim, a definição correta dos níveis de correntes de curto-circuito torna-se intrincada.

Em um sistema com várias fontes geradoras cada uma possui uma característica diferente de curto-circuito dependendo do seu tipo; geradores diretamente acoplados a rede possuem elevada corrente de curto-circuito, podendo alcançar até 10 p.u.; já unidades geradoras com conversor de potência como interface de conexão com a rede, podendo ou não ter um gerador rotativo, como os sistemas FV, possuem contribuição para a corrente de falta limitada, permanecendo individualmente próximo a 1 p.u. (VARGAS, 2018).

Inversores de potência, ao contrário de máquinas síncronas e assíncronas, possuem baixa inércia mecânica, portanto o formato do decaimento da corrente de falta é muito rápido, e seu comportamento nesses eventos depende principalmente do seu controle interno, que define o tempo de resposta, ficando seus parâmetros físicos ou tipo e localização da falta com menor impotência (KELLER et al., 2011).

A contribuição da unidade FV para a corrente de curto-circuito irá depender do modo de operação do conversor. Caso busque-se manter a tensão estável em situação de falta, o conversor atua de forma a fornecer uma corrente maior, principalmente se uma unidade de armazenamento estiver disponível; já o controle de corrente não fornece incremento durante a falta (SHAYANI, 2010).

A fim de ilustração, na Figura 21 encontra-se a variação relativa da corrente de curto-circuito em relação a distância do ponto de falta à subestação frente a uma falta trifásica. Destaca-se que na para a condição ilustrada levou-se em consideração unidades de geração distribuída baseadas em máquinas rotativas. A análise da imagem permite inferir que os impactos dos geradores são mais significativos quanto mais próximas forem as faltas de seu ponto de conexão.

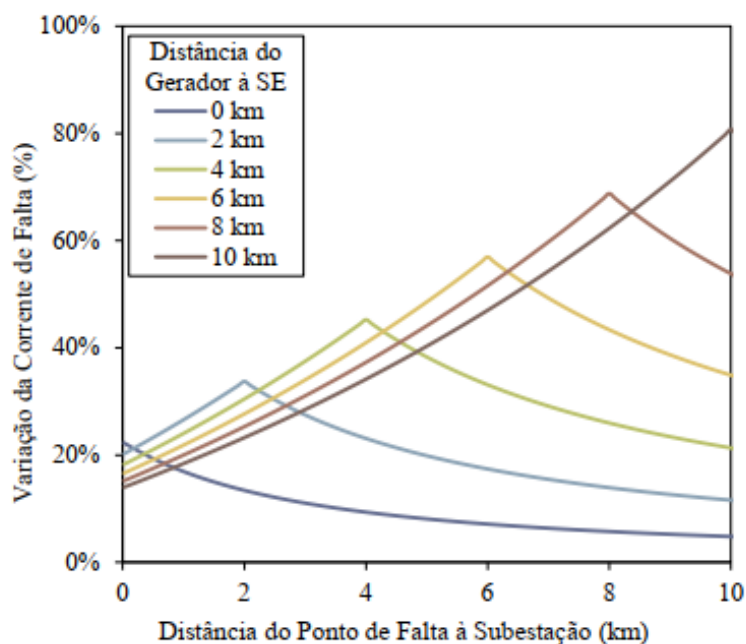


Figura 21 – Variação relativa da corrente de falta em função da distância do ponto de falta e de conexão do gerador à subestação.
Adaptado de: Salgado (2015).

Com o objetivo de identificar uma falta e cessar a contribuição para a corrente de curto-circuito, os conversores utilizados normalmente possuem relés de subtensão e sobrecorrente. Por não possuírem inércia mecânica possibilitam a rápida desconexão caso algum distúrbio seja identificado, quanto a conexão, além de instantânea também pode ser realizada fora de fase, já que as correntes não excedem o limite dos semicondutores (SHAYANI, 2010).

São três casos particulares de perda de coordenação que podem ser destacados (COSTER et al., 2010):

- *Proteção cega (Blind protection)*: Supondo uma falta no ponto ilustrado na Figura 22, tanto a rede quanto a unidade geradora irão contribuir para a corrente de falta. Assim, a corrente de falta pode aumentar, mesmo que a contribuição da rede tenha sofrido redução. Dessa maneira, um relé localizado a montante da falta não enxergará a redução, e falhar no momento de atuação;

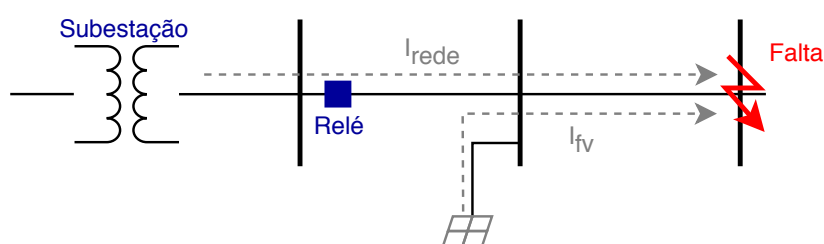


Figura 22 – Representação simplificada de *blind protection*.
Adaptado de: Coster et al. (2010).

- *Falso trip (Sympathetic "false" tripping)*: situação que ocorre quando uma unidade geradora contribui com corrente de falta para um alimentador paralelo conectado à mesma subestação, conforme ilustrado na Figura 23. A contribuição da corrente de falta do gerador pode exceder o valor limite da proteção do alimentador sem a falta, causando uma possível operação antes mesmo que a falta seja extinta no alimentador com falta. A contribuição da unidade com a corrente de falta é maior conforme a proximidade da falta com a subestação. Redes fracas protegidas por relés de sobrecorrente sofrem mais com essa situação;

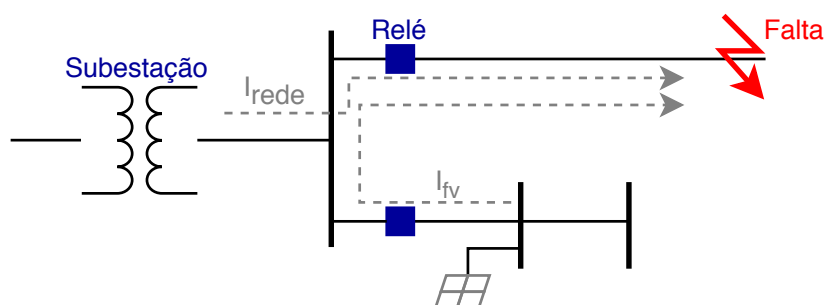


Figura 23 – Representação simplificada de *false trip*.
Adaptado de: Coster et al. (2010).

- *Fuse saving*: Fusíveis usualmente são utilizados para proteger os ramais laterais dos alimentadores de distribuição. Nesse métodos os fusíveis eliminam as faltas permanentes e os dispositivos a montante, como religadores automáticos, eliminam faltas temporárias atuando mais rápido que os fusíveis, evitando que esses atuem

e seja necessário realizar a troca. A inserção de uma unidade geradora em um ponto intermediário pode continuar injetando corrente para o ponto de falta, fazendo com que a coordenação seja perdida.

O funcionamento dos religadores automáticos também pode ser afetado, já que durante o tempo de abertura do religador a unidade de geração continua a energizar o alimentador, transformando a falta temporária em permanente. O desbalanceamento de potência pode fazer com que a frequência varie na parte ilhada da linha de distribuição, resultando em um religamento não sincronizado do religador (VARGAS, 2018).

No módulo 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição) do PRODIST, mais especificamente na seção 3.7 - Acesso de Micro e Minigeração Distribuição, os requisitos de projeto definem a forma de conexão com a rede e os equipamentos a serem utilizados, em função da potência instalada. Anteriormente a quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora eram estabelecidos no próprio documento, contudo atualmente são definidos pela distribuidora em função das características técnicas da rede. Os equipamentos e requisitos mínimos são definidos em função da potência instalada, na Tabela 11 constam as exigências para unidades de microgeração (até 75 kW). Para o caso de unidades fotovoltaicas, as proteções podem ser inseridas dentro dos inversores, a redundância de proteções é desnecessária para microgeração distribuída.

Tabela 11 – Requisitos mínimos para a conexão de microgeração ao sistema de distribuição de energia elétrica.

| Equipamento | Exigência |
|---|---------------------------------|
| Elemento de desconexão | Sim |
| Elemento de interrupção | Sim |
| Transformador de acoplamento | Não |
| Proteção de sub e sobretensão | Sim |
| Proteção de sub e sobrefrequência | Sim |
| Proteção contra desequilíbrio de corrente | Não |
| Proteção contra desbalanço de tensão | Não |
| Sobrecorrente direcional | Não |
| Sobrecorrente com restrição de tensão | Não |
| Relé de sincronismo | Sim |
| Anti-ilhamento | Sim |
| Medição | Sistema de medição bidirecional |

Adaptado de: ANEEL - PRODIST (2017).

Com o aumento da penetração FV, os códigos de rede de alguns países passaram a exigir que a unidade distribuída possua a chamada capacidade *low-voltage ride through* (LVRT). Uma curva define como a unidade deve responder a uma

queda significativa de tensão, ou seja, em quais condições de falta deve permanecer conectada a rede e manter a troca de energia. Na Figura 24 os requisitos de alguns países são apresentados, note que apesar de formatos semelhantes, cada país define os parâmetros de acordo seu sistema elétrico. Situações extremas como a permitida nas normas alemã, brasileira e australiana, em que a tensão pode permanecer nula por período de tempo (*zero-voltage ride through - ZVRT*) exigem uma rede forte. Após a eliminação da falta, a unidade deve restaurar os valores de P e Q rapidamente para as condições pré falta (MOHAMMEDSAEED; JIA, 2017).

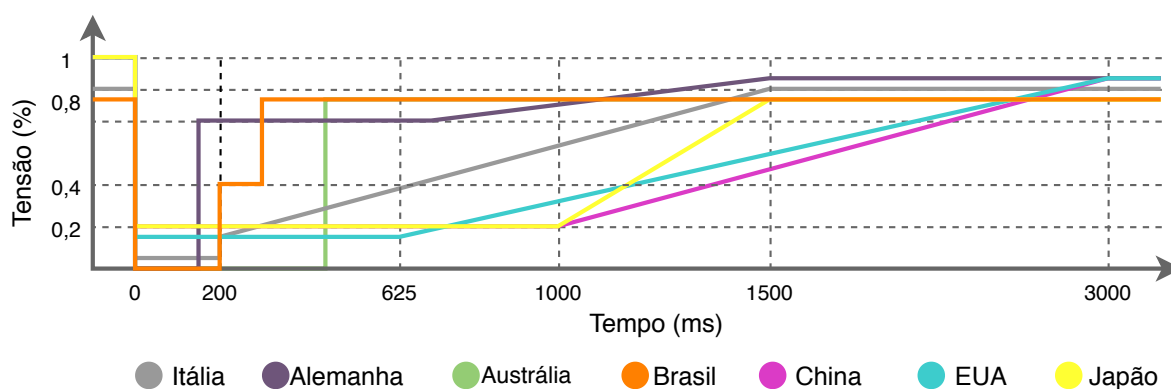


Figura 24 – Comparação entre curvas LVRT de diferentes países.
 Fonte: Autoria Própria.

Para o caso brasileiro, definido na ABNT 16149, durante condições de falta ou suportabilidade de subtensões e sobretensões, é necessário SFCRs com potência superior a 6 kW, comportem-se conforme a Figura 25:

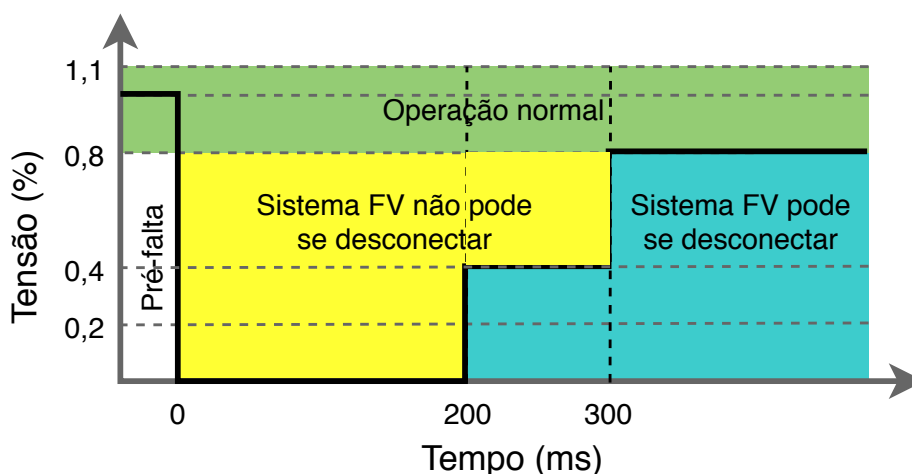


Figura 25 – Requisitos de suportabilidade a subtensão decorrentes de faltas na rede.
 Fonte: Adaptado de ABNT (2013).

A IEC 61727 requer expressamente que um sistema FV tenha proteção de curto-circuito de acordo com a IEC 60364-7-712:2002, assim o cabo de fornecimento

PV no lado AC é protegido por um equipamento que protege contra curto-circuito ou sobrecorrente. A norma chinesa GB/T 19939 é a única que define limites tanto para sobrecorrente, 150 % da corrente nominal, e o tempo de desconexão, 0,1 s. A australiana AS 4777.1 requer proteção de sobrecorrente se a distância entre o inversor e o quadro de distribuição exceder 3 m, a não ser que o inversor seja fornecido por uma fonte de corrente limitada, como nos casos de plantas fotovoltaicas; destaca-se que a maioria das normas não importa-se com a distância entre o inversor e o quadro de distribuição, exigindo apenas a proteção contra sobrecorrente. A IEEE 1547 não impõe requerimentos quanto corrente de curto-circuito, mas exige que a conexão suporte surtos de tensão e corrente (WU; LIN; LIN, 2017).

A IEEE 1547 foi a primeira de uma série de normas desenvolvidas relativa a interconexão de cursos distribuídos. As atualizações da norma destacam o aumento da importância de geradores distribuídos para a rede, participando de maneira mais ativa e com operação mais regulada. Toma-se como exemplo a regulação de frequência, em 2003 era proibido regular ativamente a frequência, já na versão de 2018 tornou-se obrigatória a capacidade de regulação ativa de frequência. A norma estabelece também:

- **Deve** suportar condições anormais de tensão e frequência;
- **Deve** prover resposta em frequência (*frequency-droop*);
- Pode prover resposta inercial.

Já na Alemanha a norma técnica para plantas de conexão conectadas a média tensão regulamenta sobre o suporte dinâmico para a rede em eventos de distúrbios de tensão (BDEW, 2008):

- Não desconectar da rede durante o período de falta;
- Injetar corrente reativa na rede durante uma falta de tensão;
- Não extrair, após a eliminação da falta, mais potência reativa do que antes da falta.

Na Tabela 12 constam as principais funções de suporte a rede elétrica, e a situação nas normativas para diversos países para unidades de baixa tensão. Tem-se que: "P" indica que está presente, "Par" parcialmente presente e "N/A" não aplicável.

Tabela 12 – Resumo requisitos de suporte de rede para diferentes países.

| | Brasil | Alemanha | Itália | Áustria | França | Europa | EUA | Japão |
|---------------------------------|---------------|-----------------|---------------|----------------|---------------|---------------|------------|--------------|
| Controle Q | - | P | P | P | - | P | P | N/A |
| Controle FP | - | - | P | Par | - | P | P | N/A |
| Controle frequência | - | P | P | P | P | P | P | N/A |
| Controle remoto de saída | - | P | P | P | - | - | P | Par |
| LVRT | P | - | P | - | - | - | P | P |
| HVRT | P | - | P | - | - | - | P | N/A |

Adaptado de: Hashimoto, Ustun e Otani (2017).

3 ESTRATÉGIAS DE MITIGAÇÃO

3.1 MÉTODOS E APLICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Tendo em vista os impactos advindos da instalação de SFCR apresentados na seção 2.2.9, surgem diversas abordagens a fim de permitir uma maior penetração de unidades distribuídas, sem que a qualidade e o fornecimento de energia sejam prejudicados. Além da inclusão de equipamentos, buscam-se novas formas de operação dos sistemas existentes e revisão de requisitos normativos.

Dentre as soluções apresentadas na literatura, a Tabela 13 indica as estratégias a serem discutidas nas próximas seções:

Tabela 13 – Resumo estratégias de mitigação dos impactos da microgeração fotovoltaica no sistema de distribuição.

| Estratégia | Vantagem | Desvantagem |
|----------------------------------|--|--|
| SAE | Redução do pico de carga Robustez e confiabilidade do sistema Controle do nível de tensão Maior aproveitamento da geração | Elevado custo de implementação Necessidade de grandes estruturas Limitação no número de ciclos de carga |
| Banco de capacitores | Atendimento de potência reativa Redução queda de tensão <i>Spinning reserve</i> | Elevado grau de dependência com a tensão Variação de maneira discreta Necessidade de controle para acionamento |
| Controle de injeção P e Q | Controle do perfil de tensão Atendimento potência reativa Redução queda de tensão <i>Spinning reserve</i> | Redução retorno financeiro |
| OLTC | Regulação de tensão ao ao longo da linha | Ação discreta Erro na estimativa da tensão no PAC Elevado custo de manutenção |
| OLTC+AVR | Regulação de tensão ao ao longo da linha Medição no PAC | |
| OLVR | Regulação de tensão contínua e rápida | Elevado custo de implementação Confiabilidade reduzida |
| Transformador inteligente | Regulação online de tensão ao longo da linha Controle de despacho de geração | Sistema de comunicação complexo |
| DSTATCOM | Regulação de tensão na barra Mitigação de interrupções | Demanda elevado valor potência aparente Elevado custo de implantação |
| SSSC | Potência menor que a carga Regulação de tensão no PAC Reduzir reatância da linha | Ação limitada ao sistema de armazenamento Elevado custo implantação Impossibilidade de mitigar interrupções |
| UPFC | Regulação de ângulo de fase Compensação Série | Elevado custo de implementação |
| Reconductoring | Redução da queda de tensão | Elevado custo de implantação |
| Inversores Multiníveis | Melhora QEEE Possibilidade de operação em baixa frequência Possibilidade de conexão sem elemento de acoplagem | |

Fonte: Autoria própria.

3.1.1 REVISÃO DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

A literatura aponta duas teorias principais para mitigação dos impactos no sistema de proteção e melhorar sua performance na presença de unidades geradoras

distribuídas, contudo a solução para os efeitos da variação da penetração e localização das unidades geradoras ainda não foi adequadamente determinada. A primeira seria a desconexão de geradores durante a falta para evitar a variação no perfil de corrente. Contudo, além de poder ocasionar problemas de sincronização no religamento, agrava a situação ao trazer mais alterações na potência, tensão e frequência, reduzindo assim a confiabilidade do sistema (VARGAS, 2018). Além disso impossibilita a utilização de fusíveis ultra-rápidos e relés de curva rápida (FANI; BISHEH; SADEGHKHANI, 2017).

A segunda trata-se de, além dos requisitos normativos apresentados na seção 2.2.9, a modificação dos parâmetros do sistema de proteção, seja por meio da substituição de equipamentos, de algoritmos ou limitando a corrente dos SFCRs. Propõem que os relés existentes instalados que são antigos ou ultrapassados sejam substituídos por novos. Esses devem ter a capacidade de serem programáveis, função de direcionalidade e função de distância (VARGAS, 2018). Contudo, o elevado custo e confiabilidade reduzida desses sistemas são consideradas desvantagens.

Fani, Bisheh e Sadeghkhan (2017) apresenta estratégias para a manutenção da coordenação do sistema de proteção para qualquer nível de penetração. Em um método propõem-se a modificação das curvas características do sistema de proteção, *Modified characteristic curve* (MCC); em que realiza-se a simulação para vários pontos para só então alterar os parâmetros dentro dos limites da região e das normativas vigentes. Outro método é a determinação de quais unidades afetam mais o sistema de proteção, *Output current limiting* (OCL), levando em consideração o nível de penetração e localização das unidades, com base nessas informações limita-se a saída de correntes dessas unidades, preservando assim a coordenação durante a falta. A estratégia OCL busca restaurar a coordenação ao ajustar o fator de incremento de corrente (k). Porém a modificação desse parâmetro tende a afetar o funcionamento da rede, se k for pequena a saída de corrente da unidade é limitada tanto para ausência de falhas quanto para aumento da carga. Por isso a importância do método modificar apenas unidades mais problemáticas, como por exemplo quando a unidade é próxima ao relé de *backup* (FANI; BISHEH; SADEGHKHANI, 2017).

Os relés programáveis são uma possibilidade que permite uma fácil parametrização por meio de um operador local de instalação ou remotamente, a depender da tecnologia do equipamento. Os relés direcionais seriam capazes de identificar o sentido da corrente, impedindo a operação indevida frente a variações, não comprometendo a confiabilidade e seletividade da proteção. Entretanto essa alternativa recai no alto investimento inicial necessário para aquisição desses relés, além da mão de obra e tempo necessário (VARGAS, 2018).

Outra alternativa citada é implementação de sistemas multiagentes e canais de comunicação entre os dispositivos de proteção. As informações são transmitidas

online, proporcionando precisão, agilidade e efetividade. Porém é somente possível caso os dispositivos de proteção possuam ou sejam adaptados para realizar o envio de informações. Demanda dessa forma, elevado investimento para implementar toda a infraestrutura necessária e, fica passível a falhas do canal de comunicação. Também considera-se a utilização de algoritmos computacionais, para a determinação dos pontos ótimos, limitação da corrente de falta de todos os SFCRs conectados a rede, aplicação de dispositivos limitadores de corrente de falta (VARGAS, 2018).

Como será melhor discutido na seção 3.1.3, os valores de potência ativa e reativa podem ser modificados a fim de eliminar a falta. A Figura 26 demonstra que frente a qualquer perturbação, pode ser requerido que a unidade cesse ou reduza sua injeção de potência ativa, deixando de contribuir para a falta. Algumas normativas, como as descritas na seção 2.2.5, estabelecem um limite inferior da potência nominal, para que a partir desse a injeção de potência ativa seja reduzida, iniciando a injeção de potência reativa.

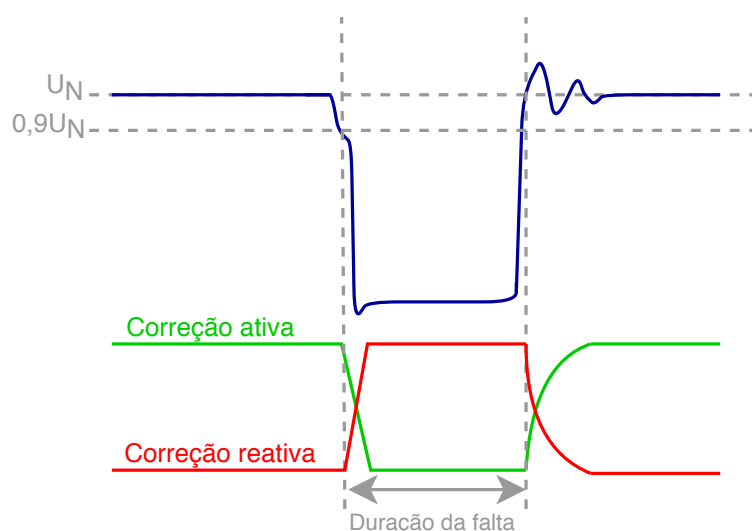


Figura 26 – Eliminação de falta com base na injeção de potência reativa.

Fonte: Autoria própria.

3.1.2 MÉTODOS ANTI-ILHAMENTO

Divide-se as técnicas de detecção de ilhamento em remotas e locais. Como próprio nome já diz, técnicas remotas exigem algum tipo de comunicação entre a concessionária, os dispositivos de proteção e manobra presentes na rede elétrica, e os geradores distribuídos. Possui como vantagem a elevada eficácia na identificação, porém possui alto custo de instalação devido ao sistema de comunicação e de aquisição de dados. As principais técnicas remotas são baseadas em sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA), sistema *Power Line Carrier Communication* (PLCC), rede de comunicação de dispositivos de proteção (VIEIRA, 2011).

Já as técnicas locais detectam o ilhamento usando medição de grandezas elétricas disponíveis no local de instalação da unidade distribuída, ocorrendo variações significativas o ilhamento é identificado. São subdivididas em métodos passivos e ativos. Os métodos passivos monitoram a condição de um ou mais parâmetros elétricos no PAC (VIEIRA, 2011). Podendo ser baseado principalmente em variações de tensão e frequência (OUV/OUF), desbalanço de fase (PJD) e o nível de distorção harmônica (total ou individual).

As técnicas de detecção ativas baseiam-se na desestabilização do sistema distribuído no momento em que a condição de ilhamento se torna presente. Inicialmente os métodos ativos forçam o sistema a uma condição de instabilidade que é estabilizada pela conexão com o sistema principal. Quando ocorre a perda de conexão entre a concessionária e a GD esse sistema torna-se instável devido a perda dos parâmetros impostos pela concessionária.

A principal vantagem desses métodos está na pequena ZND, porém causam deterioração da QEE. Os métodos encontram-se associados a geradores que utilizam inversores para a conexão com a rede elétrica. Os principais métodos são o desvio ativo de frequência (AFD), desvio ativo de frequência com *feedback* positivo (AFDPF), desvio de tensão de Sandia (SVS) e desvio de frequência da GE (GEFS).

Na Tabela 14 encontram-se listados os principais métodos para detecção de ilhamento, suas principais vantagens e desvantagens. Para maiores informações quanto o funcionamento do método de detecção de cada item é possível consultar Silva (2016).

Tabela 14 – Resumo dos métodos locais de detecção de ilhamento.

| Detecção | Método | Vantagem | Desvantagem |
|----------|------------------------|--|---|
| Passiva | OUV/OUF | Qualquer tecnologia de geração Obrigatório para inversores FV | Grande ZND |
| | PJD | Facilidade de implementação | Dificuldade em definir os limites Grande ZND |
| | Detecção de harmônicos | Ausência de ZND | Dificuldade em definir os limites |
| Ativa | AFD | Facilidade de implementação | Altos valores de DHT Interferências eletromagnéticas |
| | SVS | ZND praticamente nula Facilidade de implementação | Redução da eficiência do inversor |
| | GEFS | Pequena degradação de QEEE | |

Fonte: Autoria própria.

3.1.3 RESTRIÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA E CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA

Sendo a tensão uma característica local, os equipamentos utilizados para exercer tal tarefa devem estar presentes na vizinhança do nó que deseja-se controlar. Em redes de transmissão, o controle é realizado pela variação da tensão de excitação

dos enrolamentos de campo dos geradores síncronos. Tais geradores possuem a flexibilidade de permitir o controle de potência reativa gerada ou consumida em uma grande faixa de variação. Além dos geradores, alguns equipamentos são dedicados para o controle de tensão, como bancos de capacitores, reatores e dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*). Já em redes de distribuição, o controle de tensão é feito de forma diferente; os geradores não possuem habilidade de exercer a tarefa de regulação de tensão, pois implicaria em um aumento da potência dos equipamentos e do custo de investimento; além de ser indispensável a avaliação das sensibilidades das tensões em relação às potências ativas e reativas para a definição dos dispositivos auxiliares, uma vez que a relação R/X pode variar significativamente assumindo valores elevados, principalmente nos ramais de baixa tensão.

Uma das estratégias mais comuns para regulação dos níveis tensão no PAC é a interrupção ou limitação do fornecimento de potência ativa. É implementado no próprio sistema de controle dos inversores, que induzem a atuação de um sistema de proteção que desliga o inversor quando a tensão terminal CA assume valores superiores aos limites pré-fixados. A estratégia de controle pode consistir na ativação de um controlador proporcional integral (PI), por exemplo, capaz de limitar a potência ativa na saída do inversor de frequência sempre que determinado limiar de tensão for atingido, seguindo a primeira parcela da Equação 4 que relaciona diretamente a injeção de potência ativa com variações positivas da tensão.

O inconveniente é que o prosumidor fica limitado quanto à injeção de potência ativa, reduzindo os benefícios. Além disso, pode ocorrer o efeito em cascata, em que a interrupção ou redução de injeção de potência ativa em uma das fases, devido a atuação das proteções individuais dos inversores, pode levar ao aumento da tensão das outras fases rede, gerando assim um efeito em cascata que poderá provocar o desligamento de outros geradores próximos. O efeito cascata ocorre devido às correntes de neutro que derivam das cargas não-balanceadas, essas correntes criam tensões fase-neutro, levando às referidas elevações de tensão que podem ocasionar o desligamento de outros geradores na vizinhança (SILVA, 2019).

Outra vantagem da limitação de potência ativa é a criação de reservas de prontidão (*spinning reserve*). O termo trata de equipamentos conectados e sincronizados com a rede que podem incrementar o fornecimento de potência rapidamente antes mudanças de frequência, corrigindo desequilíbrios entre a geração e a carga causadas por quedas, ou saídas de geradores ou linhas de transmissão.

As abordagens mais recentes baseiam-se no controle de potência reativa do inversor. Trata-se uma estratégia muito eficiente, com performance superior durante transitórios, além de não requerer investimentos extras. O controle de tensão e potência reativa (controle volt/VAr) é uma das funções mais importantes em sistema de Automa-

ção de Distribuição Avançada (DA) e de um moderno sistema de gerenciamento de distribuição, conhecido como *Distribution Management System* (DMS). Além disso, o controle volt/VAr pode proporcionar ações coordenadas entre equipamentos de controle, com a implementação de diferentes funções objetivos que variam de acordo com o objetivo da operação, permitindo a redução no fluxo de reativos e a melhoria dos níveis de tensão na rede de distribuição (EICHKOFF, 2018).

Um exemplo de abordagem para aumento do margem de potência reativa é apresentada (SU; MASOUM; WOLFS, 2014). A estratégia baseia-se na otimização de componentes da potência aparente da unidade, conforme o definido a seguir:

1. Otimização de Q: aplicada em condições normais de operação, nela o inversor terá a capacidade de fornecer potência reativa as custas de aumentar as perdas no inversor;
2. Otimização de Q com aumento da capacidade do inversor: devido ao limite de injeção de reativos do inversor pode ser que a opção 1 não seja suficiente, assim os inversores fotovoltaicos podem ser sobre dimensionados para permitir uma maior quantidade de potência reativa;
3. Otimização de P e Q com aumento da capacidade do inversor: em função do controle de potência reativa em redes de distribuição com elevado valor de R/X , a opção 2 pode não fornecer o resultado desejado, então um controle abrangente é implementado, há restrição de potência ativa para cada inversor, permitindo o controle tanto de potência ativa quanto reativa.

As faixas de operação utilizadas são ilustradas pela Figura 27:

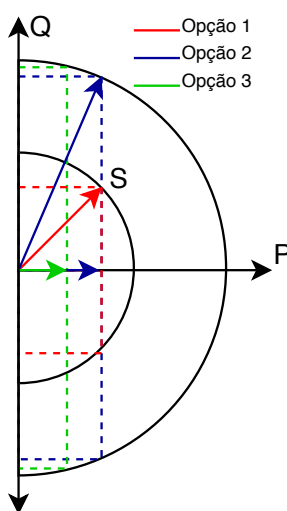


Figura 27 – Estratégia de controle proposta por Su, Masoum e Wolfs (2014).
Fonte: (SU; MASOUM; WOLFS, 2014).

No Brasil, a regulamentação já permite a comunicação bidirecional entre o inversor utilizado no SFCR e a subestação. Os sinais de telecomando permitidos pela ABNT (2013) são: o controle de potência ativa e reativa gerada pelo sistema fotovoltaico e desconexão do sistema fotovoltaicos da rede; porém desconhece-se a existência de redes de controle descentralizado que utilizem comunicação bidirecional (MME, 2019).

3.1.4 RECONDUCTORING

A rede de distribuição pode ser reconfigurada para melhorar o perfil de tensão ao incrementar a área transversal dos alimentadores, já que alimentadores com cabos de maior seção possuem impedâncias mais baixas. Analisando a Figura 2.2.1 é possível verificar que dessa maneira a queda de tensão ao longo do alimentador será reduzida (LIU et al., 2012). Além disso com uma relação $\frac{R}{X}$ menor os métodos de regulação de tensão baseados na capacitância são mais efetivos (SHAHNIA et al., 2010). Porém, destaca-se que a modernização dos alimentadores, apesar de efetiva, trata-se de uma abordagem com elevado custo, não sendo atualmente justificada visto os benefícios fornecidos (LIU et al., 2012).

3.1.5 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Sistemas de armazenamento de energia (SAE), ou do inglês *Energy Storage System* (ESS), incluem tecnologias mecânicas, elétricas, eletro-mecânicas e térmicas, que podem atuar na integração de fontes intermitentes ao suavizar a energia gerada ao longo do tempo. Assim, concessionárias de energia podem utilizar a infra-estrutura disponível e recursos energéticos de forma mais eficiente.

Podem atuar armazenando energia quando a geração for superior a demanda, e suprir a carga quando a demanda for maior que a potência da rede, esse modelo é conhecido como *load levelling mode*. Já no *arbitrage mode* a energia é obtida da rede a preços mais baixos, em períodos fora de pico, armazenada nos bancos de bateria e então utilizada em horários que a energia é mais cara. Caso não seja permitido que a unidade jogue os excedentes na rede, utiliza-se de *export curtailment mode*, assim o excesso de geração é armazenado pelo banco de baterias e utilizado posteriormente em períodos com pouca ou nenhuma geração; é importante nesse caso prevenir problemas de tensão.

De acordo com REN (2018), a capacidade de armazenamento mundial em baterias é de 3 GW em 2019, esse valor inclui apenas instalações de grande escala (*utility-scale*). Sendo que Austrália, China, República da Coreia, Reino Unido e Estados Unidos da América, correspondem por aproximadamente 80% dos novos bancos de baterias instalados em 2018, com o preço reduzindo cerca de 40% durante 2018 (REN, 2018).

Essa estratégia é um avanço em relação ao proposto no item 3.1.3, no qual utiliza-se um sistema de armazenamento de energia para evitar que a potência ceifada durante momentos de sobretensão seja completamente perdida. A implementação exige um sistema de conversão inteligente capaz de injetar no barramento a maior quantidade possível de potência e armazenar quando necessário (CHOWDHURY et al., 2011).

Os ultracapacitores (U-cap) podem ser utilizados para armazenar quantidades consideráveis de energia. Não ocorrem reações químicas durante o processo, permitindo assim uma maior quantidade de ciclos de carga e descarga. Outra vantagem é uma maior densidade de potência comparado com baterias, reduzindo consideravelmente o espaço necessário. Destacam-se os modelos baseados em capacitores eletroquímicos de dupla camada, do inglês *electrochemical double layer capacitor* (EDLC), porém preço é um delimitador (INSTITUTE, 2010).

Baterias de chumbo ácido são consideradas a tecnologia mais desenvolvida comercialmente. Apesar de uma densidade de energia menor, e um ciclo de vida limitado, continuam prevalecendo devido ao seu valor. Estudos recentes buscam substituir por materiais mais leves, como carbono, para melhorar a densidade de potência e energia.

A alta densidade de energia e peso relativamente baixo, tornam baterias de íon de Li uma alternativa atraente para aplicações em que o espaço e peso são limitações. Além disso apresentam uma auto-descarga lenta e não é identificado efeito memória. Devido a elevada eficiência de conversão, compacidade e ciclo de vida elevado, têm sido consideradas para aplicações de suporte de rede nas fornecedoras de energia elétrica locais, como armazenamento de energia, sistemas móveis de suporte de rede, sistemas de gestão energética de usuário final, regulação de frequência e até suavização de entrada para fontes intermitentes (INSTITUTE, 2010). Na Tabela 15 encontra-se uma comparação entre diferentes tipos de dispositivos de armazenamento:

Tabela 15 – Comparativo entre tecnologias de armazenamento.

| Dispositivo | Densidade de energia | Densidade de potência | Ciclo de vida |
|-----------------------------|----------------------|-----------------------|---------------|
| Íon de Li | 150-250 | 180 | 1200 |
| Bateria de chumbo ácido | 30-50 | 100-200 | 200-300 |
| Bateria NiMH | 60-120 | 250-1000 | 300-500 |
| Bateria de brometo de zinco | 85-90 | 300-600 | 2000 |
| Ni-Cd | 40-60 | 150 | 1500 |
| Na-S | 150 | - | - |
| Ultracapacitor de íon de Li | 10-20 | 900-9000 | <100000 |
| EDLC | 2-8 | 500-5000 | <100000 |

Fonte: Chowdhury et al. (2011).

Sistemas de armazenamento mecânicos como, Usinas Hidrelétricas Reversíveis - UHRs (*Pumped Hydro Storage*), armazenamento por ar comprimido (*Compressed Air Energy Storage*) e volantes de inércia (*Flywheel Energy Storage*), apresentam outra vantagem no controle do baçanço energético do SEP.

As UHRs armazenam energia por meio do bombeamento de água do reservatório de nível inferior para o de nível superior, e fornecendo potência quando a água é transferida do reservatório de nível superior para o inferior. A energia armazenada é proporcional ao volume de água no reservatório superior e à altura da queda de água. Torna-se um recurso muito utilizado para moderar as diferenças periódicas na disponibilidade de energia. Apresentam vida útil e custo de capital semelhantes aos dos projetos de geração hidroelétrica, compartilhando de restrições semelhantes, como localização para implantação dos reservatórios de nível superior e inferior, impactos ambientais, alto custo de capital inicial e prazos elevados para a sua implantação (JAVED et al., 2020). Segundo dados de REN (2018), a capacidade mundial de armazenamento em UHRs atingiu a marca de 160 GW em 2018.

Parques convencionais de geração necessitam de uma fonte externa para serem acionados, usualmente essa energia é provida por geradores a diesel, contudo é possível utilizar a energia armazenada com a função de auto restabelecimento (*Black Start*). Outro serviço oferecido pelos dispositivos de armazenamento é corte de pico (*Peak Shaving*), que consiste na utilização do estoque de energia para redução da quantidade de eletricidade contratada das concessionárias em momentos de alto consumo, reduzindo ou até mesmo eliminando a necessidade de usinas adicionais de geração (MAYNARD, 2019).

Sistemas robustos de armazenamento, como hidrelétricas reversíveis e sistemas de ar pressurizado, possuem velocidade de resposta para atuarem no acompanhamento de carga (*Load Following* ou *Energy Balancing*), e conseqüentemente garantir o balanceamento contínuo nas redes de transmissão. Ao absorver a geração adicional ou suprir a energia faltante, também podem atuar na regulação de frequência (*Frequency Regulation*) (MAYNARD, 2019).

3.1.6 MITIGAÇÃO DE COMPONENTES HARMÔNICAS

Uma tecnologia que apresenta crescimento, principalmente por fornecer energia com melhores aspectos de QEE, são os inversores multiníveis. O número de níveis da tensão de saída deste tipo de inversor é definido pelo número de magnitudes de tensão entre o ponto da saída e um ponto de referência do inversor (OLIVEIRA, 2016). Nos terminais de saída podem-se gerar formas de onda divididas em vários degraus ou níveis. O aumento no número de níveis reduz a distorção da forma de onda do sinal

de saída em relação a uma dada referência, como por exemplo, uma forma de onda senoidal.

O perfil de componentes harmônicos gerados depende da configuração do inversor e da técnica de controle utilizada, sendo que inversores multiníveis apresentam harmônicos de frequência mais elevadas. As componentes espectrais, para estes inversores, aparecem a partir dos valores de $2n \pm 1$ e múltiplos destes valores, onde n é o número de níveis da saída do inversor. Além disso as componentes harmônicas apresentam amplitude relativamente pequena (OLIVEIRA, 2016). Em (PIMENTEL et al., 2011), o resultado da simulação realizada para um sistema monofásico indicou que, conforme o número de níveis aumenta mais a onda aproxima-se da senoide de referência.

Muitos tipos de filtros e estratégias de chaveamento têm sido desenvolvidos visando à mitigação do THD na tensão. Contudo, tais procedimentos não são tão eficazes no que se refere às emissões de corrente (PATSAIDES et al., 2007). Em Heskes, Myrzik e Kling (2008) efetuou-se um levantamento de algumas das soluções aplicadas, um resumo da causa da harmônica e a medida de mitigação indicada é apresentado na tabela 16.

Tabela 16 – Resumo medidas de mitigação em relação a causa da poluição harmônica.

| Problema | Estratégia |
|--|--|
| Cargas não lineares dentro da rede de distribuição | Amortecimento resistivo |
| Cargas não lineares fora da rede de distribuição | Filtro série ativo central |
| Elevada impedância devido ressonância paralela | Amortecimento resistivo |
| Baixa impedância devido ressonância série | Filtro série ativo central Amortecimento resistivo limitado |

Fonte: Autoria própria.

Como citado anteriormente em 2.2.7, harmônicas de corrente provenientes de cargas não lineares propagam-se na rede e geram harmônicas de tensão no PAC. Assim, sugere-se a inserção de cargas resistivas extras na rede, para que a ressonância paralela seja reduzida e conseqüentemente amenizar as harmônicas de tensão no PAC (HESKES; MYRZIK; KLING, 2008).

Filtros passivos em geral são conectados a rede em derivação, criando um caminho de condução para as correntes harmônicas. A localização ideal para a instalação é próximo a carga que gera a poluição. Apresentam como a desvantagem o aparecimento de ressonâncias não desejadas, essas surgem devido a interação com os outros componentes da rede, como por exemplo outros filtros de harmônicas passivos (HESKES; MYRZIK; KLING, 2008).

Já os filtros ativos são conectados em série com a rede e compensação harmônicas de tensão ao adicionar tensões contrárias. Normalmente são posicionados no ponto central para isolar duas áreas, assim um lado do filtro pode possuir nível de poluição diferente que o outro lado. Para evitar que as correntes harmônicas propaguem-se, é indispensável que as cargas lineares encontrem um caminho de corrente próximo (HESKES; MYRZIK; KLING, 2008).

Outra estratégia é a compensação paralela, com filtros ativos *shunt* por exemplo, que conseguem minimizar os harmônicos presentes na corrente da carga, operando como fonte de corrente controlada. Compensa os harmônicos injetando as componentes harmônicas drenadas pelas cargas com um deslocamento de fase de 180° , assim a melhor localização para instalação é próximo a carga poluidora (HESKES; MYRZIK; KLING, 2008). Dentre os filtros ativos tem-se o Static Var Compensator (SVC) e o Static Synchronous Compensator (STATCOM), abordados com mais detalhes na seção 3.1.8, que possuem a capacidade de compensar a magnitude da tensão da rede.

3.1.7 CAPACITORES FIXOS OU CHAVEADOS

A demanda de potência reativa da carga pode ser suprida pela subestação ou pela alocação de bancos de capacitores ao longo do transformador. Entretanto, o maior benefício de suprir a potência reativa localmente é a redução da corrente fluindo ao longo do alimentador, reduzindo a queda de tensão e melhorando o nível no PAC (LIU et al., 2008).

Bancos de capacitores podem ser fixos (conectados permanentemente) ou chaveados (conectados quando necessário para proporcionar potência reativa variável em intervalos discretos). Porém tanto a curva da carga na rede de distribuição BT quanto a potência gerada pela unidade FV variam continuamente assim a variação de forma discreta não é uma solução viável para regulação de tensão. Além disso, a injeção de potência reativa do capacitor varia com o quadrado da tensão, caindo consideravelmente para baixas tensões, onde é mais necessária. Durante falhas, bancos de capacitores podem não ser uma alternativa viável para regulação de tensão em redes de BT com unidades PV (LIU et al., 2008).

A sob-compensação do alimentador (associada com muita capacitância) ocasiona aumento de tensão no transformador e talvez exija a ação do regulador de tensão na subestação, rebaixando-a para acomodar o aumento de tensão. Os controles usados para o chaveamento dos bancos de capacitores podem ser baseados em:

- Tempo: de acordo com a hora do dia;
- Temperatura: cargas pesadas como ar-condicionados estão relacionadas com a temperatura ambiente;

- Tensão: baixa tensão no alimentador é uma indicação de carga pesada;
- Fluxo de potência reativo: para balancear a potência reativa exigida pela carga;
- Corrente do alimentador: semelhante ao controle de potência reativa, porém a implementação é menos cara.

3.1.8 EQUIPAMENTOS PARA REGULAÇÃO DE TENSÃO

Tradicionalmente, o método de regulação de tensão mais empregado nos sistemas de distribuição tem sido o uso de comutadores de *taps* em transformadores. No transformador de distribuição geralmente são empregados comutadores de *taps* mecânicos de operação manual sem carga (*No-Load Tap Changers*). Contudo, OLTCs permitem a regulação automática da tensão, sendo então muito utilizados em transformadores de subestações e reguladores de tensão ao longo das redes primárias. O elevado custo do equipamento e de manutenção fazem com que a aplicação destes seja mais restrita.

Os OLTCs são tipicamente construídos como um autotransformador com *taps*, os controles medem a tensão e a corrente da carga, estima-se a tensão no ponto no ponto remoto e então provoca a mudança do *tap* quando o valor ultrapassa o limite. Múltiplas mudanças de *tap* serão efetuadas até que a tensão retorne aos limites. Cada mudança permite uma margem de $\pm 10\%$ da faixa de tensão do transformador, com um total de 32 posições, assim cada posição de tensão apresenta $0,625\%$ da tensão nominal (LIU et al., 2008), conforme a Equação 13.

$$\frac{V_{MT}}{V_{BT}} = \frac{1 + tap}{1} \quad (13)$$

Pode ser classificado como convencional ou eletrônico dependendo do mecanismo de mudança dos *taps*. Os convencionais possuem partes mecânicas móveis que ocasionam um alto tempo de resposta, elevado custo de manutenção e elevadas taxas de falha durante a operação. Assim, não são recomendados para aplicações em que rapidez e inúmeras comutações são desejáveis (FAIZ; SIAHKOLAH, 2006).

Em contrapartida, em OLTCs de estado sólido as partes mecânicas são substituídas por chaves eletrônicas, permitindo a operação em altas frequências. Permitindo assim, melhor tempo de resposta, correção de vários problemas em linhas AC (como o *flicker*). Ainda são necessários mais estudos a fim de permitir altas frequências de chaveamento e melhorar o tempo de resposta. Os maiores problemas em OLTCs de estado sólido, são a descontinuidade causada por seu controle em etapas e a limitação na quantidade de comutações.

Recentemente reguladores de tensão sob carga (*On-load Voltage Regulator-OLVR*) baseados em um transformador de potência eletrônico (*Electronic Power Transformer-EPT*) foram propostos para obter regulação de tensão rápida e contínua, substituindo os OLTC convencionais. A tensão resultante na carga é mantida dentro da faixa desejada ao se injetar uma componente de tensão apropriada aos enrolamentos do transformador tradicional por meio da saída do EPT (YANG et al., 2013).

EPTs são utilizados para eliminar os inconvenientes dos transformadores baseados em cobre e ferro, como elevado peso, sensibilidade a harmônicos, queda de tensão sob carga e problemas ambientais relativos ao óleo mineral. Apesar disso, na aplicação em questão, atuarão como serviço auxiliar de regulação de tensão para um transformador de frequência. Elimina-se assim a necessidade de comutadores mecânicos, permitindo regulação rápida e contínua. Contudo o preço, confiabilidade e disponibilização são deficiências da tecnologia (YANG et al., 2013).

Outra forma efetiva de controle é utilizar um regulador automático de tensão (*Automatic Voltage Regulator - AVR*) para realizar a medição no PAC, e então alterar a configuração dos *taps*. O conjunto OLTC+AVR funciona a partir de um temporizador que é ativado quando uma das tensões remotamente medidas sai dos limites estabelecidos. No geral estabelece-se um *delay* de uma centena de segundos, portanto, haverá mudança de *tap* no transformador OLTC caso os dados de tensão coletados pelo AVR permaneçam fora dos limites de referência durante um tempo de 120 segundos (ALEEM; HUSSAIN; USTUN, 2020). Considerando que o lado do transformador com *taps* variáveis é o lado de média tensão, a tensão do lado do gerador será variada de acordo com a relação apresentada na Equação 13.

Em (QUEVEDO et al., 2014) utilizou-se de comutadores eletrônicos de *taps*, a fim de fornecer às concessionárias dispositivos OLTC mais estáveis e eficientes. Também conhecido como transformador inteligente, permite o controle *online* da tensão secundária do transformador por meio um comutador eletrônico de *taps* sob carga, aliado a um sistema de comunicação bidirecional com a concessionária local. Para a assistência do sistema de distribuição frente a GD, pode atuar no controle do despacho das unidades distribuídas, evitando sobretensão no lado secundário; implementação de um laço de comunicação entre o transformador e a concessionária de energia; verificação *online* do carregamento da carga no PAC. Um entrave para a aplicação é a necessidade de um sistema de comunicação adequado, fato incomum nos sistemas de distribuição atuais.

Dispositivos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*) são definidos uma série de equipamentos que utilizam a eletrônica de potência e que permitem obter um sistema mais confiável, flexível e eficaz. Permitem a regulação de tensão, redução das perdas, aumento da capacidade de transmissão, melhora dos

limites de estabilidade transitória e amortecimento de oscilações (TORTELLI et al., 2010).

Considerando os FACTS (*shunt*), os mais conhecidos são o *Static VAR Compensator* (SVC) e o *Static Compensator* (STATCOM). O SVC injeta ou absorve potência reativa, por meio de bancos de capacitores e indutores, da barra em que encontra-se conectado. Já o STATCOM utiliza uma fonte de tensão CC que por meio de chaves GTO faz a conversão em tensão AC com a mesma frequência fundamental da linha de transmissão (PUPIN, 2018).

Os dispositivos FACTS série são utilizados com intuito de manipular a reatância série efetiva da LT, e assim controlar o fluxo de potência. O *Thyristor Controlled Series Capacitor* (TCSC) atua chaveando indutores por meio de tiristores, esses indutores são ligados em paralelo com bancos de capacitores. Já o *Static Synchronous Series Compensator* (SSSC) insere uma tensão série em sincronismo com a corrente da linha, a magnitude e ângulo dessa tensão série influencia diretamente a reatância série efetiva da linha de transmissão (PUPIN, 2018).

Dispositivos tidos como de segunda geração, como o STATCOM e o SSSC, baseiam-se em um conversor fonte de tensão síncrona *Voltage Source Converter* (VSC), que utiliza-se de semicondutores controlados, como por exemplo: *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT), *Integrated Gate Commutated Thyristor* (IGCT) ou *Gate Turn-Off Thyristor* (GTO). Esses componentes permitem elevadas velocidades de comutação, gerando tensões e correntes com menor distorção harmônica e controle em frequências relativamente elevadas (GHAHREMANI; KAMWA, 2014).

O STATCOM opera conectado diretamente a barra, melhorando assim a qualidade de energia naquele ponto de acesso, pois regula a magnitude da tensão e pode minimizar as oscilações sofridas pela barra. A tensão fornecida à barra pelo dispositivo permite controlar o nível da tensão na barra de instalação com o fornecimento/consumo de potência reativa. Em seu funcionamento considera que se o fasor de tensão do equipamento, \bar{V}_{ST} , for de maior magnitude que o fasor de tensão da barra, \bar{V}_i , o STATCOM fornece reativos a barra (característica capacitiva), caso contrário consome reativos (característica indutiva) (PUPIN, 2018).

O STATCOM apresenta como desvantagem uma elevada demanda de potência aparente, isso ocorre por atuar na correção da tensão tanto do lado da carga quanto da fonte (JESUS et al., 2006). *Distribution STATCOM* (DSTATCOMs) com capacitância de barra DC têm sido aplicados para melhorar o limite de penetração fotovoltaica em redes de distribuição BT, por meio de baixos valores de capacitância da barra DC - se limites apropriados são impostos na corrente de sequência negativa. O DSTATCOM não é capaz de compensar corrente de sequência zero do terminal de entrada, assim uma porção significativa continua fluindo (CHEN et al., 2012). Uma recomendação

geral é que o DSTATCOM seja instalado a 2/3 do início do alimentador, para melhores resultados quanto a desbalanço de tensão (SINGH et al., 2011).

Na Figura 28 é apresentada a estrutura de um STATCOM. Também possui a capacidade de suprir completamente a tensão do sistema durante uma interrupção de curta duração. Comportando-se como um gerador, consegue suprir a tensão nominal da carga. Destaca-se contudo a necessidade de um tempo de resposta rápido, além de uma energia armazenada no capacitor suficiente (JESUS et al., 2006).

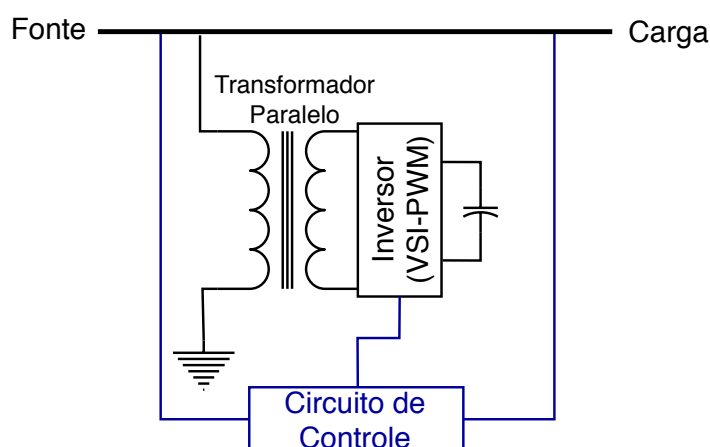


Figura 28 – Estrutura básica STATCOM.
Adaptado de: Jesus et al. (2006).

O SSSC possui a mesma natureza do STATCOM, porém encontra-se instalado em série com a linha de transmissão, insere assim tensão série em sincronismo com a corrente da linha. Pode ser aplicado a LT com o objetivo de controlar o fluxo de potência, ou com o objetivo de reduzir a reatância equivalente da LT, e assim aumentar a capacidade de transmissão desta linha. É um dispositivo tipicamente aplicado em longas linhas de transmissão, que possuem elevadas reatâncias série e susceptância *shunt*. Na Figura 29 encontra-se a estrutura básica de um STATCOM (PUPIN, 2018).

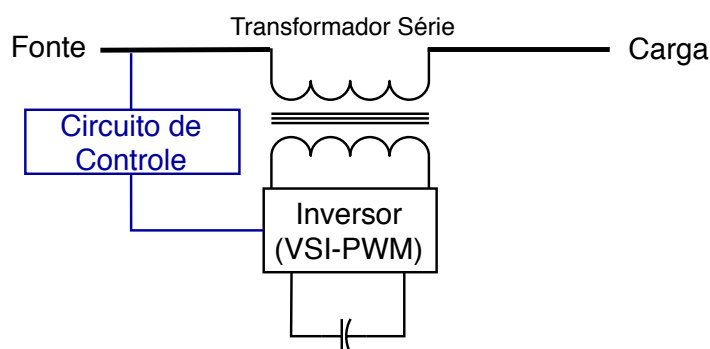


Figura 29 – Estrutura básica SSSC.
Adaptado de: Jesus et al. (2006).

Como supre apenas o complemento de tensão para a carga, o SSSC possui a vantagem de ter a potência menor do que a carga. Como desvantagem encontram-se o elevado custo e a impossibilidade de mitigar interrupções (JESUS et al., 2006). Se o valor do fasor de tensão série inserida pelo SSSC, \tilde{V}_{SC} , estiver em fase com a corrente da linha ocorre a absorção ou injeção de potência ativa, se o ângulo estiver em quadratura com a corrente da linha ocorre a injeção ou absorção de potência reativa.

Por fim, o controlador de fluxo de potência (*Unified Power Flow Controller-UPFC*) pode ser entendido como a associação de um STATCOM (*shunt*) com um SSSC (série) acoplados pelo barramento CC. Uma ilustração do arranjo das duas estruturas apresentadas anteriormente é apresentada na Figura 30. Pode injetar ou absorver potência ativa e reativa no ponto de conexão ao SEP. Dependendo da magnitude e fase da tensão na saída do conversor série aplicados pode assumir funções de regulação de tensão, compensação série, regulação de ângulo de fase e multifunções de fluxo de potência.

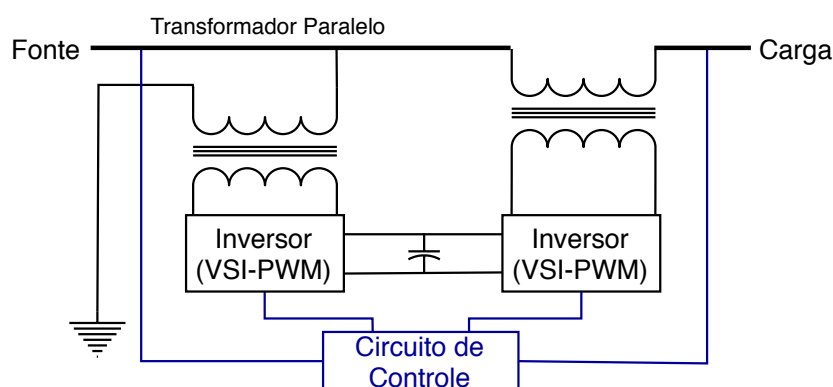


Figura 30 – Estrutura básica UPFC.
Adaptado de: Jesus et al. (2006).

Dependendo das características da rede elétrica e dos próprios compensadores instalados, a injeção de de harmônicos pode tornar-se um problema. Nesse contexto, tem focado-se em topologias baseadas em conversores de seis e doze pulsos, multi-níveis ou PWM, a fim de se reduzir as harmônicas geradas. Outra prática é a instalação de filtros sintonizados ou amortecidos (JESUS et al., 2006).

3.1.9 CONTROLE COORDENADO ENTRE CONCESSIONÁRIA E INVERSOR FV

O controle de tensão em um sistema de distribuição tradicional, normalmente é ativado ao se incorporar um OLTC, capacitores chaveados (*Switched Capacitors - SC*), reguladores de tensão (*Step Voltage Regulator - SVR*). Em situações de alta variação de carga, ocasionados pela inserção de geração distribuída, o controle coordenado seria uma alternativa, mas não costuma ser empregado em redes de distribuição, o que limita a capacidade de controle de tensão. Já na transmissão, esse tipo de controle é

largamente empregado e chega a ser decomposto em duas ou três etapas hierárquicas: controle primário, controle secundário e controle terciário (SILVA et al., 2017).

Em Carvalho, Correia e Ferreira (2008) propôs-se um método para injeção de potência reativa, em que ao invés de controlar a tensão na barra, apenas garante-se a não ocorrência de aumento de tensão. Dessa maneira tensão torna-se independente da geração. Porém no próprio documento cita-se o elevado número de comutações do OLTC e perdas no alimentador. Outra desvantagem é a necessidade de informações quanto as impedâncias do alimentador a montante. Um controle coordenado entre os equipamentos da concessionária, como OLTCs, SVCRs, SVCs, ou sistemas de armazenamento, pode ser uma opção para a mitigação dos problemas de regulação de tensão em redes de distribuição de baixa tensão (DARATHA; DAS; SHARMA, 2013).

Na Figura 31 ilustra-se o controle coordenado de um sistema de armazenamento distribuído com OLTC, e SVR, proposto para mitigação do aumento de tensão em locais com elevada penetração fotovoltaica. Durante o período de menor carga, caso verificado aumento de tensão, primeiramente ocorre a mudança de *taps*; em seguida o controle centralizado envia o sinal de carregamento para os controles SOC (*State of Charging*), esses irão carregar as baterias para reduzir o número de comutações do OLTC e conseqüentemente reduzir o fluxo de potência reverso. No pico de carga, o controle centralizado envia o sinal para os SOC descarregarem as baterias, assim o pico de carga é reduzido (LIU et al., 2012).

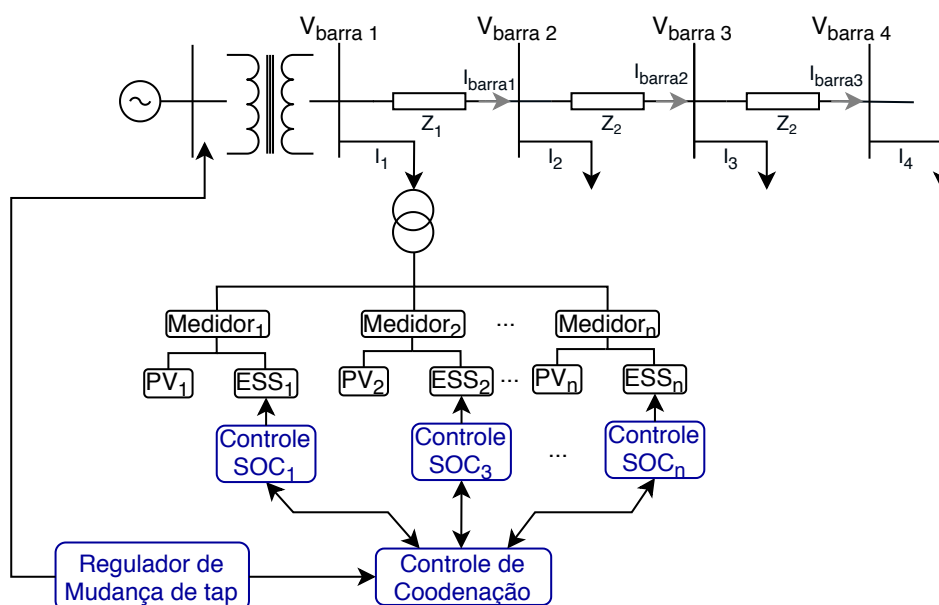


Figura 31 – Controle coordenada de sistema de armazenamento com OLTC.
Fonte: (LIU et al., 2012).

De maneira prática, caso não ocorrer elevação de tensão, o OLTC permanece utilizando o método tradicional para manter a tensão dentro dos limites; se a tensão

na barra 1 encontrar-se fora dos limites, a operação do OLTC ainda foi finalizada, não necessitando o uso do ESS; contudo, se a tensão na barra 1 estiver normal, e as barras 2 ou 3 estiverem fora da faixa determinada, o ESS será utilizada. O controle SOC implementado permite a manutenção dos limites do ESS, possibilitando a extensão do ciclo de vida (LIU et al., 2012).

Alguns cenários investigam permitir que o inversor controle a tensão no PCC com reguladores de tensão tradicionais, como OLTCs e capacitores chaveados. Se esses equipamentos não estiverem projetados e coordenados de maneira correta, pode ocorrer aumento na frequência de operação. O controle efetivo requer o desenvolvimento de um algoritmo apropriado para o controle de tensão coordenado das plantas já existentes, para então considerar múltiplas conexões (MUTTAQI et al., 2015).

3.2 TRAJETÓRIA DOS PAÍSES QUANTO A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A proposição de ajustes regulatórios para o Brasil teve elevada contribuição de informações reunidas a partir de experiências internacionais. A evolução econômica do mercado, requisitos técnicos de conexão e até mesmo estratégias de mitigação seguem trajetórias com pontos comum em diversos países. Algumas comparações entre normativas técnicas foram tratadas no capítulo 3.1.9, nas seções a seguir serão apresentados os principais países em relação a GD, o histórico do mercado e principais marcos:

3.2.1 ESTADOS UNIDOS

Em nível federal, a promoção de fontes renováveis está diretamente associada à busca pela redução das emissões de gases do efeito estufa (MME, 2019). Vários estados do país contam com leis para o sistema *net metering* em vigor. Inicialmente o método era aplicado a instalações fotovoltaicas do tipo *rooftop*, ou seja, residenciais de pequeno porte com consumo local, contudo em expandiu-se para aplicações residenciais e comerciais. O sucesso das políticas de incentivo logo resultaram em momentos com abundância de energia fotovoltaica na rede, criando desafios para as *utilities* (fornecedora de energia elétrica local) em balancear a demanda visto essa fonte imprevisível (IEA, 2019b).

Entre 1996 e 1997 em alguns estados implementou-se o sistema *Net Energy Metering* (NEM), com a energia injetada valorada conforme a tarifa final varejista, de modo que os créditos gerados mensalmente são acumulados e, ao final do período de faturamento abatidos do consumo total. Os prosumidores que ao fim de 12 meses ainda possuírem créditos podem receber um pagamento proporcional à quantidade de energia excedente, chamado de *Net Surplus Compensation* - NSC (BATISTA et al., 2018). Ao longo dos anos o programa sofreu alterações quanto a inclusão de pequenas

turbinas eólicas, aumento da potência dos sistemas, inclusão de pequenos e grandes consumidores comerciais e industriais.

Em novembro de 2017, 38 estados além do distrito de Columbia e três territórios possuíam regras estaduais para algumas fornecedoras de energia quanto o *net-metering*, outros dois estados sem leis estaduais mas com algumas *utilities* que aceitam, e por fim sete estados e um território com leis estaduais para outra forma de compensação da geração distribuída (NC CLEAN ENERGY TECHNOLOGY CENTER, 2020).

Com a evolução dos sistemas, muitos estados opuseram-se a aplicação do NEM com preços a varejo, alegando a redução da receita para manter a estrutura da rede e *cost-shift*. Assim alguns estados estão ajustando as regras de compensação aplicadas, incluindo taxas com horário de utilização e taxas para locais específicos.

O estado no Arizona por exemplo, em 2015 estabeleceu que os créditos de energia são calculados com base em uma tarifa específica para energia gerada em excesso, aumentou o valor da tarifa de serviço e reduziu a tarifa volumétrica. Outra forma de garantir a correta remuneração é a praticada em Nova York, que os créditos remanescentes são calculados com base nos custos evitados em função da geração distribuída (MME, 2019). No estado da Pensilvânia, a compensação remota é restrita a unidades consumidoras em um raio de aproximadamente 3,6 km do local da unidade de geração, e na mesma distribuidora; os sistemas são de no máximo 3MW e o consumidor deve pagar os custos dos equipamentos necessários à rede (ANEEL, 2018c). Já o estado de Indiana está eliminando gradualmente o NEM, o que irá atrasar novos investimentos em energia fotovoltaica (IEA, 2019b).

O estado da Califórnia destaca-se pela elevada presença de geração renovável, assim como políticas de eficiência energética. A rede elétrica é operada por um órgão estadual *California Independent System Operator* - CAISO, que conta com poucas conexões com o restante do país. Devido a variabilidade das fontes renováveis, mantém as termoelétricas, principalmente a gás natural, operando continuamente para garantir o fornecimento (MME, 2019).

A *US Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) trata-se da agência independente que regula a transmissão interestadual de eletricidade, gás natural e petróleo, ela exige que as concessionárias que possuem injeção de energia renováveis na rede façam previsões de sua geração. No caso da Califórnia, a CAISO efetua diariamente uma previsão horário para o dia seguinte, que é usada para a programação da geração convencional. Sete horas antes e 105 minutos antes de cada hora são feitas novas previsões. Nas unidades FV também são feitas previsões da geração para os próximos minutos, utilizando técnicas de imageamento do céu (câmera zenital) e acompanhamento da direção e velocidade de deslocamento das nuvens (MME, 2019). Essas previsões de curtíssimo prazo permitem que a variabilidade da geração intermitente

seja progressivamente mitigada. Há a tendência que as previsões sejam passadas em tempo real ao operador do sistema.

A CAISO identificou um fenômeno advindo do aumento da participação da geração fotovoltaica na matriz estadual, a chamada curva do pato (*duck curve*) caracteriza-se pela queda acentuada da carga líquida, que pode ocorrer em torno da metade do dia em função de uma grande parcela da carga ser atendida pela geração solar, exigindo a retomada abrupta para o atendimento da demanda de pico justamente no momento que não se pode contar com a geração FV. A Figura 32 apresenta as curvas anuais em relação as horas do dia a partir de 2013.

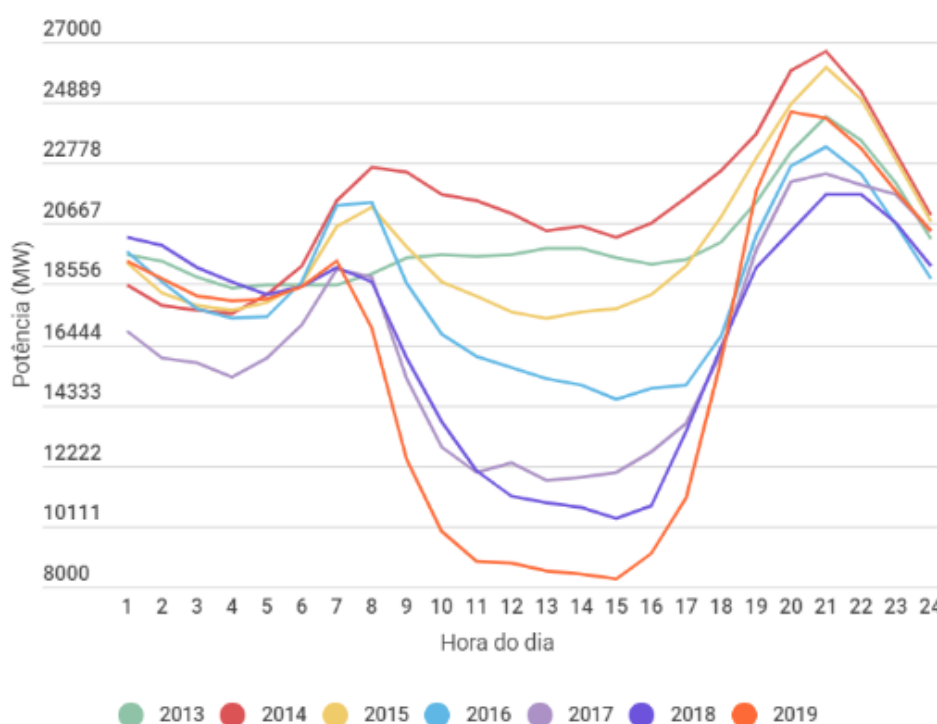


Figura 32 – Curva do pato entre 2013 e 2019 para a Califórnia.
Fonte: IEA (2020a).

As curvas apresentadas na Figura 32 evidenciam o aumento da disparidade em relação aos anos, indicando a piora do fenômeno, ainda mais considerando o forte incentivo estadual para todas as residências possuam sistemas *rooftop*. Em alguns casos, o excesso de geração fotovoltaica pode resultar em excedente de potência na rede, acarretando em preço negativo da eletricidade e forçar a restrição de injeção (IEA, 2019b). Para o abrandamento, propõe-se sistemas de armazenamento e limitação de injeção.

3.2.2 ALEMANHA

A Alemanha foi um dos países pioneiros no incentivo à GD em BT, principalmente com a instalação sistemas *rooftop*, como também geração renovável de grande porte,

principalmente a eólica, conforme a Figura 33. Visto sua experiência em energia renovável, o termo *Energiewende* - diretriz criada em 2010 que visa transformar o setor energético alemão, promovendo um sistema energético seguro, acessível e com sustentabilidade ambiental até 2050 - tornou-se um termo internacional que refere-se a revolução energética.

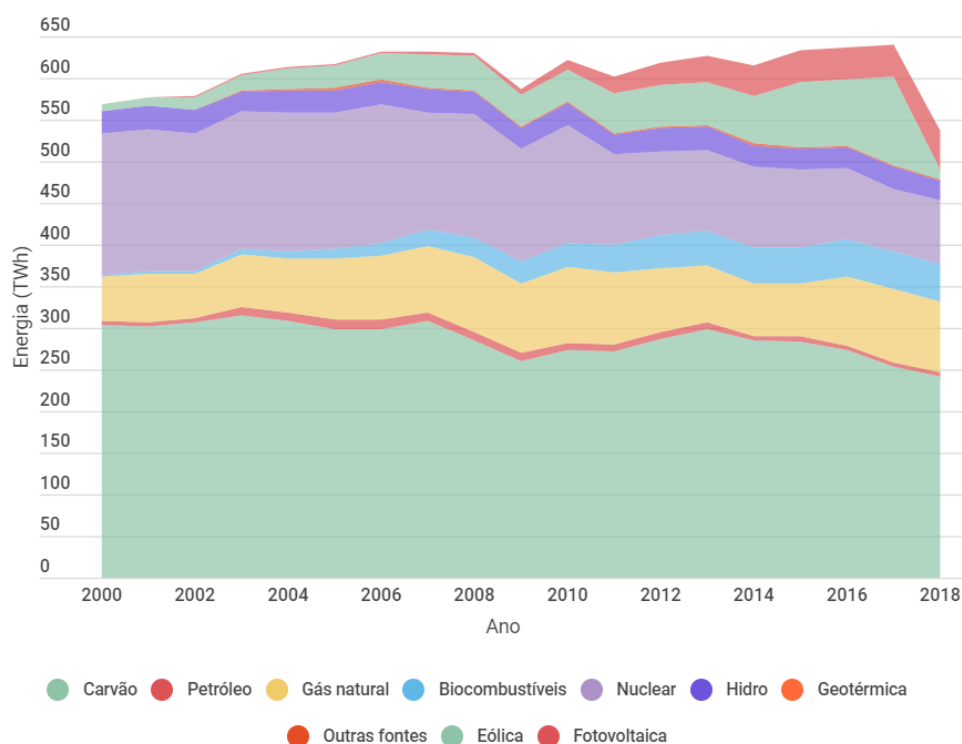


Figura 33 – Energia elétrica gerada na Alemanha entre 2000 e 2018.

Fonte: IEA (2020b).

O intercâmbio energético entre o país e o sistema interligado europeu (ENTSO-E) também é uma forma de garantir o atendimento a carga. O ENTSO-E possui uma operação complexa, com intercâmbios energéticos entre os diversos países. Nesse cenário a Alemanha de maneira líquida é exportadora boa parte do ano, necessitando importar durante o verão - período de menor geração eólica e maior geração fotovoltaica.

A Figura 34 representa o intercâmbio energético no ano de 2019, em que valores positivos indicam importação e negativos indicam exportação para outros países. Esse intercâmbio permite maior segurança de fornecimento entre locais com diferente matriz energética.

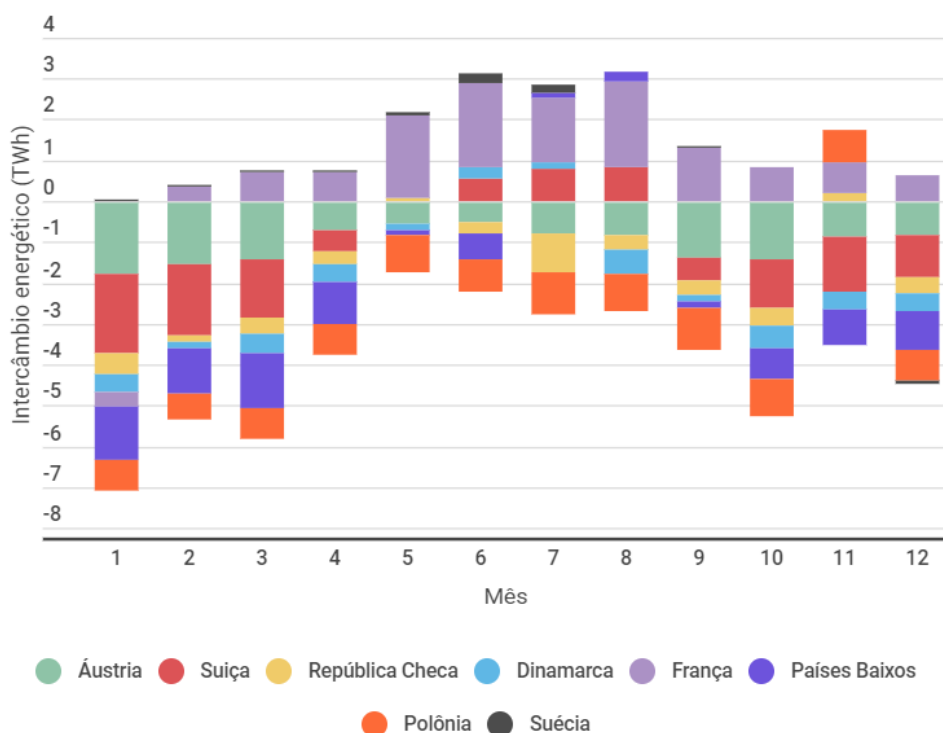


Figura 34 – Intercâmbio energético da Alemanha no ano de 2019.
Fonte: Fraunhofer ISE (2020b).

A flexibilidade do sistema elétrico alemão é provida pelas usinas térmicas convencionais, principalmente a gás e em menor parcela a carvão, sendo complementado por sistemas *Pumped Storage*. Dados do Fraunhofer ISE apontam uma capacidade de 9,81 GW em 2020 no país (FRAUNHOFER ISE, 2020a). Visto o desligamento planejado das nucleares até 2022, e o desligamento planejado para as térmicas a carvão em 2038, a flexibilidade necessária para integração das fontes renováveis precisa ser cuidadosamente monitorado e reavaliados (IEA, 2020c).

A demanda alemã pode ser considerada independente do crescimento econômico, ficando relativamente constante nos últimos anos. Assim, conforme a matriz foi crescendo, o país buscou solucionar os problemas advindos do crescimento das fontes alternativas, implementando as medidas regulatórias e normativas necessárias, acompanhadas de desenvolvimentos tecnológicos. No caso da geração distribuída foram diversos os instrumentos de incentivo, contudo destaca-se as tarifas *feed-in*.

A partir da Lei do *feed-in* de 1990, qualquer consumidor pode possuir um SFCR, e caso necessário, a concessionária deve efetuar por conta própria os reforços da

rede requeridos para acomodar os sistemas fotovoltaicos. Também define que as concessionária devem comprar a energia gerada por fontes renováveis, o valor para plantas eólicas e fotovoltaicas era de 90% da tarifa final de energia. Em paralelo outros programas de incentivo foram implementados, como 1000 (1993) e 100000 (1999) *Roofs Programme*. Na primeira empreitada foi concedido auxílio financeiro de até 70% do investimento, já na segunda o incentivo se dava por meio de linhas de financiamento com baixas taxas de juros (CASTRO; DANTAS, 2018).

No início dos anos 2000, o *Renewable Energy Sources Act* (EEG), foi o instrumento utilizado para expansão da geração renovável. Estabeleceu garantia de conexão, prioridade de despacho, compensação de corte de injeção e suporte financeiro por 20 anos para as fontes renováveis. Além da reformulação do programa *feed-in* em que definiu-se uma tarifa específica para cada fonte de energia. Um ponto de destaque é que, para unidades instaladas a partir de 2002 existiria uma regressão do FiT de 5% ao ano. Em 2004 uma nova reformulação da EEG promoveu o aumento da remuneração para unidades FV residencias, além da retirada do limite para o tamanho máximo das usinas (IEA, 2020c).

O crescimento dos custos associados ao *feed-in* motivaram uma nova reforma em 2009, em que a regressão estática foi substituída por uma regressão dinâmica, dependente da capacidade instalada de cada fonte de energia. Além de mecanismos para mitigar os efeitos negativos sobre a estabilidade das redes elétricas, como incentivos para o autoconsumo de energia, e a obrigatoriedade de sistemas de controle remoto e medição para unidades maiores que 100kW.

No ano de 2012 a EEG sofreu duas atualizações, com destaque para uma taxa de digressão mensal flexível entre 0-2,8% ao longo do ano para a FIT, e manutenção da isenção de taxas volumétricas para o autoconsumo. No *Feed-In Premium* criado, o prosumidor recebe pela venda de eletricidade no mercado e a diferença entre a remuneração estabelecida e o preço do mercado (CASTRO; DANTAS, 2018).

A partir de 2014 (EEG 2.0), todas as novas unidades geradoras de energia renovável são responsáveis por vender sua geração no mercado *spot* (EPEX), e são recompensadas por meio do *premium*. Buscou-se também facilitar a transição para um mercado sem o FIT, adotando-se as seguintes estratégias:

- Projetos pilotos de leilões para instalação de fotovoltaicas de grande porte foram introduzidos;
- Maior investimento na rede de transmissão (particularmente para aumentar as conexões entre o norte e o sul do país);

- Estabelecimento de metas para participação de fontes renováveis no atendimento do consumo de eletricidade.

As tarifas oferecidas decrescem com o aumento do tamanho do sistema, assim a maior atratividade está em sistemas em unidades com capacidade inferior a 10 kW. Sistemas com 100 kW podem receber a *feed-in* tradicional, já sistemas de maior capacidade recebem a *feed-in premium*, plantas com capacidade instalada maior que 1MW precisam participar de leilões.

Na Figura 35 há o desenvolvimento da *feed-in tariff* entre 2004 e 2019 (IEA PVPS, 2020). Mesmo sem o suporte financeiro da FIT tanto pequenas como grandes plantas ainda são atrativas; no caso de unidades residenciais o *Levelized Cost of Energy* (LCOE) está em torno de 0,10 €/kWh, e o preço de eletricidade em torno de 0,29 €/kWh, além do incentivo ao consumo próprio e instalação de baterias.

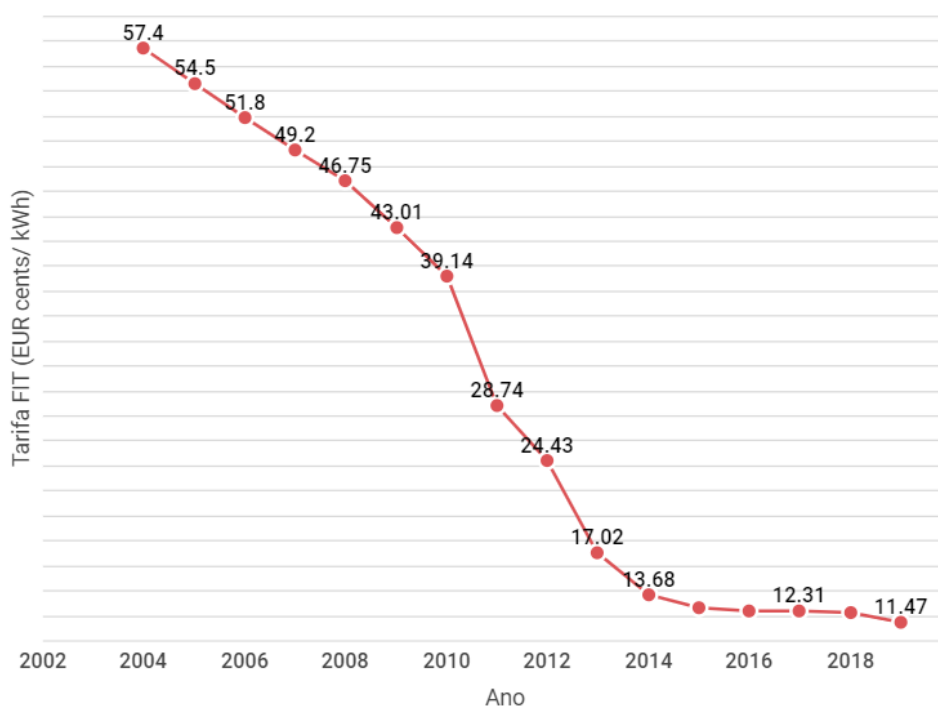


Figura 35 – Desenvolvimentos da tarifa FIT para pequenos sistemas FV (<10 kW). Adaptado de: IEA PVPS (2020).

Para a mitigação dos impactos técnicos ocasionados à rede de distribuição, os operadores estabeleceram que antes de implementar reforços e extensões na rede, ocorre uma otimização da operação. Por exemplo, considerando problemas no nível de tensão, efetuou-se a adoção de controles avançados na subestação de média/alta tensão; trocar a topologia da rede seria efetivo se as linhas elétricas na BT fossem conectadas, o que no geral não ocorre (BAYER et al., 2018).

Ao cessar as possibilidade de otimização da rede, e o transformador atingir seu limite, as seguintes estratégias pode ser implementadas para o problema de tensão: primeiramente a substituição do transformador por um de maior potência - caso a área possua elevada penetração fotovoltaica a instalação de um transformador adicional torna-se viável para dividir a rede BT em duas partes; por fim a instalação de cabos paralelos permite a redução da resistência da rede, e por consequência das quedas de tensão (BAYER et al., 2018).

3.2.3 JAPÃO

O acidente nuclear de Fukushima em 2011 teve relevantes implicações para a política energética japonesa, e acabou por explicitar a necessidade de mudanças no planejamento energético aplicado até o momento. Um conselho de energia e meio-ambiente foi constituído, e tornou-se responsável por planejar a matriz elétrica, respeitando as limitações impostas para a geração nuclear (IEA, 2016a).

A desativação das usinas nucleares teve como consequência direta a escassez no fornecimento de energia elétrica no leste do país. Tal crise poderia ter sido mitigada com o fornecimento de energia pela região oeste, todavia o oeste possui frequência de 60Hz enquanto o leste possui frequência de 50Hz. Em vistas da capacidade de conversão presentes atualmente, tornou-se necessário buscar outras alternativas para a manutenção do atendimento (IEA, 2016a).

Em 2014 estabeleceu-se uma série de metas, que incluem a redução do custo da geração de eletricidade, redução de emissões de gases do efeito estufa (GEE) e participação de fontes renováveis entre 22 e 24%. Dentre as renováveis, o plano desenvolvido destaca geração fotovoltaica, com 7% da matriz nacional até o ano de 2030. Diversos incentivos foram aplicados nesse ponto, entre os precursores implementados desde o ano de 1990, destaca-se o *Japan's Residential PV Dissemination Program* (RPVD), iniciado em 1994 - constituía-se de um tipo de subsídio com reembolso de até 50% do custo de instalação dos sistemas FV (IEA, 2016a).

Em junho de 2009 implementou-se o *Purchasing Scheme for Solar PV Electricity*, consiste em incentivos a partir de tarifas *feed-in* para sistemas com até 500 kW, válida por um período de 10 anos. O custo de compra de excedentes era repassado por cada distribuidora aos seus consumidores. Seguindo a tendência mundial em 2011 foi reformulado, definindo novos valores para as tarifas. Como um resultado geral do sistema, obteve-se expressiva expansão da capacidade instalada entre 2008 e 2011, concentrando a maioria das novas instalações no segmento residencial (CASTRO; DANTAS, 2018).

Em 2012 o sistema foi revisto e passou a incluir a compra de energia gerada em sistemas FV, eólicos, hidroelétricas, plantas geotérmicas e à biomassa. O foco era o

desenvolvimento dos sistemas não residenciais, em que a tarifa recai sobre a totalidade da energia gerada no sistema; sistemas com até 10 kW a tarifa *feed-in* incide sobre o excedente injetado na rede. Os custos de compra sendo pagos em parte pela *utilities* - uma parcela proporcional ao custo evitado com a compra de energia - e o valor restante repassado a todos os consumidores de energia elétrica, por meio de uma taxa para energias renováveis, - proporcional ao volume de energia consumido, independente se o consumidor possui ou não sistema de geração renovável.(CASTRO; DANTAS, 2018).

Desde sua introdução, o modelo FIT têm demandado investimentos significativos, entre julho de 2012 até janeiro de 2016 foram 26,9 GW de energia renovável instalada, sendo 22,1 GW de FV de grande escala, 3,8 GW de FV residencial, seguido por eólica *onshore* e biomassa. Mesmo que a quantidade total de projetos FV registrados não represente uma grande quantidade da demanda total, a concentração regional ocasiona problemas técnicos quanto a integração e custos econômicos (IEA, 2016c).

Um nova reforma em 2016 teve como objetivo diversificar as fontes renováveis, e controlar o aumento do custo de manutenção da política. O ponto central é a criação de leilões reversos para a contratação de projetos fotovoltaicos de grande porte, além de novos critérios de certificação aos projetos que ainda não tivessem obtido o consentimento para conexão (IEA, 2016a). A aprovação de novos projetos FIT ocorre por ofertas, em 2019 ocorreram quatro ofertas: para unidades fotovoltaicas maiores que 500 kWAC e maiores que 2 MWAC. O preço de compra é definido no esquema *pay-as-bid*, em que o preço de oferta é definido como o preço de compra (IEA PVPS, 2020).

De acordo com IEA PVPS (2020), em 2019 os valores da tarifa FIT permaneceram abaixo do que utilizado em anos anteriores, e para os próximos anos serão definidas como uma categoria uniforme, independente do dispositivo para responder ao corte de injeção.

Em alguns regiões que a HC foi ultrapassada, o governo obriga os novos sistemas a incluírem a instalação de dispositivos para a redução da injeção de eletricidade para a rede em momentos críticos. Revela-se assim um aumento da dificuldade relacionada à obtenção de aprovação do sistemas para o programa (CASTRO; DANTAS, 2018). Na região de Kyushu por exemplo, o corte ocorre na primavera e outono, quando a demanda de eletricidade cai (IEA, 2016c).

3.2.4 REINO UNIDO

A região tem liderado a transição para uma economia com baixo carbono por meio de ações climáticas ambiciosas, tanto a nível nacional quanto internacional. A matriz elétrica do país avançado quanto as energias renováveis, com o aumento de térmicas a gás natural, nuclear, eólica (principalmente *off-shore*) e fotovoltaica. Além

disso, comprometeu-se em desligar todas as térmicas a carvão remanescentes até 2025 (IEA, 2019a)

Em 1990 estabeleceu-se o programa *Non Fossil Fuel Obligation* (NFFO), a partir dele as distribuidoras são obrigadas a comprar energia elétrica oriunda de fontes renováveis a um preço acima do valor de mercado. Sendo o *premium* financiado pelo imposto incidente aos combustíveis fósseis. Essa política não obteve grandes resultados devido ao direcionamento a energia nuclear, então em 2002 foi substituído pelo *Renewable Obligation* (RO). Esse baseia-se em certificados verdes, com cotas de participação de renováveis estabelecidas para as distribuidoras. O objetivo do mecanismo foi equalizar o custo marginal da geração renovável entre os diferentes agentes, possibilitando o crescimento da matriz (CASTRO; DANTAS, 2018).

Devido as dificuldades de financiamento e incentivar a geração de pequena escala, em 2010 implementou-se o sistema *feed-in*. Geradores recebem por cada kWh gerado, com uma tarifa de geração que depende da fonte, capacidade da instalação e data de comissionamento; e um pagamento adicional de taxa fixa por cada kWh exportado para a rede. O custo do programa é repassado aos consumidores por meio da fatura de energia elétrica. Unidades fotovoltaicas são enquadradas em *Microgeneration Certification Scheme* (MCS) quando possuem potência menor que 50 kW, já para ROO-FIT devem possuir uma potência entre 50 kW e 5 MW (BEIS, 2020).

Os valores de FIT são revisados regularmente para garantir um tempo de retorno adequado, que encoraje investimentos, mas principalmente evitar a sobrecompensação. O sistema foi revisto em 2011/12 e 2015. Após a última revisão o governo reduziu o nível de suporte e determinou o fim do FIT para novos requerentes a partir de março de 2019 (IEA, 2019a). Até seu fim o programa acumulou um total de 6604,2 MW e 985.700 instalações, sendo 80,7% da potência representada pela geração FV. Dentro da FV destaca-se que praticamente 70% da potência instalada é em unidades menores que 50 kW (BEIS, 2020).

O esquema *feed-in* será substituído pelo modelo *Smart Export Guarantee* - SEG, contudo os níveis de potência e tecnologias permitidas são semelhantes. As concessionárias são obrigadas a fornecer o certificado para qualquer planta que seja qualificável, já o valor pago para cada kWh injetado irá variar de acordo com as características da rede e de cada fornecedor de energia (OFGEM, 2020).

O sucesso do modelo FIT e de uma política *low-carbon* refletiram diretamente no custo da eletricidade na Grã Bretanha, principalmente a partir de 2016. O valor da tarifa de energia elétrica é de maneira geral mais elevado que a média europeia, isso pode ser justificado por impostos e o valor das políticas citadas anteriormente, assim como a interconexão limitada que a ilha possui com a Europa continental, limitando o intercâmbio de energia (IEA, 2019a).

3.2.5 ITÁLIA

A estratégia adotada para atendimento dos acordos para redução de emissões de gases estufa no país é o uso massivo de fontes renováveis e mecanismos de eficiência. Os métodos de incentivo vão desde certificados para o setor industrial, restituição de impostos, quanto a fundos para setor industrial e administração pública (IEA, 2016b).

Em 2005 o decreto ministerial denominado *Primo Conto Energia* iniciou o incentivo específico para a micro e mini geração fotovoltaica. Definiu uma tarifa *feed-in* do tipo *premium* para as plantas com geração FV com capacidade entre 1 e 1000 kW (CASTRO; DANTAS, 2018). Na modalidade *premium* há uma remuneração adicional ao preço da eletricidade no mercado atacadista. O valor por kWh pago pelo *Gestore Servizi Energetici* (GSE) varia de acordo com o tamanho da planta (GSE, 2020).

Inicialmente estimava-se uma redução de 2% no valor pago ao ano para os novos projetos a partir de 2006, baseado exclusivamente na redução do preço de implementação de sistemas FV. Os custos de manutenção do sistema eram repassados aos consumidores por meio de sobretaxa na tarifa, mais especificamente o componente A3 da tarifa varejista. Em 2007 o projeto foi revisto, com a adição de tarifas diferenciadas para instalações rurais, parcialmente integradas ou sistemas integrados a edificações (CASTRO; DANTAS, 2018).

Fora o *premium*, outros benefícios podem ser somados ao *feed-in* tradicional: plantas com até 20 kW podem participar no *net-metering*; plantas com capacidade superior 20 kW podem vender os excedentes à *utility* a um preço pré-estabelecido pelo regulador (IEA, 2016b). Em 2009 o *net-metering* foi limitado a sistemas com até 200kW, além da mudança da compensação física de eletricidade injetada para uma compensação econômica (CASTRO; DANTAS, 2018). Mesmo com os ajustes do valor da tarifa paga, não verificou-se redução no crescimento do mercado. O *quarto conto energia* introduziu níveis mais baixos de suporte, sujeitos a reduções regulares ao longo do tempo, além de um limite anual para manutenção dos custos do mecanismo (IEA, 2016b).

Já o *quinto conto energia* surgiu para conter os custos do mecanismo, estabeleceu uma tarifa *feed-in all-inclusive*, aplicável a plantas renováveis com potência inferior a 1 MW. O limite de 6,7 bilhões de euros de dispêndios anuais com a política foi atingido em julho de 2013, pondo fim ao *feed-in*. Assim o *Scambio Sul Posto* (SSP) passou a ser a única política disponível, sendo uma modalidade específica de autoconsumo local em que injeta-se na rede o excesso de geração, ao mesmo tempo que quando necessário pode retirar da rede o necessário para atendimento da demanda interna. A GSE fornece uma compensação econômica parcial de acordo com a diferença entre a

energia introduzida a rede, com menor valor, e o pago pela eletricidade consumida, que inclui os encargos para acesso à rede (GSE, 2020).

O SSP prevê o reembolso pago pelo GSE seja até o ponto em que a eletricidade gerada e o consumo anual se igualem, sendo referente ao custo da energia, encargos do sistemas e custos de transmissão e distribuição. Os sistemas maiores que 200 kWp não são reembolsados por encargos do sistema. Pequenos produtores podem optar pelo *Ritiro Dedicato*, em que é possível vender a eletricidade gerada no mercado livre. A GSE atua como um mediador, comprando à tarifa fixa até 2000 MWh de cada produtor, os excedentes são vendidos a preço de mercado (IEA PVPS, 2020).

Mesmo a cobrança da componente de potência nas tarifas de distribuição, não foi suficiente para cobrir os custos fixos da rede, implicando em sub-arrecadação. Uma nova regulação sob estudo propõe definir uma estrutura em que os componentes fixo e de potência da tarifa de distribuição correspondam ao novo cenário, mantendo o equilíbrio entre o crescimento da GD e o pagamento das distribuidoras. Progressivamente estão sendo estabelecidas taxas específicas aos prosumidores, de modo que contribuam com o custeio da rede. Trata-se de uma tarifa anual que varia de acordo com a capacidade instalada do sistema (IEA PVPS, 2020).

Seguindo a meta de 30% de energia de fonte renovável de uso final até o fim de 2030, entre janeiro e outubro de 2019 foram 43200 novas unidades fotovoltaicas residenciais, representando 41% da capacidade instalada em 2019. Plantas com potência entre 20 kW e 1 MW são atribuídas de acordo com uma cota baseada em critérios de prioridade, nesse contexto são previstos entre 2019-2021 um aumento de 1570 MW na potência instalada de geração eólica e fotovoltaica. Já plantas superiores a 1 MW precisam passar por leilões, sendo previstos 5500 MW de geração eólica e fotovoltaica entre 2019-2021 (IEA PVPS, 2020).

O perfil das instalações italianas, ao contrário das instalações alemãs e japonesas contempla em sua maioria conexão em MT (15-20kV) (CASTRO; DANTAS, 2018). Além disso, boa parte da geração intermitente, eólica e solar, encontra-se localizada no sul e centro do país, dificultando a mitigação dos impactos causados pela variabilidade característica dessas fontes. A fim de conter os impactos técnicos advindos da GD, o regulador focou em três abordagens: pesquisa, programas pilotos e implementação. Permitindo a aquisição de conhecimento antes da definição completa do método de incentivo e medidas de mitigação (CRISPIM et al., 2014).

O desenvolvimento de *smart grid* no nível de distribuição tem melhorado o atendimento e reduzido os custos de operação do sistema elétrico italiano. Há um 32 milhões de medidores inteligentes instalados em residências e empresas em todo o país. Esses medidores funcionam para medição remota, monitoramento de interrupções,

detecção de fraudes, chaveamento do fornecimento, carregamento de veículos elétricos e integração de renováveis (IEA, 2016b).

3.2.6 AUSTRÁLIA

A Austrália está presenciando um crescimento rápido na geração de energia eólica e fotovoltaica, devido a uma combinação de políticas e aumento da competitividade das tecnologias implementadas. No entanto o desenvolvimento ocorreu de forma desigual no território, em 2016 o estado de *South Australia* teve uma participação de 38% de energia eólica e 17,8% de participação de fotovoltaica residencial, que representa muito mais que a média nacional, com 2,7% de fotovoltaica e 4,7% de eólica (IEA, 2018). Assim, mesmo não estando entre os países com maior capacidade fotovoltaica no mundo, destaca-se por ser o com maior nível de penetração no segmento residencial. Na Figura 36, a geração de energia elétrica para cada um dos estados é ilustrada.

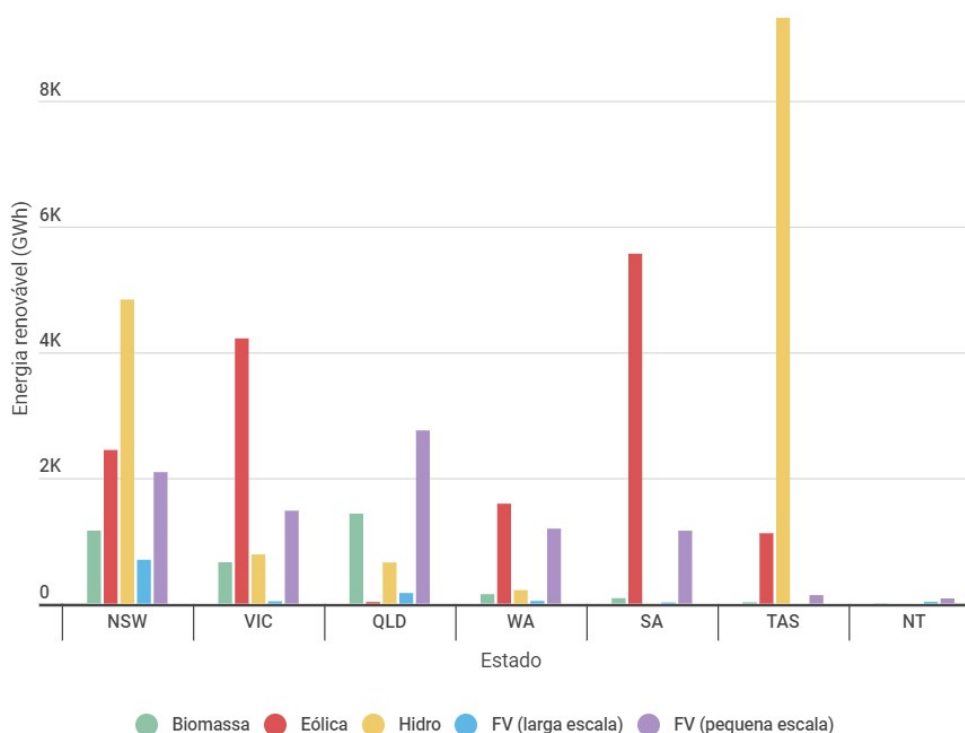


Figura 36 – Geração de eletricidade por fontes renováveis para os estados da Austrália. Fonte: DoEE (2020).

O país possui apenas seis estados, que somado ao fato de possuírem baixa densidade populacional, faz com que o sistema elétrico nacional seja pouco interconectado. São dois sistemas de eletricidade principais, o *National Electricity Market* (NEM) que representa 85% do mercado de eletricidade australiano, e o *Wholesale Electricity Market* (WEM) com 10% do mercado. O restante encontra-se com consumo local em sistemas

isolados (*off-grid*), que contém consumidores industriais e pequenas comunidades, atendidos principalmente a partir do gás natural e diesel (CASTRO; DANTAS, 2018).

No ano de 2009 foi implementado o *Renewable Energy Target* (RET), que funciona com créditos para cada 1 KWh de energia renovável gerado. A meta era de 20% de geração renovável para 2020. Dando destaque a FV, a fim de o maior nível de radiação solar do mundo presente no país (HUA; OLIPHANT; HU, 2016).

Em 2011 o RET foi segmentado em sistemas de grande escala (*Large-scale Renewable Target - LRET*) e pequena escala (*Small-scale Renewable Energy Scheme - SRES*). Os certificados para unidades de pequena escala são concedidos em adiantamento, considerando o montante da geração esperada ao longo de 15 anos (ou entre o ano de instalação e 2030 - ano de encerramento da política), garantindo que parte dos custos de implementação sejam recuperados.

O elevado crescimento da geração FV residencial e comercial é fundamentado em dois aspectos econômicos principais: elevado valor das tarifas de eletricidade e sistemas FV acessíveis com tempo de *payback* entre 3 e 5 anos (IEA PVPS, 2020). Os custos incorridos na compra desses certificados são repassados aos consumidores por meio da tarifa de eletricidades. Caso as cotas definidas para participação de energias renováveis não sejam atendidas, os agentes são penalizados, devendo pagar uma taxa por MWh (HUA; OLIPHANT; HU, 2016).

Paralelamente, o governo federal definiu em 2008 o sistema *feed-in* para pequenas geradores fotovoltaicos. A partir de 2013 todas as fontes renováveis tornaram-se elegíveis. Os critérios e especificidades do modelo *feed-in* são definidos de maneira estadual. Na maioria dos estados os sistemas elegíveis possuem capacidade entre 5 e 10 kW, com tarifas válidas por 20 anos (CASTRO; DANTAS, 2018).

Há ainda dois regimes de exportação, o *gross metering* e *net-metering*. No primeiro toda a energia produzida pela planta FV é injetada na rede, um medidor contabiliza esse valor e gera uma receita com base na FIT para cada kWh; o consumo é verificado por outro medidor e contabilizado com base na tarifa de varejo. Já no NEM o consumidor injeta apenas o que resta do autoconsumo, o pagamento é apenas sobre o volume excedente com base na FIT (IEA, 2018).

Nos últimos anos muitos dos programas vêm passando por drásticas reduções da FIT, em alguns casos até vetando a entrada de novos participantes (CASTRO; DANTAS, 2018). No estado de *New South Wales* o sistema foi encerrado para inscrição de novos projetos ainda em 2011, após as tarifas por kWh sofrerem elevada redução. Já no estado de Vitória em 2012 o sistema *feed-in premium* sofreu redução do valor da tarifa e implementou-se o esquema *Standard* que garantia a remuneração do excedente

injetado na rede a partir da tarifa aplicada ao mercado varejista (CASTRO; DANTAS, 2018).

O estado de *Queensland* destaca-se pelo fato que o esquema FIT aplicado era financiado pelos consumidores de eletricidades, por meio de um aumento artificial da tarifa de distribuição acima do limite definido regulatoriamente. Associado ao esquema de incentivo federal, também financiado via tarifa, ocasionou uma aumento do valor da tarifa e conseqüente aumento da pressão pública. Por fim, em 2012 o valor da tarifa foi reduzido drasticamente, contudo o número de instalação fotovoltaicas aumentou substancialmente, implicando no fim do sistema em 2014 com um total 843,1 MW de unidades FV instaladas (SIMSHAUSER; NELSON, 2014).

De acordo com REN (2016) a Austrália ficou entre os 10 países com maior número de novos projetos fotovoltaicos instalados, somando 0,9 GW de capacidade adicional. Têm-se que 16% das residencias possuem sistemas fotovoltaicos. Para *South Australia* e *Queensland* cerca de 30% dos consumidores residenciais possuem sistemas fotovoltaicos. Na Figura 37, consta o potencial instalado para cada ano de acordo com a faixa de potência, destaca-se que no gráficos não constam as potências entre 5MW e 30MW já que não são o foco da discussão.

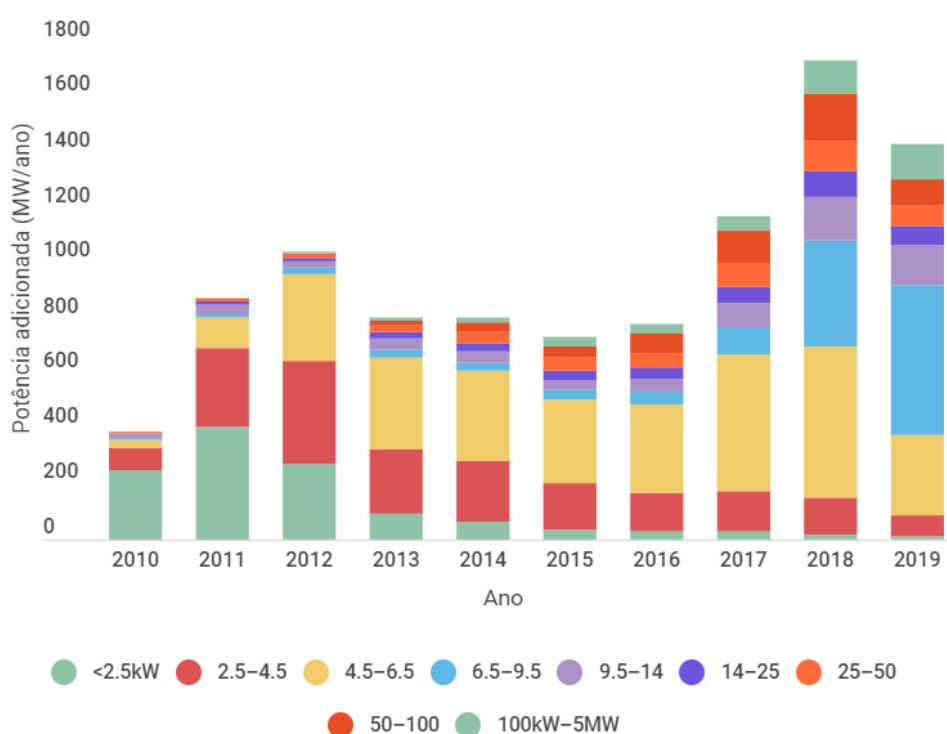


Figura 37 – Potencial adicionado por ano de acordo com a potência das unidades fotovoltaicas.
Adaptado de: APVI (2020).

A *Australian Renewable Energy Agency* (ARENA) financiou projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D). O principal foi publicado em 2013, e identificou potenciais

desafios decorrentes do aumento da participação da GD para as redes de distribuição. O relatório dividiu os desafios em duas categorias: impactos da difusão da geração solar fotovoltaica na demanda de pico da rede e desafios técnicos (NOONE, 2013).

A primeira categoria investiga os efeitos benéficos das instalações em FV quanto a redução de pico de carga durante o verão e redução de investimentos na expansão da rede de distribuição. Constatou-se uma redução de pico de carga de 2,95% em 2017. A segunda categoria identificou principalmente problemas quanto a QEE, conforme os especificados na seção 2.2.9, dando destaque para elevações de tensão (NOONE, 2013).

De acordo com dados divulgados, entre 60% e 70% dos problemas relacionados à qualidade de energia da rede estavam relacionados à elevação de tensão provocada pelos sistemas FV e pelo disparo de inversores (*inverter tripping*). Outra constatação do documento é que a maioria dos disparos ocorreu em sistemas com capacidade instalada superior a 5 kW, com conexão monofásica em áreas rurais. Conclui-se por fim que os fatores que limitam a capacidade de hospedagem em partes remotas da rede australiana são o tempo de resposta das plantas a diesel, em relação a intermitência da geração fotovoltaica, e a carga mínima dos geradores (NOONE et al., 2013).

Para o estado de *Victoria*, dados revelam uma redução do consumo de energia elétrica, motivado pelo aumento da eficiência energética, instalação de sistemas FV em telhados e à resposta a tarifas varejistas de eletricidade mais elevadas. Contudo, os *upgrades* na infraestrutura da rede não foram reduzidos frente ao acréscimo na demanda de pico, justificado pelo uso de ares condicionados e a difusão da geração fotovoltaica. Neste contexto de redução do fator de utilização da rede, os reguladores e as distribuidoras do estado buscaram a reforma da estrutura tarifária, reduzindo a componente volumétrica e aumentando a componente fixa, além da implementação de tarifas do tipo *time-of-use* (CASTRO; DANTAS, 2018).

A análise do *cost-shifting* demonstra que consumidores de *Queensland* de baixa renda (sem sistema fotovoltaico e sem ares condicionados) pagam cerca de 40% a mais em termo de tarifa de distribuição que os consumidores com sistemas fotovoltaicos e sem ares condicionados (NELSON, 2018). Outro ponto de destaque no país é o mercado de sistemas de armazenamento, que é bem visto por fabricantes do mundo todo, devido aos elevados preços de eletricidades, reduzidas tarifas FIT, excelente potencial fotovoltaico e a elevada aceitação de geração FV residencial (IEA PVPS, 2020).

3.2.7 REVISÃO DA NORMATIVA NO BRASIL

Seguindo a tendência mundial, encontra-se em discussão no território nacional, uma proposta de alteração do método de compensação aplicado na geração distribuída.

O processo iniciou-se oficialmente em 05/07/2017 por meio da Consulta Pública Número 33 de 2017 (CP 33) intitulada de "Aprimoramento do marco legal do setor elétrico", aberta pelo Ministério de Minas e Energia (MME), a fim de reunir "Propostas de medidas legais que viabilizem o futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo". Dentre as diversas contribuições recebidas, o mais marcante é a implementação da cobrança binomial. (EID et al., 2014).

A tarifa binômica consiste em cobrar dos consumidores, além do custo de disponibilidade e da energia consumida, o custo de uso do fio. O custo de disponibilidade consiste no valor mínimo a ser pago pelos consumidores pela disponibilização da rede elétrica no ponto de conexão. Ele varia de acordo com a quantidade de fases da Unidade Consumidora (UC). Quanto a tarifa de uso do fio, as propostas visam cobrar dos consumidores, o uso do sistema de distribuição das concessionárias e permissionárias de energia elétrica.

O documento apresentado pela ANEEL para dar início das discussões quanto a revisão das regras de GD, realizou-se a comparação entre a projeção para a micro e minigeração realizada em 2016, a revisão realizada em maio de 2017, e o valor constatado até abril de 2018. Constatou-se erros significativos em relação ao previsto e o realizado até 2018, o número de instalações têm sido inferior às projeções, como ilustrado na 38 (ANEEL, 2018c)

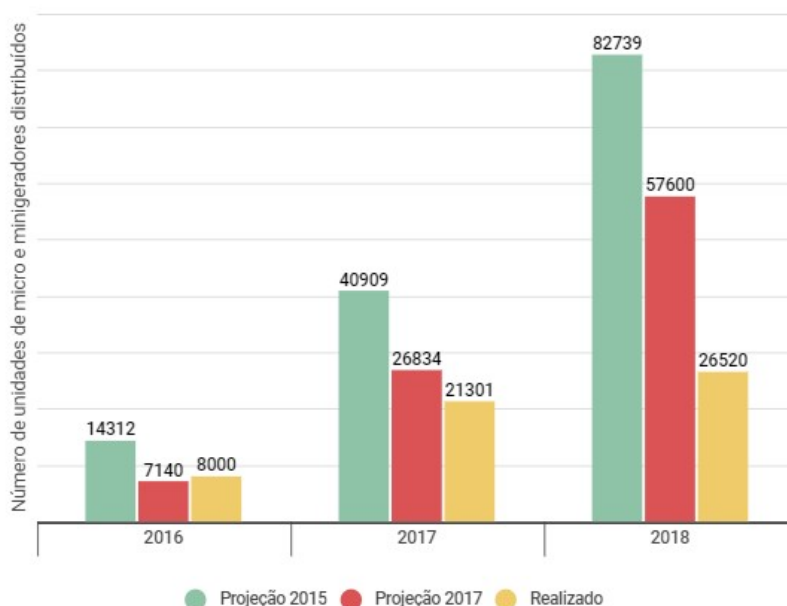


Figura 38 – Projeções de quantidade de unidades de micro e minigeração distribuída *versus* evidenciado.

Adaptado de: ANEEL (2018a).

Contudo o valor de potência instalada foi maior, como apresenta a Figura 39. No documento destacou-se a importância da inclusão das modalidades de geração compartilhada e autoconsumo remoto, para a disparidade (ANEEL, 2018a).

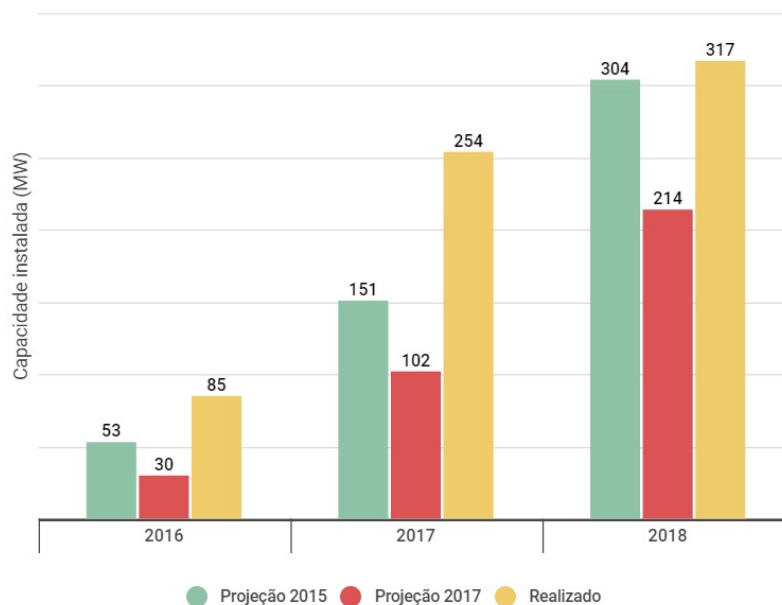


Figura 39 – Projeções de potência instalada de micro e minigeração distribuída *versus* evidenciado.

Adaptado de: ANEEL (2018a).

Após a realização das análises propostas, a ANEEL divulgou o documento nomeado: "Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída - Resolução Normativa nº482/2012". O documento foca nos impactos econômicos da manutenção do sistema atual (cenário 0), e redução gradativa do percentual de compensação (cenário 1 a 5). A tarifa aplicada atualmente é composta pela parcela de Tarifa de Energia (TE) representada pelos custos de energia (38%) e encargos (12%), e outra parcela diz respeito à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), composta por: Transporte Fio A (6%) + Transporte Fio B (28%) + Encargos (8%) + Perdas (8%). As propostas apresentadas consistem em desconsiderar, em cada uma delas, um ou mais componentes da tarifa para efeitos de compensação de energia.

A Figura 40 ilustra a redução percentual no valor compensado nos cenários propostos.

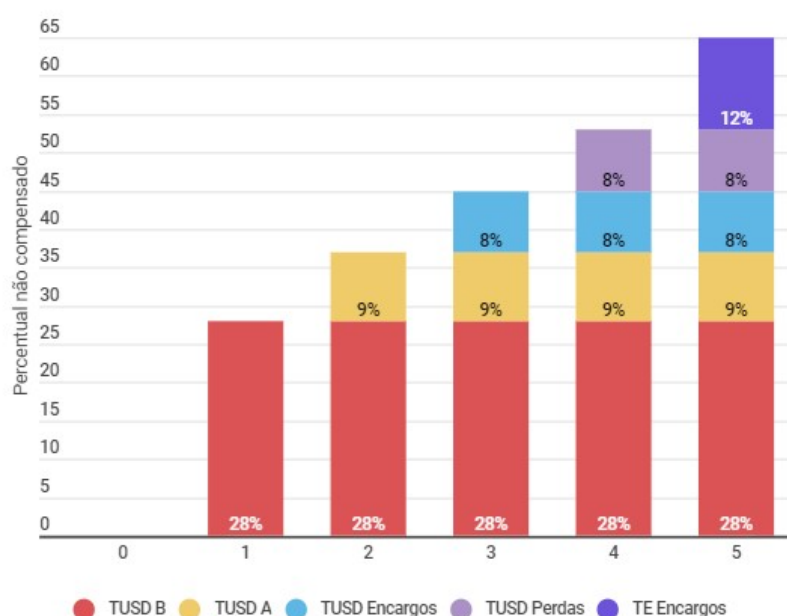


Figura 40 – Percentual de desconto da energia compensada os cenários propostos na NT 62/2018.

Adaptado de: ANEEL (2018a).

Em Jesus (2019), e alguns outros agentes do setor apontam que na análise realizada pela ANEEL, não considerou-se a evolução das tarifas das distribuidoras nas projeções de micro e minigeração. Atualmente 97% das unidades consumidores participantes do sistemas de compensação de energia pertencem ao grupo B. Assim o documento apresenta os cálculos considerando a evolução das componentes tarifárias para reformulação das alternativas de faturamento. Constatando que para todos os cenários a curva da projeção apresentada pela ANEEL encontra-se abaixo da curva do modelo proposto, principalmente para o fim do período de análise. Outros agentes apontam ainda que as simulações não levam em consideração outros aspectos importantes, como por exemplo:

- Definição dos objetivos do país quanto GD;
- Níveis aceitáveis em cada sistema de distribuição;
- Mensuração dos investimentos em tecnologia e adaptação de rede a fim de torná-las *Smart Grids*;
- Utilização da meteorologia como ferramenta para previsão do volume de energia capaz de ser gerada em cada região e a melhor forma de alocação dessa energia;

- Pesquisas para a utilização da GD como forma de redução dos subsídios, como na instalação de unidade de geração em unidade habitacionais ou comunidades;
- Possibilidade de implementação da GD em áreas rurais, e demais áreas isoladas do país, promovendo a inclusão e o desenvolvimento sociais;
- Criação de linhas de financiamento e estímulos para a adoção de outras tecnologias de geração (eólica, biomassa, hidráulica, biogás) que ainda apresentam pouca representatividade;
- Fomentar o desenvolvimento da indústria nacional, com a consequente geração de empregos.

Tendo em vista a manutenção da remuneração das distribuidoras de energia, caso as tarifas não tivessem relação apenas com o volume consumido, mas também com a capacidade demanda da rede (R\$/kW), ou seja, contar com um elemento fixo em (R\$/mês), a redução no montante faturado não necessariamente implicaria em perda de receita para as distribuidoras, o que pode se traduzir em aumento tarifário para os demais consumidores. No cenário aplicado atualmente, uma redução no consumo pode implicar em redução do faturamento em determinado ano, que terá seus efeitos repassados para a tarifa no processo tarifário seguinte, principalmente no que se refere a Parcela B (SIMONE, 2019).

Dentre as medidas de correção aplicadas internacionalmente, têm emergido mecanismos que permitem o consumo próprio. De acordo com REN (2018), até o fim de 2018 existiam 66 nações, no âmbito nacional e sub-nacional com políticas de *net metering* (REN, 2018). Em Hughes e Bell (2006) o autor categoriza diversas modalidades de compensação, categorizando de acordo com a quantidade de medidores, criação de créditos, compra de excedentes e valor da tarifa; o documento realça a versatilidade do método, podendo ser adaptado e aprimorado de acordo com as necessidades do local. Cita-se também a possibilidade de associação com tarifas do tipo *time-of-use* e com variação em tempo real, que tratam-se de mais artifícios para manutenção do equilíbrio do mercado.

Uma solução para correção dos subsídios cruzados é a aplicação de tarifa corretiva aos proprietários de GD, chamada na literatura como "*back-up fee*" no território espanhol, ou *self-consumption fee*, ao passo que incentiva o consumo no local ao invés do consumo remoto ou produção líquida. Muitos países como Alemanha, Dinamarca, Áustria e alguns estados dos EUA têm discutido a adoção de uma taxa fixa para os geradores (EID et al., 2014). A aplicação dessa tarifa é controversa, a medida que desencoraja a instalação de unidades FV (EID et al., 2014).

4 CONCLUSÕES

Neste trabalho foram revisados e selecionados os principais impactos técnicos advindos da inserção de geração distribuída fotovoltaica de pequeno porte (micro-geração) no sistema de baixa tensão, assim como algumas das soluções aplicadas e apontadas para a mitigação dos efeitos considerados prejudiciais ao sistema de distribuição. Nesse contexto também fora levantada a trajetória de seis nações quanto ao crescimento da geração distribuída, levando em consideração o contexto energético, assim como ações de incentivo ao desenvolvimento e abrandamento dos efeitos econômicos.

Quanto aos efeitos técnicos, destacam-se problemas de qualidade de energia, como a manutenção do perfil de tensão, harmônicas e fator de potência. A atenuação desses defeitos pode ser realizada pela instalação de equipamentos adicionais e alteração na forma de operação dos equipamentos existentes; sendo a solução a ser aplicada dependente das características locais da rede, nível de representação de GD e tecnologia de geração aplicada.

A instalação de dispositivos FACTS, presentes usualmente apenas no sistema de transmissão, aumenta a flexibilidade do sistema de distribuição, ampliando as opções de manejo por parte do operador. A evolução dos equipamentos permitiu que não sejam mais necessários bancos de capacitores ou reatores, além do avanço contínuo em semicondutores. Assim, mesmo com o elevado custo de instalação, tais equipamentos serão indispensáveis para a adequação da rede a elevados índices de representação de GD.

Sistemas de armazenamento de diferentes capacidades e tecnologias também são aplicados. De maior porte garantem reserva energética, controle de tensão e frequência; já unidades menores associadas aos sistemas de geração melhoram o retorno financeiro dos prosumidores. As tecnologias de armazenamento têm evoluído consideravelmente, principalmente quanto ao ciclo de vida e custo. Sendo extremamente úteis quando a associadas a outros equipamentos de regulação e sistemas de controle.

Principalmente em relação a geração fotovoltaica e eólica, os próprios inversores podem atuar para manutenção da qualidade de energia; um sistema de comunicação centralizado, faz com que o inversor atue na prevenção e mitigação de falhas. A avaliação de normativas internacionais aponta para uma maior atuação dos próprios prosumidores na manutenção da qualidade de energia, seja baseada em sinais de controle devido a gatilhos locais, ou em um ou mais canais de comunicação entre o inversor da unidade e o operador. Diferentes estratégias de controle de P e Q podem

ser aplicadas, a depender das variáveis limitadoras da capacidade de hospedagem no local.

De maneira geral, a GD apresentam-se como uma boa política para o aumento da geração necessária para manutenção da segurança de suprimento. Nesse ponto encontra-se a avaliação do balanço entre a ampliação da GD, principalmente de fonte intermitentes, com a necessidade de ampliação da oferta de energia elétrica diante o crescimento econômico.

A polarização entre os agentes do SEB após a proposta de alteração nas normas de compensação, confirma o quanto a situação deve ser avaliada cuidadosamente, considerando diversos cenários e avaliação do coletivo. As complicações técnicas e financeiras com o aumento da representação da GD são notáveis, assim como seus benefícios se aplicada de maneira correta. Fatores como sustentabilidade, geração de empregos diretos e indiretos, desenvolvimentos tecnológico, redução das perdas, confiabilidade do sistema, agilidade no atendimento de demanda e redução dos investimentos, devem ser considerados para a determinação condições financeiras.

Com base nas informações levantadas, os fundamentos utilizados na evolução da GD durante a reestruturação do SEB, alinham-se a discussões realizadas principalmente na União Europeia e nos Estados Unidos. O método de compensação de energia, aplicado desde o início, retira a necessidade de transações financeiras, simplificando consideravelmente todo o processo. Além de ser apresentado como solução para o desequilíbrio econômico resultado da GD. A compensação total da energia injetada que encontra-se contrária a tendência mundial. Mesmo em locais que a energia injetada é gratificada financeiramente, verifica-se redução nos valores de tarifa paga pelo operador, e até mesmo valores distintos para a energia elétrica retirada e injetada da rede de distribuição.

Contudo, deve-se destacar que as alternativas 4 e 5 podem ser consideradas precipitadas, tendo em vista os benefícios e as condições atuais do SEB. Uma forma mais justa de valoração da energia injetada baseada nos custos evitados à distribuidora, conforme aplicado no Japão, também pode ser avaliada. Assim, as diferenças entre os diversos territórios nacionais serão levadas em consideração, evitando o ocorrido na Austrália. Assim como o tamanho das unidades, a modalidade de compensação (local ou remota) e a tecnologia de geração, também podem ser considerados na valoração.

Com a não conclusão da AIR nº 0004\2018 até o momento de elaboração desse documento, qualquer que seja as alternativas e gatilhos estabelecidos, salienta-se a necessidade de flexibilidade regulatória do mercado de geração distribuída, ao permitir a inserção de novas modelagens de empreendimentos, principalmente quanto a remuneração de energia excedente injetada na rede tanto por contratos com a distribuidora local, ou comercialização no livre mercado.

Em vista da revisão da Resolução Normativa nº482\2012 da ANEEL, é difícil determinar os efeitos na potência instalada a curto e médio prazo, assim como no custo de instalação e tempo de retorno dos investimentos, principalmente devido à adoção dos gatilhos e das alternativas de compensação dos créditos. No entanto o amplo engajamento dos diversos agentes do setor elétrico no tratament do assunto respalda a continuidade de sua inserção cada vez mais eficiente e profunda no sistema elétrico nacional.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa 482*. [S.l.], 2012. 9 p.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição*. [S.l.], 2017. 74 p.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL - Abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída*. [S.l.], 2018. 35 p.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. [S.l.], 2018. 88 p.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída - Resolução Normativa nº482/2012. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL*. [S.l.], 2018.
- ALEEM, S. A.; HUSSAIN, S.; USTUN, T. S. A review of strategies to increase pv penetration level in smart grids. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 13, n. 3, p. 636, 2020.
- ALVES, M. R. F. O papel de geradores fotovoltaicos na regulação de tensão em redes de baixa tensão residências: estudo comparativo de normas e padrões sob a ótica de mitigação da elevação de tensão. *Mr. dissertation, Prog. de Pós Graduação em Eng. Elétrica, UFMG, Belo Horizonte, MG*, 2017.
- AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. *ANSI C84.1: Voltage ratings for electric power systems and equipment (60 Hz)*. [S.l.], 2011.
- ARAMIZU, J.; VIEIRA, J. C. Analysis of pv generation impacts on voltage imbalance and on voltage regulation in distribution networks. In: IEEE. *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2013. p. 5.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR16149 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*. [S.l.], 2013.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *Saiba mais sobre o setor elétrico brasileiro*. 2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 12 nov. 2019.
- AUSTRALIAN GOVERNMENT - DEPARTMENT OF INDUSTRY, SCIENCE, ENERGY AND RESOURCES. *Australian Energy Statistics - Electricity generation by fuel type 2017-18 and 2018*. 2020. Disponível em: <<https://www.energy.gov.au/publications/australian-energy-statistics-table-o-electricity-generation-fuel-type-2017-18-and-2018>>. Acesso em: 30 jun. 2020.

- AUSTRALIAN PV INSTITUTE. *PV Postcode Data*. 2020. Disponível em: <<https://pv-map.apvi.org.au/postcode>>. Acesso em: 10 jul. 2020.
- BATISTA, A. K. et al. Políticas de fomento à geração solar no estado da califórnia. In: *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*. [S.l.: s.n.], 2018.
- BAYER, B. et al. The german experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids. *Renewable energy*, Elsevier, v. 119, p. 129–141, 2018.
- BDEW, M. „*Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*”*Richtlinie für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz; Stand: Ausgabe Juni 2008; Hrsg.: BDEW*. [S.l.]: mit, 2008.
- BOLLEN, M.; YANG, Y.; HASSAN, F. Integration of distributed generation in the power system—a power quality approach. In: IEEE. *2008 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power*. [S.l.], 2008. p. 1–8.
- CARVALHO, P. M.; CORREIA, P. F.; FERREIRA, L. A. Distributed reactive power generation control for voltage rise mitigation in distribution networks. *IEEE transactions on Power Systems*, IEEE, v. 23, n. 2, p. 766–772, 2008.
- CASTRO, F. d. C. et al. Distorção harmônica de corrente produzida por inversores fotovoltaicos conectados à rede. Universidade Federal de Goiás, 2019.
- CASTRO, N. et al. Impactos sistêmicos da micro e minigeração distribuída. *Gesel/UFRJ. Rio de Janeiro*, p. 64, 2018.
- CASTRO, N. de; DANTAS, G. Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes. 2018.
- CHEN, C.-S. et al. Enhancement of pv penetration with dstatcom in taipower distribution system. *IEEE Transactions on power systems*, IEEE, v. 28, n. 2, p. 1560–1567, 2012.
- CHOWDHURY, M. M. et al. Grid integration impacts and energy storage systems for wind energy applications—a review. In: IEEE. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2011. p. 1–8.
- COSTER, E. J. et al. Integration issues of distributed generation in distribution grids. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 99, n. 1, p. 28–39, 2010.
- CRACIUN, B. et al. Control of grid connected pv systems with grid support functions. In: *Department of Energy Technology-Aalborg University*. [S.l.: s.n.], 2012.
- CRISPIM, J. et al. Smart grids in the eu with smart regulation: Experiences from the uk, italy and portugal. *Utilities Policy*, Elsevier, v. 31, p. 85–93, 2014.
- DARATHA, N.; DAS, B.; SHARMA, J. Coordination between oltc and svc for voltage regulation in unbalanced distribution system distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 29, n. 1, p. 289–299, 2013.
- DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A. Avaliação da qualidade da energia elétrica. available in <http://www.dsce.fee.unicamp.br/antenor/pdf/qualidade/b5.pdf>, 2017.

DEPARTMENT OF BUSINESS, ENERGY AND INDUSTRIAL STRATEGY. *Monthly feed-in tariff commissioned installations (31 October 2019)*. 2020. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/statistics/monthly-small-scale-renewable-deployment>>. Acesso em: 10 jul. 2020.

DING, F.; MATHER, B.; GOTSEFF, P. Technologies to increase pv hosting capacity in distribution feeders. In: IEEE. *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.], 2016. p. 1–5.

EICHKOFF, H. S. Análise da geração distribuída para o controle de tensão e potência reativa em sistemas modernos de distribuição. Universidade Federal do Pampa, 2018.

EID, C. et al. The economic effect of electricity net-metering with solar pv: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. *Energy Policy*, Elsevier, v. 75, p. 244–254, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Balanço energético nacional 2019: ano base 2018*. [S.l.], 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Decenal de Expansão - 2029*. [S.l.], 2019.

ENSLIN, J. H.; HESKES, P. J. Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network. *IEEE transactions on power electronics*, IEEE, v. 19, n. 6, p. 1586–1593, 2004.

EV, A. M. et al. Estudo e correção de distorções harmônicas em sistemas fotovoltaicos. 2018.

FAIZ, J.; SIAHKOLAH, B. Differences between conventional and electronic tap-changers and modifications of controller. *IEEE transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 21, n. 3, p. 1342–1349, 2006.

FANI, B.; BISHEH, H.; SADEGHKHANI, I. Protection coordination scheme for distribution networks with high penetration of photovoltaic generators. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 12, n. 8, p. 1802–1814, 2017.

FRAUNHOFER ISE. *Monthly electricity import and export of Germany in 2019*. 2020. Disponível em: <<https://www.energy-charts.de/energy.htm?source=import-export&period=monthly&year=2019>>. Acesso em: 31 jan. 2020.

FRAUNHOFER ISE. *Net installed electricity generation capacity in Germany in 2019*. 2020. Disponível em: <https://www.energy-charts.de/power_inst.htm?year=2019&period=annual&type=power_inst>. Acesso em: 11 abril 2020.

GESTORE SERVIZI ENERGETICI. *Incentive mechanisms*. 2020. Disponível em: <<https://www.gse.it/en/what-we-do/renewable-energy>>. Acesso em: 11 jul. 2020.

GHAHREMANI, E.; KAMWA, I. Analysing the effects of different types of facts devices on the steady-state performance of the hydro-québec network. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 8, n. 2, p. 233–249, 2014.

HASHIMOTO, J.; USTUN, T. S.; OTANI, K. Smart inverter functionality testing for battery energy storage systems. *Smart Grid and Renewable Energy*, Scientific Research Publishing, v. 8, n. 11, p. 337–350, 2017.

HESKES, P.; MYRZIK, J.; KLING, W. Survey of harmonic reduction techniques applicable as ancillary service of dispersed generators (dg). In: *IEEE Young Researchers Symposium, Technical University of Eindhoven, The Netherlands*. [S.l.: s.n.], 2008.

HUA, Y.; OLIPHANT, M.; HU, E. J. Development of renewable energy in australia and china: A comparison of policies and status. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 85, p. 1044–1051, 2016.

HUGHES, L.; BELL, J. Compensating customer-generators: a taxonomy describing methods of compensating customer-generators for electricity supplied to the grid. *Energy Policy*, Elsevier, v. 34, n. 13, p. 1532–1539, 2006.

IEEE 519 WORKING GROUP AND OTHERS. *IEEE 519 - IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems*. [S.l.], 2014. 29 p.

INSTITUTE, E. P. R. Electricity energy storage technology options-a white paper primer on applications, costs and benefits. *Technical Update, December*, 2010.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy Policies of IEA Countries 2016 Review*. [S.l.], 2016.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy Policies of IEA Countries Italy 2016 Review*. [S.l.], 2016.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy Policies of IEA Countries Japan 2016 Review*. [S.l.], 2016.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy Policies of IEA Countries Australia 2018 Review*. [S.l.], 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy Policies of IEA Countries United Kingdom 2019 Review*. [S.l.], 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy Policies of IEA Countries United States 2019 Review*. [S.l.], 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *The California Duck Curve*. 2020. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/the-california-duck-curve>>. Acesso em: 11 jul. 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Electricity generation by source, Germany 1990-2018*. 2020. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics>>. Acesso em: 11 abril 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy Policies of IEA Countries Germany 2020*. [S.l.], 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. *IEA PVPS Annual Report 2019*. [S.l.], 2020.

- JAVED, M. S. et al. Solar and wind power generation systems with pumped hydro storage: Review and future perspectives. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 148, n. C, p. 176–192, 2020.
- JENKINS, N.; EKANAYAKE, J.; STRBAC, G. Distributed generation, london, uk: Inst. Eng. Technol, 2010.
- JESUS, D. M. F. d. et al. Avaliação do desempenho do restaurador dinâmico de tensão frente aos afundamentos e elevações de tensão. Universidade Federal de Uberlândia, 2006.
- JESUS, M. V. C. de. *ANÁLISE DO IMPACTO DA MICRO E MINI GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS TARIFAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.
- KAGAN, C. C. N. Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. São Paulo: EdegarBlucher, 2010.
- KELLER, J. et al. Fault current contribution from single-phase pv inverters. In: IEEE. *2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. [S.l.], 2011. p. 001822–001826.
- LIU, X. 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*, IEEE, v. 3, n. 2, p. 897–906, 2012.
- LIU, Y. et al. Distributed system voltage performance analysis for high penetration pv. In: *Proc. 2008 IEEE Energy 2030 Conf.* [S.l.: s.n.], 2008.
- MAYNARD, R. H. K. *Aplicação de uma usina hidrelétrica reversível associada à tecnologia fotovoltaica flutuante: estudo de caso na hidrelétrica de Sobradinho*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Relatório - Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD*. [S.l.], 2019. v. 1.
- MOHAMMEDSAEED, E. K.; JIA, K. Comparison of some low voltage ride-through strategies. In: IEEE. *IECON 2017-43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.], 2017. p. 152–157.
- MOLIN, G. D. D. *Análise de impactos de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição em condições de regime permanente*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2019.
- MUTTAQI, K. M. et al. A coordinated voltage control approach for coordination of oltc, voltage regulator, and dg to regulate voltage in a distribution feeder. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 51, n. 2, p. 1239–1248, 2015.
- NC CLEAN ENERGY TECHNOLOGY CENTER. *Find Policies Incentives by State*. 2020. Disponível em: <<https://www.dsireusa.org>>. Acesso em: 08 jul. 2020.
- NELSON, T. The future of electricity generation in australia: a case study of new south wales. *The Electricity Journal*, Elsevier, v. 31, n. 1, p. 42–50, 2018.

- NOONE, B. Pv integration on australian distribution networks. *The Australian PV Association, UNSW, Australia*, 2013.
- NOONE, B. et al. Utility experiences with high pv penetrations: Australian survey results. In: *Australian Photovoltaic Institute Workshop: PV and the Electricity Grid, Sydney, Australia*. [S.l.: s.n.], 2013.
- OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS. *About the Smart Export Guarantee (SEG)*. 2020. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/smart-export-guarantee-seg/about-smart-export-guarantee>>. Acesso em: 10 jul. 2020.
- OLIVEIRA, T. T. d. Análise de distorção harmônica e fator de potência associados à inserção de geração fotovoltaica em rede de distribuição. 2016.
- OLIVEIRA, W. R. d. Uma contribuição para a medição de distorções harmônicas e inter-harmônicas em instalações de geração fotovoltaica. 2015.
- PALUDO, J. A. *Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2014.
- PATIL, A.; GIRGAONKAR, R.; MUSUNURI, S. K. Impacts of increasing photovoltaic penetration on distribution grid—voltage rise case study. In: IEEE. *2014 International Conference on Advances in Green Energy (ICAGE)*. [S.l.], 2014. p. 100–105.
- PATSALIDES, M. et al. The effect of solar irradiance on the power quality behaviour of grid connected photovoltaic systems. In: *International Conference on Renewable Energy and Power Quality*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1–7.
- PIMENTEL, S. P. et al. Sistema monofásico de geração distribuída baseado em inversor multinível. [sn], 2011.
- PUPIN, C. E. Estabilidade de sistemas de potência com dispositivos facts sssc e statcom adaptados ao fluxo de potência, com controladores esp e pod ajustados pela técnica particle swarm optimization. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2018.
- QUEVEDO, J. O. et al. Transformador de distribuição inteligente. *Brazilian Journal of Power Electronics*, v. 19, n. 3, p. 277–284, 2014.
- RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK. *Renewables 2015 global status report*. [S.l.], 2016.
- RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK. *Renewable Energy Policy Network for the 21st century*. [S.l.], 2018.
- SALGADO, D. A. *Uma abordagem paramétrica do impacto da geração distribuída sobre as correntes de curto-circuito e na proteção de redes de distribuição*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2015.
- SANTOS, K. A. G. d. Impactos do aumento da entrada da energia solar fotovoltaica na rede elétrica distribuída: Implicações técnicas do aumento da geração própria de energia. 2016.

SHAHNIA, F. et al. Sensitivity analysis of voltage imbalance in distribution networks with rooftop pvs. p. 8, 2010.

SHAYANI, R. A. Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição. 2010.

SILVA, H. T. d. *Estudo sobre a interação de métodos anti-ilhamento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão com múltiplos inversores*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2016.

SILVA, M. R. d. Análise e controle da tensão em redes elétricas com instalações fotovoltaicas. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2019.

SILVA, P. P. da et al. Photovoltaic distributed generation - an international review on diffusion, support policies, and electricity sector regulatory adaptation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 103, p. 30–39, 2019.

SILVA, R. C. R. da et al. Controle coordenado de tensão em alimentadores com elevado grau de penetração de geração fotovoltaica na baixa tensão. *VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2017.

SIMONE, L. F. C. *Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2019.

SIMSHAUSER, P.; NELSON, T. The consequences of retail electricity price rises: rethinking customer hardship. *Australian Economic Review*, Wiley Online Library, v. 47, n. 1, p. 13–43, 2014.

SINGH, B. et al. Implementation of neural-network-controlled three-leg vsc and a transformer as three-phase four-wire dstatcom. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 47, n. 4, p. 1892–1901, 2011.

STEVENSON, W. D. et al. *Elements of power system analysis*. [S.l.: s.n.], 1962. v. 4.

SU, X.; MASOUM, M. A.; WOLFS, P. J. Optimal pv inverter reactive power control and real power curtailment to improve performance of unbalanced four-wire lv distribution networks. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 5, n. 3, p. 967–977, 2014.

TANIGUCHI, V. H. S. Análise de distorção harmônica em sistema de geração fotovoltaico conectado a rede: estudo de caso usf–mineirão. Universidade Federal do Tocantins, 2019.

TORTELLI, O. L. et al. Alocação e operação de controladores facts em sistemas elétricos de potência. [sn], 2010.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *Distributed Generation of Electricity and its Environmental Impacts*. 2019. Disponível em: <<https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts>>. Acesso em: 12 Novembro 2019.

VARGAS, M. C. Análise dos impactos das faltas na proteção de sobrecorrente em redes de distribuição com elevada penetração de geração distribuída fotovoltaica. *Ph. D. dissertation*, 2018.

VIEIRA, J. C. d. M. J. Detecção de ilhamento de geradores distribuídos: uma revisão bibliográfica sobre o tema. *Revista Eletrônica de Energia*, v. 1, n. 1, 2011.

WOYTE, A. et al. Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems. *IEEE Transactions on energy conversion*, IEEE, v. 21, n. 1, p. 209, 2006.

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

YANG, J. et al. Fast and continuous on-load voltage regulator based on electronic power transformer. *IET Electric Power Applications*, IET, v. 7, n. 6, p. 499–508, 2013.