

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

GUILHERME ALBANO BENETTI NOGUEIRA

**ANÁLISE DE DIFERENTES ABORDAGENS PARA A REGULAÇÃO DE
TENSÃO EM LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

PATO BRANCO

2022

GUILHERME ALBANO BENETTI NOGUEIRA

**ANÁLISE DE DIFERENTES ABORDAGENS PARA A REGULAÇÃO DE
TENSÃO EM LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

**Analysis of different approaches for voltage regulation in distribution lines
with photovoltaic generation**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica do
Curso de Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Prof. Dr. Rafael Cardoso

PATO BRANCO

2022



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

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

GUILHERME ALBANO BENETTI NOGUEIRA

**ANÁLISE DE DIFERENTES ABORDAGENS PARA A REGULAÇÃO DE
TENSÃO EM LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica do
Curso de Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 01/dezembro/2022

Dr. Rafael Cardoso
Doutorado em Engenharia Elétrica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dr. Edwin Choque Pillco
Doutorado em Engenharia Elétrica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dr. Ósis Eduardo Silva Leal
Doutorado em Engenharia Elétrica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

PATO BRANCO

2022

Dedico este trabalho aos meus amigos e família e em especial a minha namorada pela compreensão devido aos momentos de ausência.

AGRADECIMENTOS

Ao longo da trajetória que me trouxe até este momento muitos se fizeram presentes e não seria possível mencionar todos sem esquecer de alguém.

Portanto, direciono meus mais sinceros agradecimentos a toda comunidade acadêmica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, pelo compromisso em oferecer um ensino superior público de qualidade.

Em especial ao meu professor orientador, Dr. Rafael Cardoso, pela compreensão e paciência ao me orientar e pela dedicação e compromisso em compartilhar o conhecimento.

Aos membros da banca avaliadora, Dr. Edwin Choque Pillco e ao Dr. Ósis Eduardo Silva Leal pela disponibilidade, pelos apontamentos e contribuições para a melhoria deste trabalho. Também ao querido professor César Portollan (em memória), que participou da banca avaliadora da proposta deste trabalho, suas contribuições foram de grande valia e estão presentes neste trabalho de conclusão de curso.

À minha namorada, família, e amigos pelo apoio e pela compreensão devido aos momentos em que não me pude fazer presente durante o período em que este trabalho foi realizado.

O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas admiráveis. (José de Alencar).

RESUMO

NOGUEIRA, Guilherme. **ANÁLISE DE DIFERENTES ABORDAGENS PARA A REGULAÇÃO DE TENSÃO EM LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**. 2022. 73 f. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2022.

A busca pela diversificação da matriz energética nos dias de hoje é algo indispensável, dentre os diversos motivos que a tornam tão importante, o propósito de preservação ambiental certamente é um dos que se destacam. Nesse contexto, a geração distribuída, mais especificamente a fotovoltaica, tornou-se uma tendência e a cada vez mais a sua presença nas redes de distribuição torna-se mais comum. É evidente que há diversos aspectos positivos no uso da geração fotovoltaica, porém, para que os seus benefícios sejam extraídos da melhor forma possível, seus aspectos técnicos devem ser estudados cuidadosamente, pois é sabido que a alta penetração de energia devido a geração distribuída pode acarretar na reversibilidade do fluxo de potência do alimentador, ocasionando sobretensão ao longo do alimentador. Assim, este trabalho busca assimilar os distúrbios causados pela penetração fotovoltaica excessiva, tendo como foco a sobretensão. Serão construídos diferentes cenários onde o distúrbio de sobretensão é exposto, assim, métodos de regulação de tensão são aplicados para contornar (em regime permanente) o problema apresentado, tais como: *On Load Tap Changer* (OLTC), Regulador Série de Tensão, Banco de Reativos, DSTATCOM e o inversor da própria Geração Distribuída. O objetivo é realizar uma análise comparativa entre os métodos para regulação de tensão, tanto os clássicos quanto as novas propostas apresentadas em recentes publicações científicas. Os resultados obtidos são apresentados para que uma análise qualitativa apresente as vantagens e desvantagens de cada uma das abordagens estudadas. Verificou-se que apesar das diferenças das abordagens estudadas foi possível contornar o problema da regulação de tensão para o cenário proposto.

Palavras-chave: Geração distribuída. Geração fotovoltaica. Qualidade de energia. Regulação de tensão.

ABSTRACT

NOGUEIRA, Guilherme. **ANALYSIS OF DIFFERENT APPROACHES FOR VOLTAGE REGULATION IN DISTRIBUTION LINES WITH PHOTOVOLTAIC GENERATION.** 2022. 73 f. Trabalho de Conclusão de Curso , Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2022.

The search for diversification of the energy matrix nowadays is something indispensable, among the several reasons that make it so important, the purpose of environmental preservation is certainly one of the ones that stand out. In this context, distributed generation, more specifically photovoltaic, has become a trend and its presence in distribution networks is increasingly common. It is evident that there are several positive aspects in the use of photovoltaic generation, however, for its benefits to be extracted in the best possible way, its technical aspects must be carefully studied, as it is known that the high penetration of energy due to distributed generation can lead to in the power flow reversivity of the feeder, causing overvoltage along the feeder. Thus, this work seeks to assimilate the disturbances caused by excessive photovoltaic penetration, focusing on overvoltage. Different scenarios will be built where the overvoltage disturbance is exposed, thus, voltage regulation methods are applied (on steady state) to circumvent the problem presented, such as: On Load Tap Changer (OLTC), Series Voltage Regulator, Reactive Bank, DSTATCOM and the inverter of the Distributed Generation. The objective is to carry out a comparative analysis between the methods for voltage regulation, both the classics and the new proposals presented in recent scientific publications. The results obtained are presented so that a qualitative analysis can present the advantages and disadvantages of each of the approaches studied. It was found that despite the differences of the studied approaches it was possible to solve the voltage regulation problem for the proposed scenario.

Keywords: Distributed generation. Photovoltaic generation. Power quality. Voltage regulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Fluxo de potência em um sistema de distribuição convencional. . .	15
Figura 2	– Fluxo de potência reverso em um sistema de distribuição com a presença de uma unidade geradora FV.	16
Figura 3	– Empregos gerados pela indústria fotovoltaica nos EUA ao longo dos últimos anos	25
Figura 4	– Distribuição de empregos na indústria fotovoltaica nos EUA em 2021	26
Figura 5	– Esquema simplificado de um gerador descentralizado conectado a um alimentador.	28
Figura 6	– Representação do sistema a ser estudado.	30
Figura 7	– Cenário 1 - Sistema sem carga com variação de potência ativa fornecida pela GD na barra 5.	35
Figura 8	– Efeitos na tensão e corrente devido à penetração de potência ativa na barra 5.	35
Figura 9	– Cenário 2 - Sistema sem carga com variação de potência reativa fornecida pela GD na barra 5.	36
Figura 10	– Efeitos na tensão e corrente devido à penetração de potência reativa.	37
Figura 11	– Cenário 3 - Sistema com carga distribuída ao longo do alimentador, variação da distância entre a barra 4 e 5 e da potência ativa injetada pela GD na barra 5.	38
Figura 12	– Limite para injeção de potência ativa com base na distância entre a barra 4 e 5.	38
Figura 13	– Cenário 4 - Sistema com carga distribuída ao longo do alimentador, variação da distância entre a barra 4 e 5 e da potência reativa injetada pela GD na barra 5.	39
Figura 14	– Limite para injeção de potência reativa com base na distância entre a barra 4 e 5.	39
Figura 15	– Efeitos na tensão e corrente devido à variação da penetração de potência ativa na barra 5.	40
Figura 16	– OLTC.	43
Figura 17	– Comutador sob carga (OLTC)	43
Figura 18	– Esquema de funcionamento do OLTC.	44
Figura 19	– Perfil de tensão do sistema sem geração distribuída	45
Figura 20	– OLTC na subestação atuando como regulador de tensão em cenário de sobretensão.	46
Figura 21	– Regulador de tensão monofásico.	47
Figura 22	– Banco regulador de tensão	48

Figura 23 – Regulador de tensão em circuito monofásico.	49
Figura 24 – Conexão de três reguladores de tensão monofásicos em circuito trifásico a quatro fios.	49
Figura 25 – Conexão de dois reguladores de tensão monofásicos em circuito trifásico a três fios.	50
Figura 26 – Conexão de três reguladores de tensão monofásicos em circuito trifásico a tres fios.	51
Figura 27 – Regulador Série atuando como rebaixador de tensão em alimentador com sobretensão devido a alta penetração fotovoltaica.	52
Figura 28 – Perfil de tensão para compensador série e paralelo: (a) Perfil de tensão compensada a partir de regulador série, (b) Perfil de tensão compensada a partir de regulador paralelo.	53
Figura 29 – Bancos de Reativos: (a) Diagrama unifilar representativo do sistema com banco de reativos como carga shunt, (b) Representação gráfica da influência da potência reativa do banco de capacitores ou indutores no nível de tensão.	54
Figura 30 – Banco de reativos (indutores) conectado à barra 3 atuando como regulador de tensão.	55
Figura 31 – Banco de reativos (indutores) conectado à barra 5 atuando como regulador de tensão.	56
Figura 32 – Diagrama unifilar simplificado da compensação em derivação com STATCOM	57
Figura 33 – Diagrama de controle do DSTATCOM atuando como fonte controlada de corrente	58
Figura 34 – DSTATCOM no sistema com geração fotovoltaica: (a) Diagrama unifilar representativo do sistema com DSTATCOM como carga shunt, (b) Representação gráfica da influência da potência reativa do DSTATCOM no nível de tensão.	59
Figura 35 – DSTATCOM na barra 3 compensando tensão em caso de sobretensão.	60
Figura 36 – DSTATCOM na barra 5 compensando tensão em caso de sobretensão.	61
Figura 37 – Limites operacionais de injeção/absorção de potência reativa para inversores de sistemas FV com potência superior a $6kW$	62
Figura 38 – Limitação da potência máxima de geração no inversor da GD	64
Figura 39 – GD com 100% da capacidade de geração, com fator de potência variável.	65
Figura 40 – GD com 90% da capacidade de geração, com fator de potência variável.	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Faixas de tensão adequadas em regime permanente para tensões inferiores a 1 kV.	20
Tabela 2 – Limites para as distorções harmônicas totais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental).	21
Tabela 3 – Parâmetros utilizados para simulação do sistema	31
Tabela 4 – Carregamento médio de um alimentador por classe de tensão. . .	32
Tabela 5 – Características dos cabos de alumínio cobertos em XLPE - 13,8 kV. .	32
Tabela 6 – Nível de tensão e ocupação do condutor no ponto de conexão da GD considerando 100% da geração.	66
Tabela 7 – Nível de tensão e ocupação do condutor no ponto de conexão da GD considerando 90% da capacidade do inversor	66

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Comparação entre abordagens para regulação de tensão	68
----------------------------------------------------------------------------------	-----------

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Objetivos gerais	16
1.2	Objetivos específicos	16
1.3	Organização do Documento	17
2	REGULAMENTAÇÕES E NORMAS TÉCNICAS	18
2.0.1	PRODIST - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica	18
2.0.2	Variação de Tensão em Regime Permanente	19
2.0.3	Fator de Potência	20
2.0.4	Harmônico de Tensão	21
2.0.5	Desequilíbrio de tensão	21
2.0.6	Variação de Frequência	22
2.1	Considerações Finais do Capítulo	22
3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	23
3.1	Geração distribuída	23
3.2	Aspectos positivos da Geração Distribuída	24
3.2.1	Aspectos Econômicos	24
3.2.2	Aspectos Sociais	24
3.2.3	Aspectos Técnicos	26
3.3	Aspectos Negativos da Geração Distribuída	27
3.3.1	Aspectos Econômicos	27
3.3.2	Aspectos Técnicos	27
3.4	Elevação de Tensão Devido à Geração Distribuída	27
3.5	Considerações Finais do Capítulo	29
4	SIMULAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	30
4.1	Dimensionamento dos Condutores	31
4.1.1	Parâmetros da Linha	32
4.2	Modelagem dos elementos simulados no Simulink	33
4.3	Efeitos da geração distribuída no sistema	34
4.3.1	Cenário 1 - Sistema sem carga com variação da penetração de potência ativa na barra 5.	34
4.3.2	Cenário 2 - Sistema sem carga com variação da penetração de potência reativa na barra 5.	36
4.3.3	Cenário 3 - Sistema com carga distribuída ao longo do alimentador, variação da distância entre a barra 4 e 5 e da potência ativa injetada pela GD na barra 5.	37

4.3.4	Cenário 4 - Sistema com carga distribuída ao longo do alimentador, variação da distância entre a barra 4 e 5 e da potência reativa injetada pela GD na barra 5.	38
4.3.5	Sistema com carga distribuída ao longo do alimentador, variação de potência ativa injetada na barra 5 e distância fixa entre os barramentos.	40
4.4	Considerações Finais do Capítulo	41
5	ABORDAGENS PARA A REGULAÇÃO DE TENSÃO	42
5.1	OLTC	42
5.1.1	OLTC utilizado em alimentador sem GD	44
5.2	OLTC atuando como método de regulação de tensão em alimentador com alta penetração fotovoltaica	46
5.3	Autotransformador Regulador de Tensão	47
5.3.1	Aplicação no Sistema de Potência	47
5.4	Regulador série atuando como rebaixador de tensão em alimentador com sobretensão.	51
5.5	Bancos de Capacitores e Indutores	52
5.5.1	Banco de reativos conectado à barra 3 atuando como regulador de tensão em cenário de sobretensão	54
5.5.2	Banco de reativos conectado à barra 5 atuando como regulador de tensão em cenário de sobretensão	55
5.6	DSTATCOM	56
5.6.1	Princípio de Funcionamento	57
5.6.2	DSTATCOM como fonte de corrente controlada	58
5.6.3	DSTATCOM conectado na barra 3 operando como regulador de tensão em cenário de sobretensão.	59
5.6.4	DSTATCOM conectado na barra 5 operando como regulador de tensão em cenário de sobretensão.	60
5.7	Compensação a partir do Gerador Distribuído	61
5.7.1	NBR 16149	62
5.8	Gerador Distribuído atuando como regulador de tensão em cenário de sobretensão.	63
5.9	Limitação da potência ativa fornecida pela GD	63
5.10	Ajuste no fator de potência da GD	64
5.10.1	Cenário 1 - Sistema FV gerando 100% da sua capacidade com FP variando de 0,9 indutivo a 1.	65
5.10.2	Cenário 2 - Sistema PV gerando 90% de sua capacidade, com FP variando de 0,9 indutivo a 1.	66
5.11	Considerações Finais do Capítulo	67
6	CONCLUSÃO	69
6.1	TRABALHOS FUTUROS	70

Referências 71

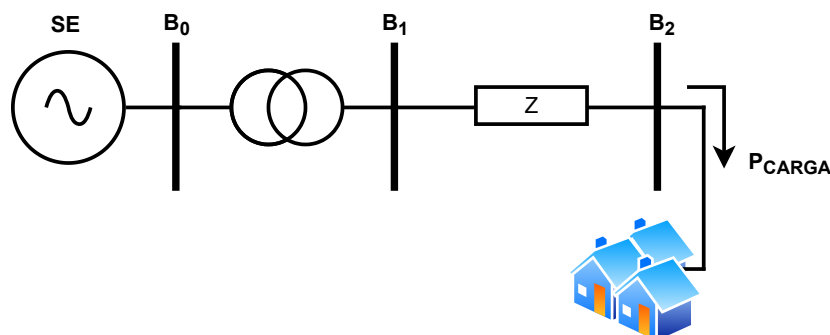
1 INTRODUÇÃO

A busca pela diversificação da matriz energética do Brasil, bem como a necessidade de redução do impacto ambiental causado pela geração de energia elétrica, são cada vez mais relevantes no âmbito nacional e global. Isso exige que fontes de energia renováveis tornem-se mais competitivas perante às tradicionais e já consolidadas, porém finitas, fontes de energia, como as oriundas dos combustíveis fósseis, por exemplo. Como sugere a perspectiva apontada em (SILVA; CARMO, 2017).

A geração fotovoltaica está em ascensão e se destaca como uma fonte renovável com potencial para suprir grande parte da necessidade da diversificação da matriz energética (RELLA, 2017). Segundo (XU et al., 2018), a energia solar fotovoltaica não emite poluentes diretamente no meio ambiente, apesar de produzir resíduos que degradam o meio ambiente no processo de manufatura dos painéis fotovoltaicos bem como no processo de descarte dos equipamentos que atingem o fim de sua vida útil.

Atrelados ao grande aumento da inserção de geradores fotovoltaicos (FV) conectados à rede de distribuição, estão os problemas que os operadores de rede enfrentam, sendo a sobretensão ao longo dos alimentadores o principal (SOUZA et al., 2017). Tradicionalmente, o fluxo de potência em um sistema de distribuição possui uma única direção, partindo da subestação para alimentar as cargas conectadas à rede, como mostra a Figura 1, onde (SE) representa a subestação de média tensão. Com a presença da geração distribuída (GD) há momentos, durante o dia, em que a geração excede o que é requisitado pela carga, portanto o fluxo de potência deixa de ser unidirecional e passa a ser bidirecional, podendo a carga consumir e injetar potência ativa e reativa conforme a Figura 2. Conseqüentemente, a tarefa de manter um nível de tensão adequado ao longo dos alimentadores, torna-se mais complexa.

Figura 1 – Fluxo de potência em um sistema de distribuição convencional.

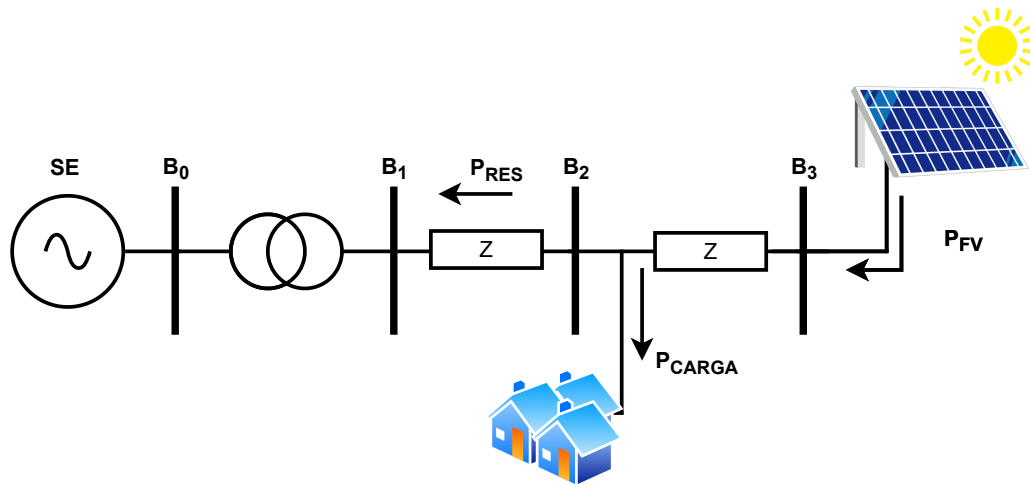


Fonte: Autor (2022).

O fato de o excedente de geração ser injetado na rede de distribuição, aliado à intermitência no que diz respeito a geração de energia nos painéis fotovoltaicos, que depende

totalmente das condições meteorológicas, ocasiona flutuações de tensão na rede, podendo atingir limites de tensão acima do nominal para equipamentos elétricos, além de dificultar a atuação do sistema de proteção (PALUDO, 2014). Segundo (EFTEKHARNEJAD et al., 2012), com o passar do tempo, os impactos devido a alta penetração de sistemas fotovoltaicos à rede, não mais se limitarão às redes de distribuição, tendo impacto também nas redes de transmissão.

Figura 2 – Fluxo de potência reverso em um sistema de distribuição com a presença de uma unidade geradora FV.



Fonte: Autor (2022).

No sentido de manter um nível de tensão dentro do pré estabelecido pelos Procedimentos de Distribuição (PRODIST)(ANEEL, 2016b), métodos de controle de tensão e potência reativa devem ser empregados, como é o caso dos reguladores de tensão (RT's), dos transformadores com comutadores de TAP, e dos bancos de capacitores e indutores para fornecimento de potência reativa capacitiva e indutiva, respectivamente. Em redes sem a presença de fluxo reverso esses métodos estão consolidados, porém, no caso das redes com a presença de GD, alguns problemas tendem a surgir, como o caso do excesso da comutação de TAP, devido a intermitência da geração FV.

1.1 Objetivos gerais

Este trabalho tem como objetivo investigar diferentes estratégias de compensação de tensão em regime permanente para linhas de distribuição curtas que possuem geração fotovoltaica.

1.2 Objetivos específicos

- Ilustrar o problema de regulação de tensão em sistemas de distribuição com geração fotovoltaica.

- Apresentar os limites normativos fornecidos pelo PRODIST para o nível de tensão em redes de distribuição;
- Descrever as principais alternativas para regulação de tensão.
 - OLTC;
 - Regulador série de tensão;
 - Banco de Reativos;
 - DSTATCOM;
 - Uso do inversor da GD como compensador de reativos;
- Definir um cenário baseado em parâmetros reais do sistema, através dele, realizar as simulações necessárias para comparar estas estratégias.
- Analisar e discutir os resultados obtidos.

1.3 Organização do Documento

Este documento está dividido em seis capítulos. Este primeiro capítulo teve o objetivo de introduzir, contextualizar, justificar o estudo realizado e também apresentar os principais objetivos do trabalho.

O segundo capítulo apresenta as normativas utilizadas como base para o trabalho, com foco nos objetivos e fenômenos de qualidade de energia apresentados no módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional) onde destacou-se a apresentação dos limites normativos para variação de tensão em regime permanente em sistemas de média tensão.

O terceiro capítulo descreve a geração distribuída, contrapondo-a a geração centralizada. Também apresenta alguns de seus aspectos positivos e negativos, destacando o efeito negativo da elevação de tensão devido a alta penetração geradores distribuídos, além de apresentar a equação que descreve o desvio de tensão em redes de distribuição com geração distribuída.

O quarto capítulo descreve o sistema de distribuição de energia elétrica utilizado ao longo do estudo. Também é onde os cenários com diferentes níveis de penetração de potência ativa e reativa são estudados, trazendo à tona a problemática do trabalho.

O capítulo cinco descreve as abordagens utilizadas para a regulação de tensão em regime permanente. Além disso, neste capítulo, os métodos de regulação são aplicados no sistema de distribuição sob estudo. O objetivo é manter o nível de tensão dentro dos limites normativos estabelecidos pelo PRODIST, para que, posteriormente, os resultados possam ser analisados e discutidos.

O sexto capítulo conclui o trabalho e apresenta sugestões de trabalhos futuros que seguem a mesma linha de pesquisa.

2 REGULAMENTAÇÕES E NORMAS TÉCNICAS

Embora a geração distribuída fotovoltaica seja tendência mundial nos dias de hoje, existiram muitas barreiras para que a proposta se tornasse viável. O primeiro grande avanço no Brasil, deu-se através da Nota técnica nº 0043/2010-SRD/ ANEEL, em 8 de setembro de 2010. Tratou-se de uma abertura de consulta pública, visando o recebimento da contribuição dos diversos segmentos de energia elétrica a fim de reduzir algumas barreiras para o aumento da viabilidade da GD fotovoltaica.

Posteriormente, em 17 de abril de 2012, através da Resolução Normativa nº 481, foi estabelecido que empreendimentos com fonte solar de energia que construídos até 31 de dezembro de 2017 receberiam descontos de até 80% nas tarifas para uso do sistema de transmissão e distribuição (TUST e TUSD)

Já a Resolução Normativa nº 482 permitiu a revisão do módulo 3 do PRODIST. Tratando a respeito das condições gerais para conexão de sistemas de micro e mini-geração na rede elétrica e propondo o sistema de compensação energética para cidadãos e empresas que possuam sistemas de geração conectados à rede ANEEL (2016).

2.0.1 PRODIST - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica

Citado anteriormente, o PRODIST é um conjunto de diretrizes da ANEEL, que teve sua primeira versão aprovada pela Resolução Normativa nº 345/2008 e que atualmente é estabelecido pela Resolução Normativa nº 956/2021.

Os Procedimento de Distribuição são elaborados pela ANEEL, tendo participação de outras entidades e associações do setor elétrico nacional. Estabelecem normativas e padrões para as atividades relacionadas aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Segundo ANEEL (2016a) os principais objetivos do PRODIST são:

1. Garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade;
2. Propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre os agentes;
3. Disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica;
4. Estabelecer os requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais;
5. assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL;
6. Disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede.

Atualmente o PRODIST é subdividido em 11 módulos, e o módulo 8 é destinado as tratativas no que diz respeito à qualidade do fornecimento de energia elétrica na distribuição.

Segundo ANEEL (2016b), os objetivos do módulo 8 do PRODIST são:

1. Estabelecer os procedimentos relativos à qualidade do fornecimento de energia elétrica na distribuição no que se refere à qualidade do produto, à qualidade do serviço e à qualidade comercial;
2. Definir os fenômenos relacionados à qualidade do produto (conformidade da onda de tensão em regime transitório e permanente) estabelecendo seus indicadores e valores de referência;
3. Definir os fenômenos relacionados à qualidade do serviço (continuidade do fornecimento de energia elétrica, apuração dos indicadores de continuidade e de atendimentos a ocorrências emergenciais);
4. Estabelecer os procedimentos relacionados à apuração da qualidade comercial (qualidade do atendimento ao cliente, quanto à reclamação, cumprimento dos prazos e outras demandas);
5. Estabelecer os procedimentos para apuração e encaminhamento de informações referentes a acidentes de trabalho e a acidentes com terceiros;

Dentre os objetivos listados anteriormente, o mais importante para o escopo da pesquisa é o item 2, pois define os valores de referência e limites para os fenômenos que afetam a qualidade da energia entregue ao consumidor, sendo eles:

- Variações de tensão em regime permanente;
- Fator de potência;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variação de frequência.

Tais fenômenos estão atrelados diretamente a penetração de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição.

2.0.2 Variação de Tensão em Regime Permanente

O módulo 8 do PRODIST estabelece limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente no barramento trifásico do sistema elétrico. Tais limites variam de acordo com o nível de tensão em questão.

Para uma tensão nominal igual ou superior a 1 kV e inferior a 69 kV é considerada adequada a tensão de atendimento (TA) dentro da faixa de 0,93 a 1,05 pu. Já para um nível de tensão igual ou superior a 69 kV considera-se adequada a tensão de atendimento entre 0,95 e 1,05 pu. Para a rede secundária do sistema de distribuição, onde o nível de tensão é inferior a 1 kV os valores variam conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Faixas de tensão adequadas em regime permanente para tensões inferiores a 1 kV.

Tensão Nominal V_N(V)	Faixa de variação adequada (V)
440/220	$402 \leq V_N \leq 458$ $201 \leq V_N \leq 229$
380/220	$348 \leq V_N \leq 396$ $201 \leq V_N \leq 231$
254/127	$232 \leq V_N \leq 264$ $116 \leq V_N \leq 132$
240/120	$216 \leq V_N \leq 254$ $108 \leq V_N \leq 127$
230/115	$216 \leq V_N \leq 241$ $108 \leq V_N \leq 127$
220/110	$201 \leq V_N \leq 229$ $101 \leq V_N \leq 115$
208/120	$196 \leq V_N \leq 229$ $113 \leq V_N \leq 132$

Fonte: Adaptado de ANEEL (2016b).

2.0.3 Fator de Potência

O Módulo 8 do PRODIST exige que os registros dos valores reativos sejam feitos através de instrumentos de medição adequados, preferencialmente eletrônicos, e o valor do fator de potência deverá ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa.

Para os valores de referência o fator de potência para conexões com tensão inferiores a 230 kV deverá estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo e entre 0,92 e 1,00 capacitivo. Para conexões com tensão igual ou superior a 230 kV os padrões serão determinados no Procedimento de Rede.

O módulo 8 do PRODIST não trata a respeito do fator de potência de unidades de GD, porém, segundo a COPEL (2012), verificou-se a mesma exigência que o fator de potência de unidades geradoras conectadas ao sistema de distribuição. Ainda, a NTC 905100 exige que o sistema preveja a compensação e o controle do fator de potência empregando a tecnologia que se adéque a situação.

2.0.4 Harmônico de Tensão

No geral as normativas que tratam a respeito das distorções harmônicas de tensão (DHT) seguem o que propõe o módulo 8 do PRODIST, como por exemplo a norma NTC 905100, para acesso de geração distribuída a rede de distribuição COPEL (2012).

Segundo a metodologia proposta pelo PRODIST, para o cálculo das distorções harmônicas, nos sistemas trifásicos as medições devem ser feitas com as tensões fase-neutro para sistemas em estrela aterrada e fase-fase para as demais configurações. Além disso, deve ser considerado um espectro harmônico que compreenda desde a componente fundamental até, pelo menos, a componente harmônica de 25^a ordem.

O cálculo da distorção harmônica total de tensão se dá através da seguinte equação:

$$DHT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\%, \quad (1)$$

sendo:

h = todas as ordens harmônicas de 2 até h_{max} ;

h_{max} = ordem harmônica máxima;

V_h = tensão harmônica de ordem h ;

V_1 = tensão fundamental medida.

Os valores de referência em % de DHT variam conforme o nível de tensão do barramento analisado, conforme a Tabela 2

Tabela 2 – Limites para as distorções harmônicas totais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental).

Tensão Nominal (kV)	DHT (%)
$V_N \leq 2,3$	10
$2,3 < V_N \leq 69$	8
$69 < V_N \leq 230$	5

Fonte: Adaptado de ANEEL (2016b).

2.0.5 Desequilíbrio de tensão

Segundo Paludo (2014), ao se tratar de conexões de geradores fotovoltaicos monofásicos à rede, é importante avaliar se a conexão em uma única fase poderá acarretar em um desbalanceamento entre as fases do barramento.

Segundo a ANEEL (2016b), o fator de desequilíbrio (FD) pode ser calculado através da razão entre a magnitude da tensão de sequência negativa e a magnitude da tensão de sequência positiva, em RMS. Da seguinte maneira:

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100 \quad (2)$$

No PRODIST é determinado que o fator de desequilíbrio nos barramentos de distribuição deve ser igual ou inferior a 2%.

2.0.6 Variação de Frequência

O PRODIST determina que o sistema de distribuição, bem como as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência estabelecidos entre 59,9 Hz e 60,01 Hz.

Diante de algum distúrbio, as instalações conectadas ao sistema devem garantir que a frequência retorne ao valor determinado pela norma no prazo de 30 segundos, permitindo a recuperação do equilíbrio carga-geração.

Em situações extremas, onde há a necessidade de corte de geração ou carga para prover o reequilíbrio da frequência do sistema, a frequência não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz.

2.1 Considerações Finais do Capítulo

Apresentou-se neste capítulo os objetivos do PRODIST e principalmente os objetivos do módulo 8, que tratam a respeito da qualidade de energia. Dentre os fenômenos de que afetam a qualidade de energia, destaca-se a sobretensão como o distúrbio a ser analisado neste trabalho.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Este capítulo busca definir o conceito de geração distribuída e aborda de maneira geral os elementos que compõem um sistema de geração distribuída fotovoltaica e a forma com que os mesmos são conectados à um sistema de distribuição de energia elétrica.

3.1 Geração distribuída

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA) em Agency (2002) a geração distribuída é definida como a energia elétrica produzida próxima à unidade consumidora e é proveniente das tecnologias das células fósseis, da energia eólica e da energia fotovoltaica.

A expressão geração distribuída é a tradução literal da expressão inglesa *distributed generation*, que contextualizando, remete a distribuição da fonte de energia elétrica e não a energia elétrica em si. Embora o sistema de geração convencional (centralizado) também seja distribuído geograficamente, pois não é concentrado em apenas um ponto e também, nem a geração distribuída está presente em cada uma das unidades consumidoras. É comum a ideia de contrapor a definição de sistema de geração distribuída com a de sistema de geração centralizada, que é o convencional. Mesmo a geração centralizada tradicionalmente precisou ser distribuída geograficamente devido ao grande porte das usinas, pois apenas algumas localidades possuem os requisitos técnicos para garantir o nível de geração requerido para grandes geradores. Portanto, é correto concluir que a geração centralizada, na verdade é constituída de usinas de grande porte distribuídas geograficamente (SEVERINO, 2008).

O aspecto mais importante que classifica uma GD é a sua localização, pois embora haja diversidade na opinião dos autores citados em Severino (2008), a localização é o único aspecto contemplado por todos os autores e, a grande maioria, define a localização da GD como sendo próxima à rede de distribuição. É importante enfatizar que o art. 14 do Decreto nº 5.163/2004, que é a norma que define a geração distribuída no Brasil, considera como GD apenas o sistema de geração que é conectado à rede de distribuição (BRASIL, 2004), consentindo com os autores citados por Severino (2008).

O fato da energia ser produzida próximo a unidade consumidora e conectada à rede de distribuição, implica na redução da extensão das linhas que transportam a energia, descartando a utilização das linhas de transmissão que trabalham com elevados níveis de tensão e restringindo o seu transporte apenas pelas redes de distribuição de média e baixa tensão, dessa forma, segundo ANEEL (2014) impactando positivamente com a redução dos custos de manutenção e expansão das redes de distribuição e transmissão.

3.2 Aspectos positivos da Geração Distribuída

O estudo realizado por Pereira (2019) apresenta alguns aspectos positivos e negativos que a geração distribuída traz para o sistema elétrico e para a sociedade. Alguns deles serão tratados a seguir.

3.2.1 Aspectos Econômicos

- Incentivos para a geração distribuída - Desde 2015 está em vigor o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), programa que incentiva a produção de energia elétrica fotovoltaicas. Prevê-se um investimento de cerca de 100 bilhões de reais e aproximadamente 2,7 milhões de unidades consumidoras se beneficiando do programa (FARIELLO, 2015). Tais incentivos favorecem o crescimento da GD no país, principalmente a geração de energia proveniente das células fotovoltaicas.
- Área disponível - O fato do sistema de GD não necessitar de grandes territórios e área construída facilita a alocação do mesmo, visto que é possível utilizar os espaços construídos para outras finalidades para a alocação do sistema de geração, como por exemplo, o uso de telhados, coberturas e fachadas como espaço para construção de usinas fotovoltaicas.
- Sistema de compensação de energia - Miranda (2013) explica que a partir do uso de medidores bidirecionais, as unidades consumidoras poderão injetar energia no sistema elétrico vigente e serem recompensadas por isso. Embora diferente de outros países como a Alemanha, Estados Unidos e Japão, onde se é possível receber monetariamente em troca da energia elétrica fornecida ao sistema, no Brasil o crédito recebido devido a injeção de energia elétrica excedente na rede é utilizado nas faturas seguintes da unidade consumidora, ou até mesmo de outras unidades consumidoras que estão cadastradas em um mesmo CPF e que sejam da mesma concessionária.
- Redução nos custos de transmissão - De acordo com Lotero, Rocha et al. (2010) em sua pesquisa publicada no CBPE (Congresso Brasileiro de Planejamento Energético) a inclusão de GD no tamanho e localização adequada permite adiar os reforços necessários na rede de transmissão, reduzindo os custos de investimento. Atualmente todo planejamento de expansão de transmissão considera a inclusão de GD, dessa forma, a expansão pode ser feita na medida correta, evitando investimentos em demasia ou até mesmo déficits.

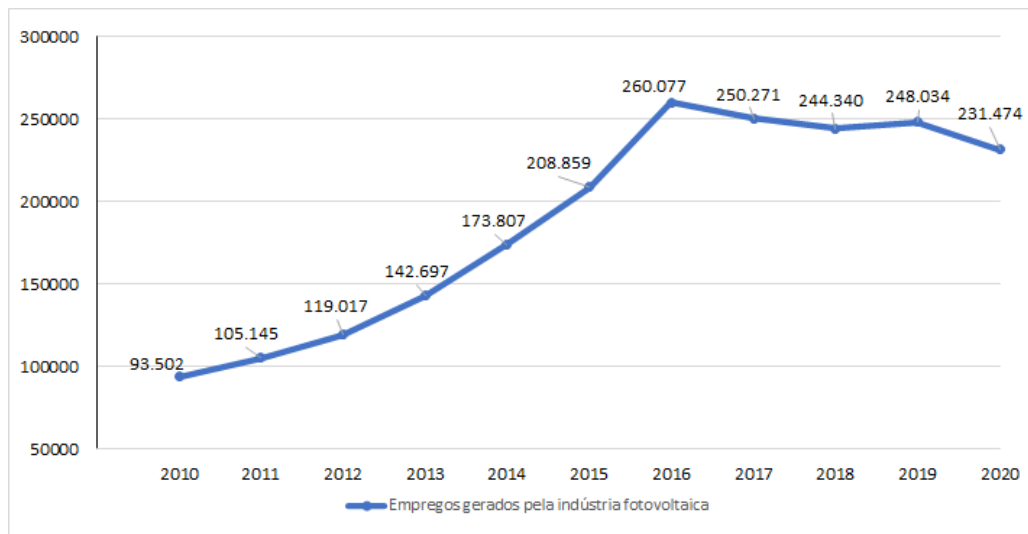
3.2.2 Aspectos Sociais

- Redução dos impactos ambientais - O Brasil como dependente da energia provinda das hidrelétricas, é pressionado constante por setores socioambientais, isso porque segundo Santos, Cunha e Cunha (2017) as usinas hidrelétricas causam grandes impactos ambientais, principalmente devido aos alagamentos causados durante a implantação, gerando alterações drásticas no ecossistema e destruição da fauna e flora. Além disso,

vale ressaltar que em períodos de estiagem o governo tende a utilizar outras fontes de geração de energia para compensar o baixo nível de geração das hidrelétricas, e atualmente a alternativa mais utilizada é a térmica que utiliza combustível fóssil. Nesse sentido, (PEREIRA, 2019) destaca a geração distribuída fotovoltaica como tendo impacto ambiental praticamente nulo se comparada as fontes de geração centralizadas citadas anteriormente.

- Mercado de trabalho - De acordo com o estudo realizado pela Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, a indústria solar fotovoltaica possui um grande potencial para geração de empregos e desenvolvimento social de regiões que possuem carência de empregos. A estimativa realizada aponta que em média 30 empregos são gerados para cada MW instalado. A Figura 3 apresenta os dados do relatório mais recente publicado pela Foundation (2021), e mostra que embora tenha ocorrido uma queda de 6,7% no número de trabalhadores atuando na indústria fotovoltaica desde o ano de 2020 (devido à pandemia do COVID 19) os últimos 5 anos apresentaram um crescimento satisfatório.

Figura 3 – Empregos gerados pela indústria fotovoltaica nos EUA ao longo dos últimos anos

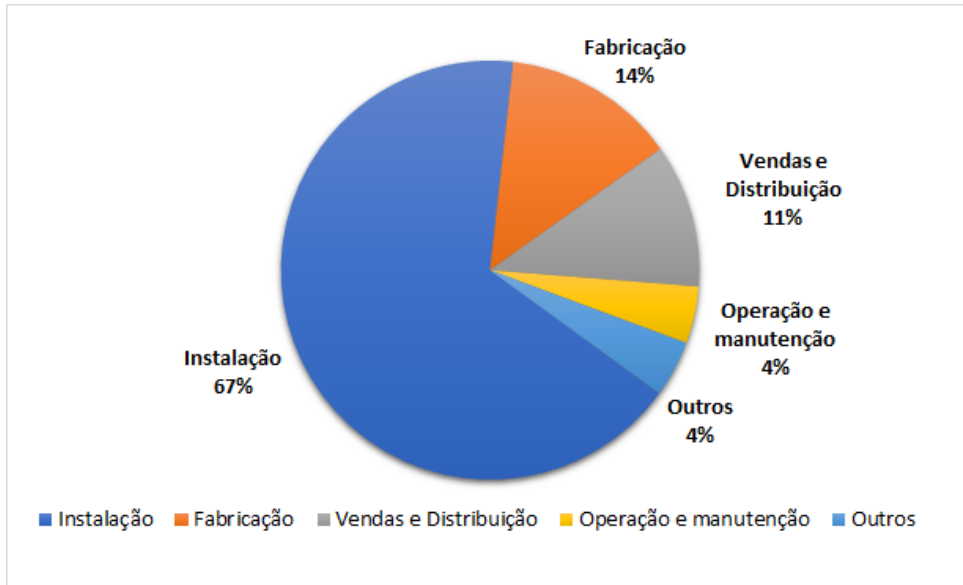


Fonte: Adaptado de (FOUNDATION, 2021).

O autor apresenta ainda a distribuição de empregos gerados pela indústria fotovoltaica nos EUA em 2011, mostrando que a maior parcela de empregos gerados é a de instalação, a Figura 4 mostra essa distribuição. Vale ressaltar que a categoria "outros" engloba profissionais responsáveis por setores como finanças, pesquisa, legislação, comunicação e *marketing*.

No Brasil, segundo as projeções da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) espera-se que a indústria fotovoltaica gere mais de 147 mil novos empregos até o fim de 2021, sendo a geração distribuída responsável por mais de 118 mil novos empregos. Tal aumento ocorrerá devido a projeção de crescimento de 90% da potência

Figura 4 – Distribuição de empregos na indústria fotovoltaica nos EUA em 2021



Fonte: Adaptado de (FOUNDATION, 2021).

instalada, passando de 4,4 GW para 8,3 GW. Já o restante dos novos empregos são no segmento de usinas solares centralizadas, as quais deverão ter um crescimento de aproximadamente 37%, de 3,1 GW para 4,2 GW (ABSOLAR, 2021).

- Democratização da Energia - O favorecimento do acesso a energia elétrica está atrelado ao desenvolvimento econômico e social. E nesse sentido, a geração distribuída possui um grande impacto social a partir do momento em que possibilita a democratização da energia ao ser produzida em áreas remotas que não estão interligadas ao SIN (Sistema Interligado Nacional) sem a necessidade de grandes obras para a expansão das redes de transmissão.

3.2.3 Aspectos Técnicos

- Diminuição do Fornecimento de Energia da Rede Durante os Picos de Carga - Segundo Naruto (2017), o uso da geração distribuída minimiza a demanda de energia em períodos de pico de carga a partir da sua capacidade de complementar, ou em alguns casos, suprir o fornecimento de energia elétrica para o consumidor.
- Redução das Perdas no Sistema Elétrico - Atualmente, segundo (ANEEL, 2021), a perda de energia elétrica na rede básica brasileira corresponde a cerca de 4% da energia produzida, e a geração distribuída é uma das formas de diminuir esse índice de perda, pois como foi comentado no início do capítulo, a geração distribuída limita-se a conexão em redes de distribuição. E nesse sentido, as perdas devido ao transporte de energia são reduzidas, visto que os sistemas de geração distribuída são conectados em grande parte diretamente no local de consumo.

3.3 Aspectos Negativos da Geração Distribuída

3.3.1 Aspectos Econômicos

Ainda segundo Pereira (2019), apesar da queda gradativa do custo ao longo dos últimos anos, o sistema de geração distribuída apresenta um custo elevado de implantação em comparação com sistema centralizado. Segundo Santos e Santos (2008) o aumento na complexidade do sistema elevará o custo relacionado as medidas de administração, segurança e manutenção da rede.

3.3.2 Aspectos Técnicos

O autor Pereira (2019) destaca que os maiores empecilhos para a expansão da GD estão relacionados aos aspectos técnicos, principalmente no que diz respeito à qualidade de energia entregue ao consumidor. Com o aumento de unidades consumidoras auto-suficientes prevê-se a ocorrência de uma desestabilização do sistema por conta da não operacionalidade das operadoras, ou seja, segundo Neto (2016), as operadoras não conseguiriam controlar a flexibilidade do sistema de acordo com a demanda, podendo assim comprometer a qualidade e a confiabilidade da energia entregue ao consumidor.

Entende-se que as alterações na rede precisam ser estudadas e que avancem de maneira que não comprometa a confiabilidade do sistema interligado.

Ainda relacionado à qualidade de energia, confiabilidade e segurança do sistema de distribuição, é necessário olhar com atenção no fluxo reverso de potência em casos onde ocorrem excesso de geração. Segundo Neto (2016) o sistema convencional foi projetado para operar com um fluxo unidirecional de potência elétrica (das grandes centrais geradoras para os consumidores), logo, com a expansão dos sistemas de GD, o fluxo reverso pode interferir no funcionamento ideal do sistema, colocando em riscos equipamentos conectados à rede.

3.4 Elevação de Tensão Devido à Geração Distribuída

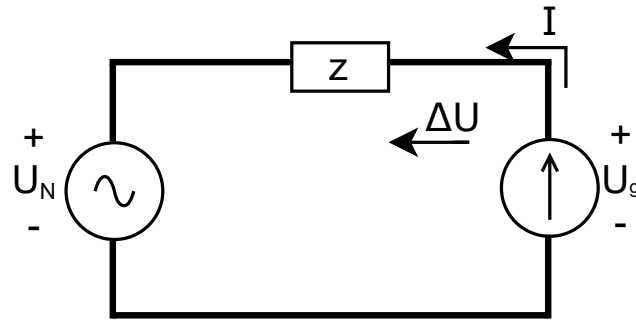
Essa seção descreve a teoria para o aumento de tensão em alimentadores devido a inserção de potência ativa e/ou reativa a partir de geradores descentralizados.

A Figura 5 mostra um esquema simplificado de um gerador descentralizado conectado a um alimentador. No caso de sistemas fotovoltaicos o gerador pode ser considerado uma fonte de corrente a qual possui a sua tensão U_g definida a partir da sua potência, bem como a partir da impedância Z da rede a qual está conectada. Assume-se que a tensão nominal da rede (U_N) é fixa.

A Equação (3) pode ser utilizada para determinar o desvio de tensão a partir da impedância da rede, causada pela corrente inserida pelo gerador.

$$\frac{\Delta U}{|U_N|} = \frac{Z \cdot I}{|U_N|} \quad (3)$$

Figura 5 – Esquema simplificado de um gerador descentralizado conectado a um alimentador.



Fonte: Adaptado de (STETZ; MARTEN; BRAUN, 2012).

A corrente I é calculada na Equação (4), onde a potência aparente fornecida pela geração fotovoltaica S_{PV} é decomposta em suas componentes ativa (P) e reativa (Q). Sendo a potência reativa capacitiva representada por $Q > 0$ e a potência reativa indutiva por $Q < 0$.

$$I = \left(\frac{S_{PV}^*}{|U_N|} \right) = \left(\frac{P}{|U_N|} - j \frac{Q}{|U_N|} \right) \quad (4)$$

A impedância da linha Z pode ser expressada pela soma da sua resistência R e sua reatância X , nesse caso, puramente indutiva.

$$Z = R + jX \quad (5)$$

Substituindo (4) e (5) em (3) a equação pode ser reescrita da seguinte forma

$$\frac{\Delta U}{|U_N|} = \frac{(P \cdot R) + (Q \cdot X)}{|U_N|^2} + j \frac{(P \cdot X) - (Q \cdot R)}{|U_N|^2} = \Delta U_d + j\Delta U_q, \quad (6)$$

onde ΔU_d representa a componente de eixo direto e $j\Delta U_q$ a componente em eixo de quadratura do desvio de tensão. Segundo Brabandere et al. (2007) na maioria das redes de distribuição é suficiente considerar apenas a componente direta do desvio de tensão ao calcular a magnitude da tensão no ponto de acoplamento comum (PAC). Portanto, considerando $(|V_N| + U_d) \gg U_q$

$$|V_{PAC}| = \sqrt{(|V_N| + V_d)^2 + V_q^2} \approx |V_N| + V_d. \quad (7)$$

A consideração anterior implica na redução da equação 6 para

$$\frac{\Delta U}{U_N} = Re \left\{ \frac{\Delta U}{|U_N|} \right\} = \frac{(P \cdot R) \pm (Q \cdot X)}{|U_N|^2} \quad (8)$$

A equação 8 mostra que a injeção de potência ativa causa uma elevação de tensão ao longo do alimentador, enquanto a injeção de potência reativa pode ser utilizada para reduzir

ou elevar a tensão da rede. Verifica-se que para um valor de $Q < 0$ (reativo indutivo) temos uma redução da tensão, e para valores de $Q > 0$ (reativo capacitivo) implica em uma elevação da tensão. Constata-se que quanto maior a parcela resistiva da rede, maior é a significância do efeito causado pela injeção de potência ativa. Além disso, se as potências ativa e reativa forem conhecidas, pode-se aferir o ângulo do fator de potência da unidade de geração.

$$\phi = \arctg\left(\frac{\pm Q}{P}\right). \quad (9)$$

3.5 Considerações Finais do Capítulo

Este capítulo definiu o conceito de geração distribuída, apontando as principais diferenças deste modelo para o modelo centralizado. Apresentou-se aspectos positivos e negativos da GD nos âmbitos econômicos, sociais e técnicos.

Quanto aos aspectos técnicos dos efeitos relacionados à conexão da GD nos sistemas de distribuição, apresentou-se o equacionamento que rege o distúrbio abordado neste trabalho, a sobretensão devido ao fluxo reverso. O próximo capítulo busca por meio de simulações computacionais demonstrar este efeito e apresentar algumas possíveis abordagens para a mitigação do distúrbio.

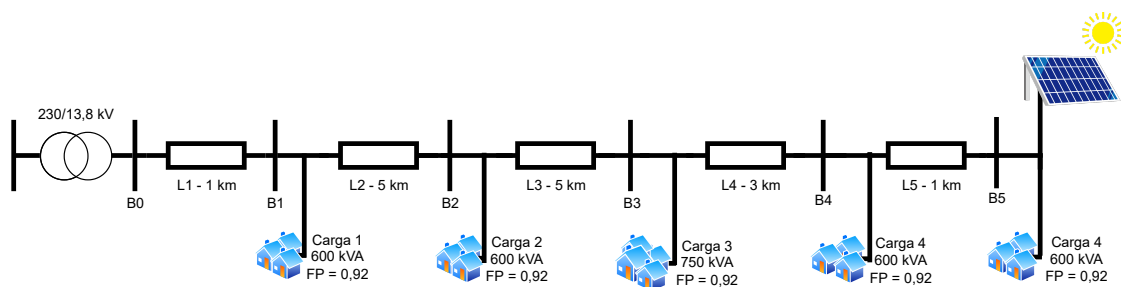
4 SIMULAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Neste capítulo será realizada a simulação de um sistema de distribuição de energia elétrica, cujos parâmetros são baseados em uma rede de distribuição real no Brasil. No sistema em questão, serão analisadas diferentes situações com o objetivo de evidenciar os efeitos de elevação de tensão causados pela alta penetração de energia fotovoltaica.

Para tal, utilizou-se da ferramenta Simulink, disponibilizada pelo *software* Matlab, onde foi possível parametrizar o sistema de maneira a se aproximar o máximo possível de um sistema convencional de distribuição de energia.

O sistema baseia-se em um alimentador com tensão primária fornecida em 13,8 kV com diferentes tipos de cargas conectadas ao longo de sua extensão. Além disso, a rede também possui em uma de suas barras um sistema de geração fotovoltaico que fornece potência ativa ou reativa à rede de acordo com o cenário adotado.

Figura 6 – Representação do sistema a ser estudado.



Fonte: Autor (2022).

A Tabela 3 apresenta os valores de distância das linhas de distribuição e também a características das cargas conectadas ao sistema, os parâmetros associados a cada tipo de condutor, como sua impedância e ampacidade podem ser vistos mais adiante na Tabela 5

Tabela 3 – Parâmetros utilizados para simulação do sistema

Parâmetro do sistema	Valor
Tensão nominal	13,8 kV
Extensão do trecho L1	1 km
Extensão do trecho L2	5 km
Extensão do trecho L3	5 km
Extensão do trecho L4	3 km
Extensão do trecho L5	1 km
Potência da Carga 1	600 kVA
Potência da Carga 1	600 kVA
Potência da Carga 1	750 kVA
Potência da Carga 1	600 kVA
Potência da Carga 1	600 kVA
Fator de potência das cargas	0,92 indutivo
Potência de geração instalada	4,6 MWp

Fonte: Autor (2022).

Nesse sistema, diferentes cenários serão estudados, a fim de apresentar o funcionamento ideal e também os efeitos negativos da alta penetração de geração fotovoltaica. A partir disso, os métodos para mitigar tais efeitos serão aplicados e analisados, a fim de concluir qual das propostas se torna mais eficiente no tipo de rede em questão.

4.1 Dimensionamento dos Condutores

O cálculo para o dimensionamento dos condutores que se encontram ao longo do alimentador depende basicamente da carga conectada ao sistema, pois é o que determina a corrente que percorrerá o circuito e conseqüentemente, a área de seção do condutor que deverá ser utilizado.

Apesar de ainda ser muito comum encontrar alimentadores que utilizam condutores do tipo NU, com seção nominal que varia de 30 a 240mm², a tendência é que as redes de distribuição se modernizem e predomine o uso da rede compacta protegida. Portanto o dimensionamento dos condutores utilizados na simulação do sistema foi baseado na COPEL NTC 841100 (2014), que trata a respeito das características construtivas para redes de distribuição compacta protegida. A rede compacta protegida, conhecida como *spacer cable*, é uma rede moderna e possui diversas vantagens com relação às redes convencionais, como por exemplo, a redução do espaço físico ocupado pelos condutores, menor ocorrência de curtos-circuitos devido ao material isolante que protege o condutor, e maior confiabilidade no fornecimento de energia, (COPEL NTC 841100, 2014).

4.1.1 Parâmetros da Linha

Segundo Lucio (2015) o carregamento médio de um alimentador varia em função da potência da subestação (SE) e do número de alimentadores conectados à mesma. Considerando uma SE com um transformador de 30 MVA com tensão de fornecimento nominal de 13,8 kV provendo energia a um total de 5 alimentadores, estima-se uma demanda média de 6 MVA por alimentador. Como consequência, a corrente média que percorre o alimentador fica em torno de 250 A.

A Tabela 4 apresenta a corrente média de um alimentador baseado na sua demanda média e sua tensão de fornecimento nominal. Para a simulação proposta, considera-se uma potência de até 6 MVA na tensão de fornecimento de 13,8 kV.

Tabela 4 – Carregamento médio de um alimentador por classe de tensão.

Tensão nominal (kV)	Demanda média (MVA)	Corrente média do alimentador (A)
11,9	5	243
13,8	6	251
34,5	15	251

Fonte: Adaptado de (LUCIO, 2015).

As características elétricas dos condutores utilizados na simulação são apresentadas na Tabela 5, e são fundamentais para a parametrização da linha no Simulink. Os dados apresentados são disponibilizados em (COPEL NTC 841100, 2014), onde são caracterizados os condutores cobertos para redes aéreas de distribuição em tensões de 13,8 kV a 34,5 kV.

Tabela 5 – Características dos cabos de alumínio cobertos em XLPE - 13,8 kV.

NTC	Seção nominal (mm ²)	Resistência 75 °C (Ω/km)	Reatância Indutiva (Ω/km)	Ampacidade (A)
0631	35	1,060	0,3230	187
0632	70	0,541	0,2975	282
0634	185	0,2	0,2576	525

Fonte: (COPEL NTC 841100, 2014).

Os condutores apresentados na Tabela 5 estão ordenados de acordo com a sua área da seção nominal, parâmetro inversamente proporcional a sua resistência em Ω/km sendo o condutor abordado pela NTC 0631 o cabo com menor área de seção e, como consequência, o que possui a maior resistência entre os 3 cabos apresentados. A maior área de seção implica em uma maior capacidade de condução de corrente elétrica, justificando a maior ampacidade apresentada pelo condutor abordado pela NTC 0634. Verifica-se que a diferença entre a

reatância indutiva dos condutores é muito menos significativa do que a diferença entre as suas resistências. Esses parâmetros estão atrelados diretamente ao desvio de tensão apresentado na Equação (8), e que serão demonstrados na seção seguinte.

4.2 Modelagem dos elementos simulados no Simulink

Na simulação do sistema utilizou-se o método fasorial do bloco *powergui* do Simulink para obter os resultados da simulação. Segundo a documentação do MATLAB/Simulink, este método é utilizado quando se está interessado em analisar as variações de magnitude e fase das tensões e correntes do sistema, não se importando com as equações diferenciais resultantes das interações de elementos indutivos e capacitivos. Desta forma, resolvendo o sistema de maneira mais ágil.

Para a representação da subestação a qual o sistema está conectado, utilizou-se o bloco que representa uma fonte de tensão trifásica (*Three-Phase Source*), que foi parametrizada como uma fonte ideal de 13,8 kV.

O bloco que se utiliza para representar os condutores do sistema é o *Three-Phase Series RLC Branch*. Este bloco implementa um ramo trifásico do tipo RLC série, cujos parâmetros de entrada são os valores de resistência (Ω), indutância (H) e capacitância (F). Porém, para este trabalho, modelou-se o mesmo utilizando apenas componentes resistivas e indutivas, obtidas através das características construtivas dos condutores apresentados na (COPEL NTC 841100, 2014).

As cargas utilizadas ao longo do alimentador foram parametrizadas utilizando o bloco *Three-Phase Series RLC Load*, o qual representa uma carga RLC trifásica. Para os parâmetros de entrada necessários para a configuração do bloco, definiu-se a configuração da carga como estrela aterrada com impedância constante, além da tensão nominal (13,8 kV) e a frequência do sistema (60 Hz). Além disso é necessário fornecer os valores de P e Q da carga. Para as cargas utilizadas foram atribuídas as potências de 600 e 700 kVA com fator de potência indutivo de 0,92.

As barras do sistema são representadas pelo bloco *Three-Phase VI Measurement*, com o objetivo de realizar a medição de tensão e corrente em cada barra do sistema. Este bloco possui a capacidade de fornecer os valores de tensão e corrente no seu ponto de conexão em valores por unidade ou em volts e amperes, respectivamente. A parametrização do bloco é simples, necessita-se apenas informar a configuração da medição da tensão (neste caso a tensão foi medida entre a fase e o terra) e o formato da saída da medição, nesta simulação adotou-se os sinais de saída como complexos e os valores em por unidade.

O sistema fotovoltaico utilizado na simulação trata-se de uma fonte de corrente controlada que fornece corrente ao sistema de acordo com a potência de entrada. O modelo utilizado como base para esta aplicação é disponibilizado em Brunelle (2015). O modelo apresenta o sistema de geração fotovoltaica operando ao longo de um ano, utilizando como entrada os dados de irradiação de diferentes regiões. Para o escopo deste trabalho, optou-se

por manter a potência fornecida pela GD constante, variando-a para cada cenário discutido.

Quanto a modelagem dos métodos de compensação utilizados, a princípio utilizou-se o bloco *Three-Phase OLTC Regulating Transformer* tanto para emular o OLTC utilizado na subestação quanto para o autotransformador regulador de tensão, pois ambos operam da mesma maneira. Os parâmetros de entrada deste bloco operando como regulador de tensão correspondem basicamente a quantidade de *taps* disponíveis, a tensão de referência, largura de banda e temporizador (parâmetros que serão explicados posteriormente na seção que trata a respeito do OLTC).

Para o simular os bancos de reativos optou-se por utilizar o mesmo bloco responsável por simular as cargas conectadas ao sistema. Nesse caso, a carga conectada é puramente reativa.

Para simular o DSTATCOM optou-se por utilizar o mesmo modelo utilizado para representar a GD, disponível em Brunelle (2015). Neste caso, ao invés de ser injetada potência ativa, definiu-se a potência reativa a ser injetada.

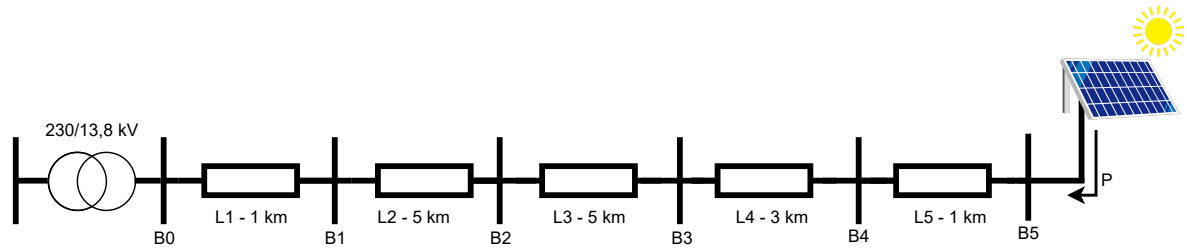
4.3 Efeitos da geração distribuída no sistema

A fim de evidenciar os efeitos que a geração distribuída ocasiona num sistema de distribuição de energia elétrica, realizam-se alguns testes em diferentes cenários, porém, para melhor visualização do efeito, considerou-se uma carga constante no tempo. Os cenários variam desde o nível de penetração de energia fotovoltaica, o comprimento e bitola dos condutores, o nível de tensão na subestação e a carga do sistema.

4.3.1 Cenário 1 - Sistema sem carga com variação da penetração de potência ativa na barra 5.

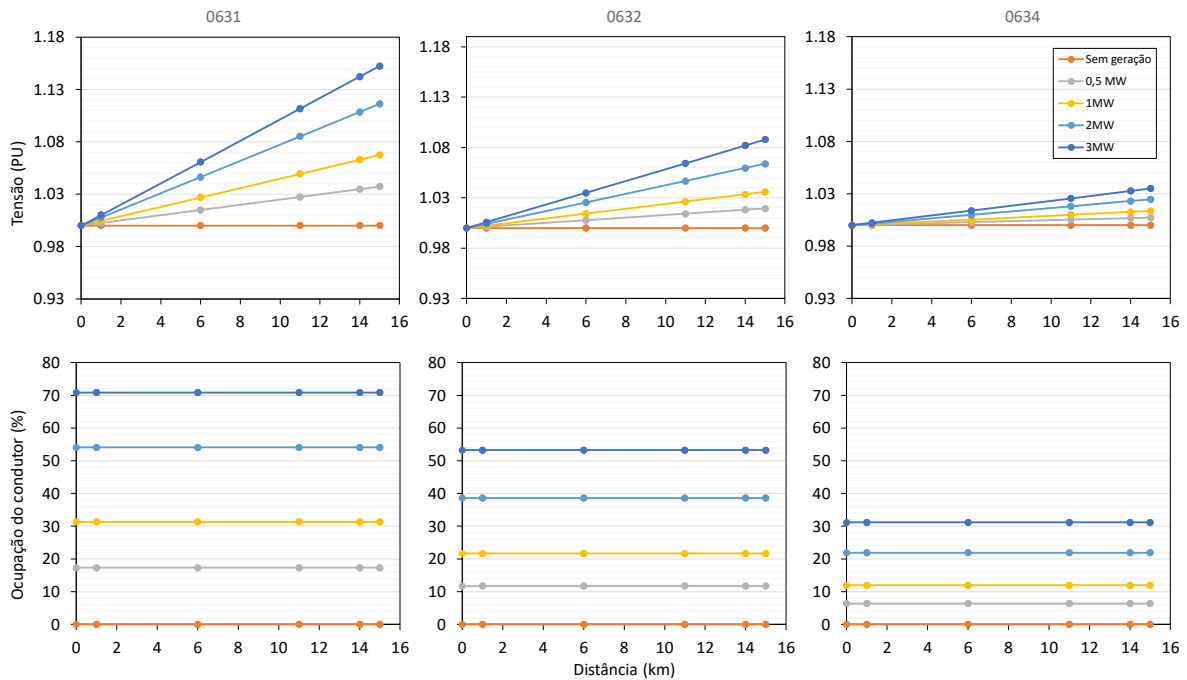
O primeiro cenário de estudo está apresentado na Figura 7 que consiste em uma variação do sistema proposto na Figura 6, com tensão nominal na subestação e sem carga ao longo da linha, a fim de expor os efeitos causados no nível de tensão nos barramentos e na ocupação de corrente dos diferentes condutores considerados na simulação a medida em que a potência ativa fornecida pela GD aumenta. Para isso, conectou-se o sistema de geração na barra 5 e variou-se a potência de 0 a 3 MW. O processo repetiu-se para os 3 condutores apresentados na Tabela 5.

Figura 7 – Cenário 1 - Sistema sem carga com variação de potência ativa fornecida pela GD na barra 5.



Fonte: Autor (2022).

Figura 8 – Efeitos na tensão e corrente devido à penetração de potência ativa na barra 5.



Fonte: Autor (2022).

A Figura 8, apresenta os gráficos correspondentes ao primeiro cenário de estudo, o qual verifica-se uma constante elevação na tensão dos barramentos (pu) a medida em que a penetração de potência ativa (MW) na barra 5 aumenta, conseqüentemente, devido ao fluxo contrário de potência dado à penetração fotovoltaica, temos uma redução na ocupação do condutor, visto que a corrente provinda da geração distribuída se opõe a corrente originária da SE.

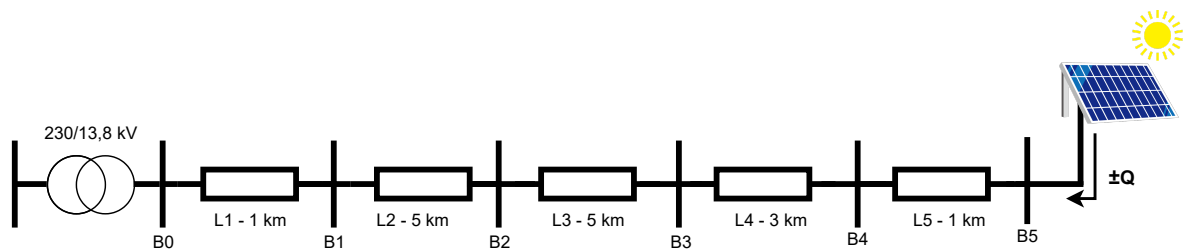
Pode-se, de imediato, perceber que o efeito de elevação de tensão é mais expressivo no condutor 0631, uma vez que a parcela resistiva da sua impedância é mais significativa que a parcela reativa, como apresentado anteriormente na descrição dos condutores.

4.3.2 Cenário 2 - Sistema sem carga com variação da penetração de potência reativa na barra 5.

Propõe-se, no segundo cenário, avaliar os efeitos da penetração de potência reativa no mesmo sistema proposto no primeiro cenário. A fim de avaliar a maneira com que as tensões e correntes variam em diferentes níveis de penetração de potência reativo, sendo o único diferencial para o Cenário 1 o fornecimento de potência reativa pela GD ao invés da potência ativa.

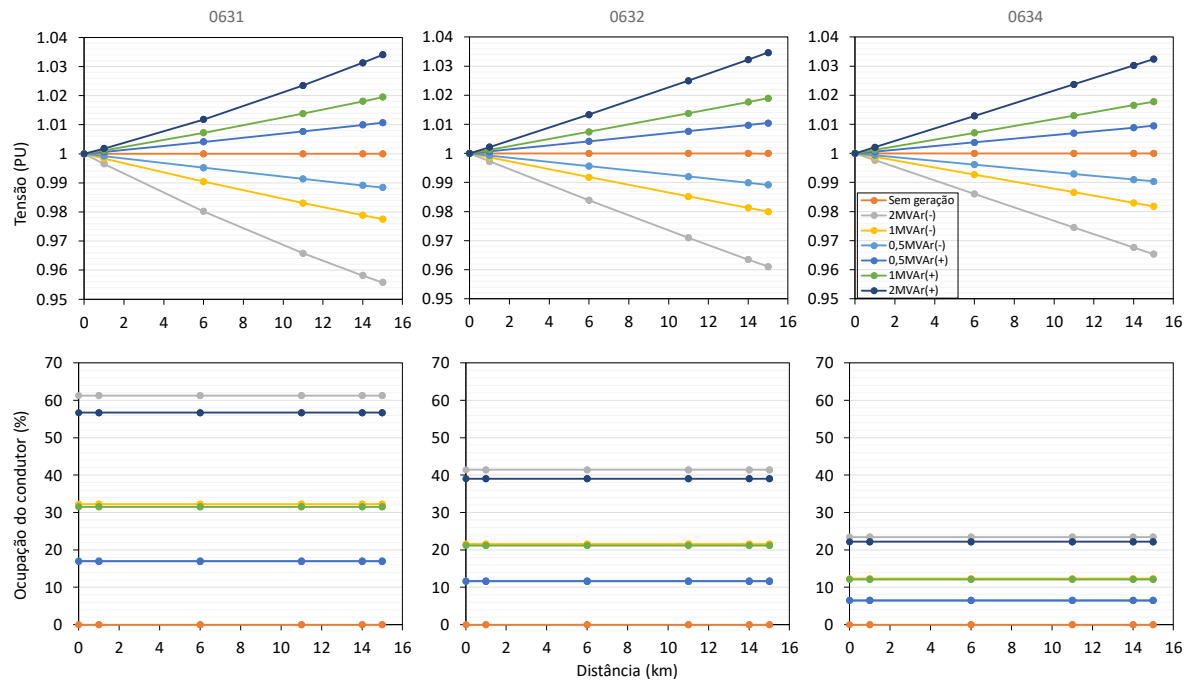
A ?? apresenta de maneira gráfica a possibilidade de elevar ou reduzir a tensão do sistema a partir da introdução de potência reativa. Verifica-se um aumento na tensão a medida em que aumenta a penetração de potência reativa capacitiva e uma redução a medida em que aumenta-se a penetração de potência reativa indutiva.

Figura 9 – Cenário 2 - Sistema sem carga com variação de potência reativa fornecida pela GD na barra 5.



Fonte: Autor (2022).

Figura 10 – Efeitos na tensão e corrente devido à penetração de potência reativa.



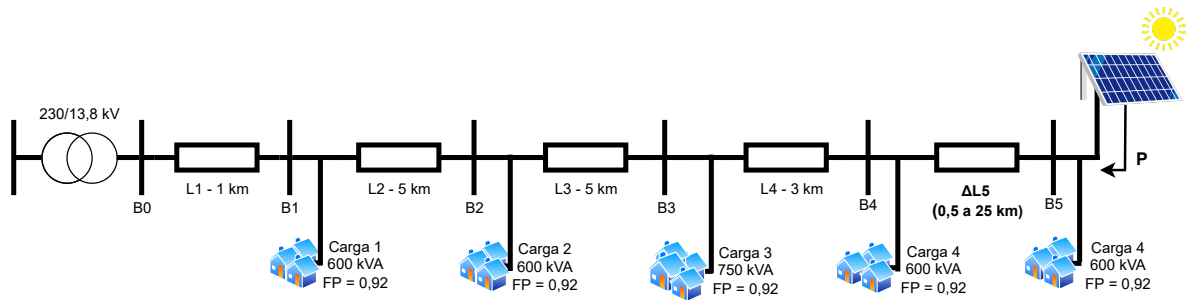
Fonte: Autor (2022).

Como mostra a Equação (8), o desvio de tensão nesse caso é diretamente ligado à reatância do condutor. E uma vez que a reatância dos condutores utilizados na simulação pouco diferem entre si, espera-se que a variação de tensão para os três condutores também seja semelhante, como comprovado na Figura 10.

4.3.3 Cenário 3 - Sistema com carga distribuída ao longo do alimentador, variação da distância entre a barra 4 e 5 e da potência ativa injetada pela GD na barra 5.

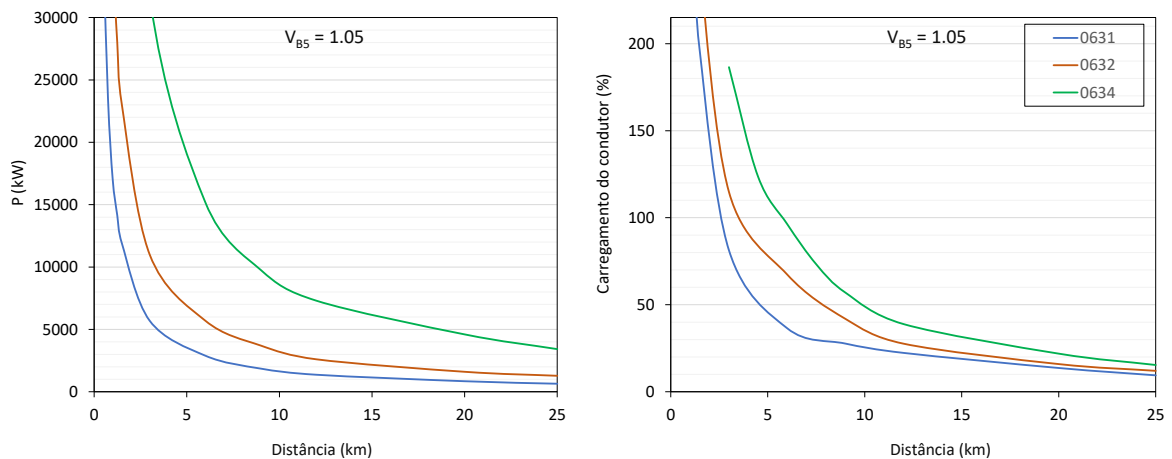
Neste cenário o estudo realizado consiste em avaliar o efeito da penetração de energia no sistema com base no comprimento do condutor. Para tal, define-se inicialmente a distância entre a barra 5 e a barra 4 como 0,5 km. Com a distância inicial definida, varia-se a potência ativa injetada pela unidade geradora até que o desvio de tensão atinja o limite superior estabelecido pela norma (1,05 pu), o processo se repete conforme a distância da barra 4 até a barra 5 aumenta, até um limite de 25 km.

Figura 11 – Cenário 3 - Sistema com carga distribuída ao longo do alimentador, variação da distância entre a barra 4 e 5 e da potência ativa injetada pela GD na barra 5.



Fonte: Autor (2022).

Figura 12 – Limite para injeção de potência ativa com base na distância entre a barra 4 e 5.



Fonte: Autor (2022).

O objetivo da análise é identificar o limite de injeção de potência ativa no sistema para cada tipo de condutor, levando em consideração as restrições no nível de tensão estabelecido por norma e também a capacidade de carregamento do condutor.

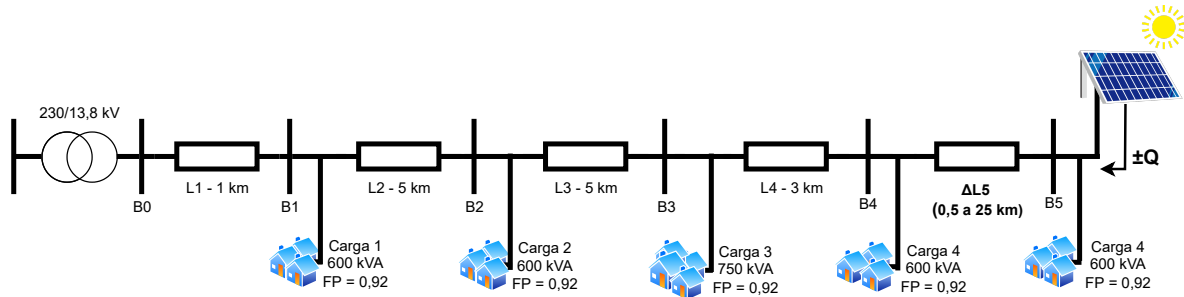
Percebe-se que a medida em que o comprimento da linha aumenta, menor é o limite de penetração de potência ativa. Isso se dá devido à característica resistiva da linha, que explica o desvio de tensão dado a penetração de potência ativa.

4.3.4 Cenário 4 - Sistema com carga distribuída ao longo do alimentador, variação da distância entre a barra 4 e 5 e da potência reativa injetada pela GD na barra 5.

Para o estudo realizado no cenário 4, definiu-se os limites de tensão estabelecidos por norma (0,93 e 1,05 pu) e variou-se a quantidade de potência reativa injetada pelo sistema de

geração. Neste caso, não há a geração de potência ativa.

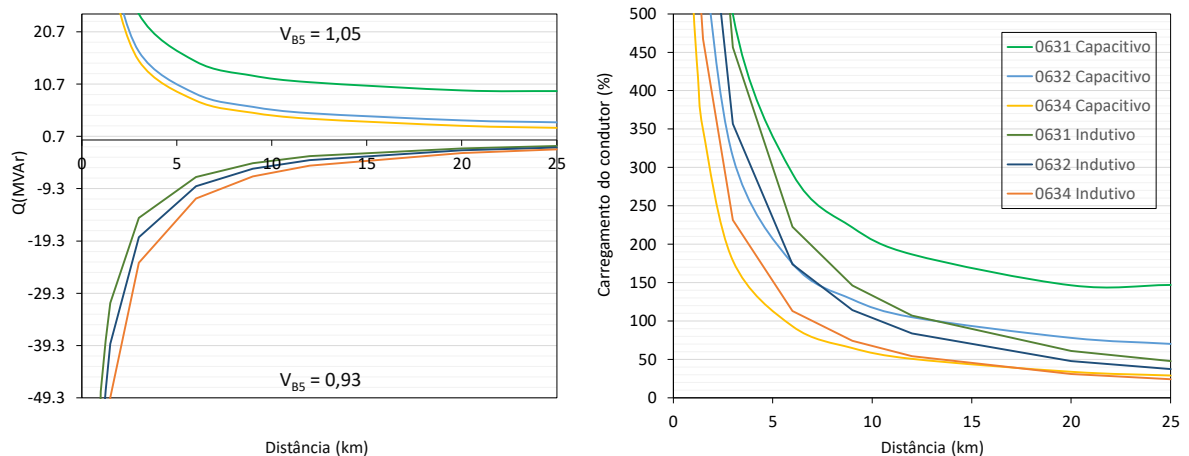
Figura 13 – Cenário 4 - Sistema com carga distribuída ao longo do alimentador, variação da distância entre a barra 4 e 5 e da potência reativa injetada pela GD na barra 5.



Fonte: Autor (2022).

O objetivo é evidenciar a quantidade de potência reativa necessária para elevar ou rebaixar a tensão e como consequência, a quantidade de reativos circulando pelo condutor, verificando um possível carregamento excessivo dos cabos.

Figura 14 – Limite para injeção de potência reativa com base na distância entre a barra 4 e 5.



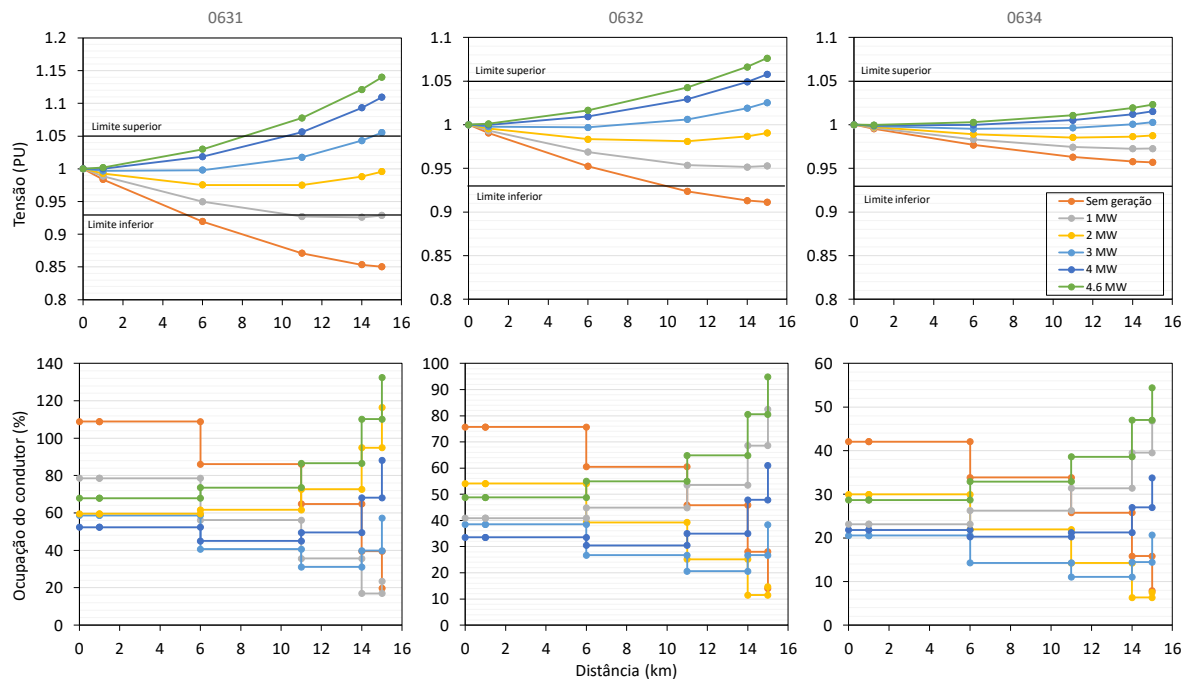
Fonte: Autor (2022).

Os resultados da simulação encontram-se na Figura 14. Verifica-se que para elevar ou rebaixar a tensão fazendo o uso de reativos a partir da unidade geradora, uma grande quantidade de potência é requerida. Isso ocorre pois, como mencionado no cenário 2, onde avaliou-se o efeito da potência reativa, a parcela indutiva da impedância do condutor é menos significativa do que a parcela resistiva para o cálculo de desvio de tensão.

4.3.5 Sistema com carga distribuída ao longo do alimentador, variação de potência ativa injetada na barra 5 e distância fixa entre os barramentos.

O estudo em questão trata-se da simulação do sistema proposto na Figura 6, onde as cargas estão distribuídas ao longo do alimentador e o sistema de geração alocado no último barramento. Tanto a curva de carga quanto a curva de geração são invariantes no tempo, para que os efeitos possam ser visualizados com maior clareza. O objetivo é avaliar o comportamento do sistema a medida em que eleva-se a potência ativa injetada no sistema, observando os limites de tensão estabelecidos na norma para os 3 condutores apresentados anteriormente.

Figura 15 – Efeitos na tensão e corrente devido à variação da penetração de potência ativa na barra 5.



Fonte: Autor (2022).

Verifica-se na Figura 15 que nos condutores de 35 mm^2 e 70 mm^2 (NTC 0631 e NTC 0632) o nível inferior de tensão é ultrapassado pela curva laranja (sem geração), isso se dá devido ao maior coeficiente de queda de tensão dos condutores. Isso indica que mesmo que não houvesse uma unidade geradora no sistema, algum método para regulação de tensão deveria ser aplicado. Também é possível observar que a partir de 4 MW de geração o nível de tensão nos barramentos 4 e 5 no sistema que utiliza o condutor de 70 mm^2 (NTC 0632) ultrapassa o máximo valor permitido, visto na curva de cor azul escura, mesmo que a ocupação de corrente do condutor não atinja a sua ampacidade máxima.

A Figura 15 também apresenta o percentual de ocupação do condutor com base em sua ampacidade nominal, ou seja, é possível determinar a partir do carregamento do sistema o condutor adequado. Verifica-se que para o carregamento proposto o condutor de 70 mm^2

(NTC 0632) é o mais indicado, pois a ocupação não excede o máximo suportado pelo cabo e também não apresenta superdimensionamento, como é o caso do condutor de 135mm² (NTC 0634). Portanto, os próximos estudos e análises se concentrarão no uso do condutor 0632.

4.4 Considerações Finais do Capítulo

Este capítulo apresentou por meio de simulações computacionais os efeitos causados pela penetração fotovoltaica em diferentes cenários. Ficou evidente que para um nível de penetração muito alto acarreta em uma sobretensão que se estende do ponto de conexão até a SE. Foi possível evidenciar que a impedância da linha tem grande impacto nesse efeito, que de certa forma se assemelha a queda de tensão ao longo de um alimentador convencional. Definiu-se também o cenário modelo onde os métodos propostos no próximo capítulo serão aplicados, cujos parâmetros podem ser consultados na Tabela 3.

5 ABORDAGENS PARA A REGULAÇÃO DE TENSÃO

A regulação de tensão em um sistema de distribuição tradicionalmente é feita a partir de comutadores de *taps* nos transformadores distribuídos ao longo do alimentador, nos transformadores localizados na subestação da concessionária, e através de banco de capacitores instalados em locais estratégicos, a fim de elevar a tensão devido à queda de tensão proporcionada pela linha e cargas instaladas.

Com a ascensão da geração distribuída e a mudança da característica do fluxo de potência da rede, se faz necessário analisar a eficiência dos métodos de regulação de tensão tradicionais e buscar novas formas efetivas para manter o nível de tensão dentro do estabelecido pela norma.

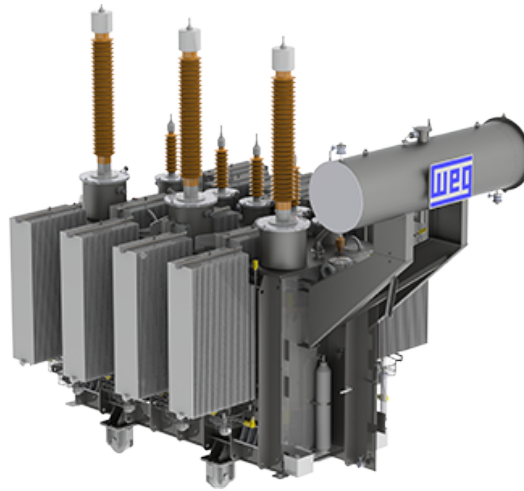
Nesse sentido, esse capítulo busca, além de apresentar os métodos clássicos para regulação de tensão em redes de distribuição, como o OLTC (*On-Load Tap Changer*) regulador série e os bancos de capacitores, introduzir algumas das novas alternativas encontradas na literatura, como o uso dos compensadores estáticos, banco de indutores e os próprios inversores de frequência encontrados em toda instalação de geração fotovoltaica. Cada seção descreve de maneira sucinta o funcionamento e as limitações do método em questão, além da simulação computacional de cenários de sobretensão onde as diferentes abordagens são aplicadas. O cenário consiste no sistema da Figura 6 utilizando o condutor 0632 (70 mm²) e com 4,6 MW de potência ativa sendo fornecida pela GD.

5.1 OLTC

Transformadores com comutador de *taps* sob carga, geralmente existentes em subestações primárias, os OLTC. Possuem a capacidade de fornecer uma variação de $\pm 10,0\%$ na magnitude da tensão a partir da comutação dos *taps*. Em transformadores de distribuição normalmente o comutador possui 32 degraus (16 para cada sentido). Portanto, cada mudança de *tap*, representa um degrau de $\pm 0,625\%$ da tensão nominal.

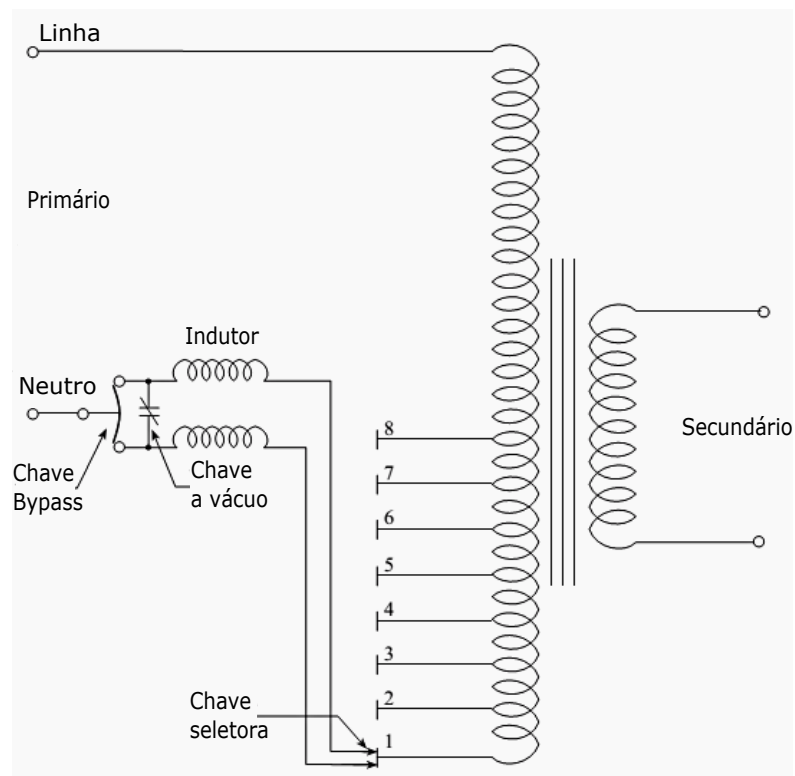
A operação da comutação do *tap* ocorre por meio de uma chave rotatória que varia entre frente e reverso, a qual faz a seleção do *tap*, que a cada passo varia a relação entre as espiras do primário e secundário do transformador, como pode ser visto na Figura 17. O controle é atuado por um relé regulador automático de tensão, que monitora a tensão no secundário e aciona as operações de comutação de *tap* conforme as configurações definidas previamente pelo operador (PADILHA, 2010).

Figura 16 – OLTC.



Fonte: WEG (2022).

Figura 17 – Comutador sob carga (OLTC)



Fonte: Electrical Engineering Portal (2015).

O esquema apresentado na Figura 18 representa o sistema que atua sobre a comutação dos *taps* de um OLTC.

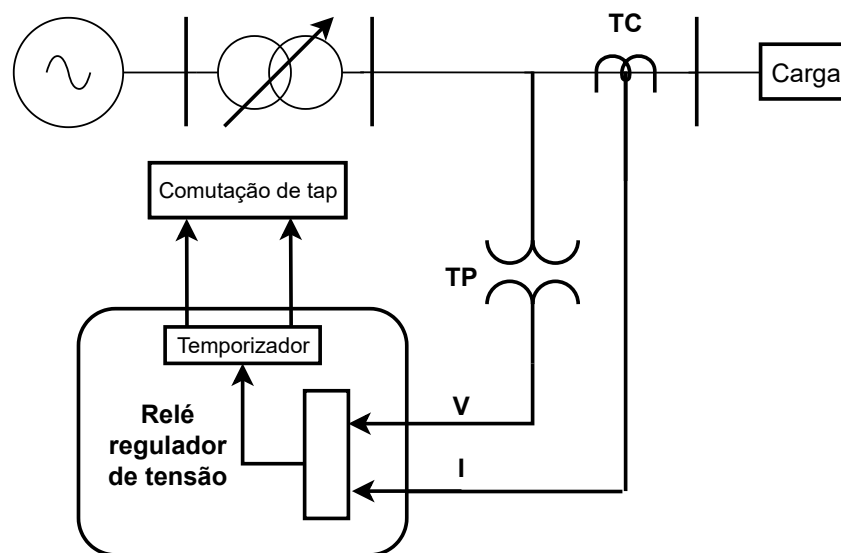
As configurações necessárias para o funcionamento do OLTC são apresentadas em Kersting (2017):

- Referência de Tensão: É a tensão desejada no terminal do OLTC ou em alguma barra

remota ao longo do alimentador. É a configuração principal do relé de controle.

- **Largura de Faixa:** margem de tolerância a partir da tensão de referência adotada. Devido a possíveis variações de tensão em torno do valor pré-definido, a largura de faixa considera, de acordo com a configuração, valores próximos aos valores de referência como aceitáveis, minimizando a comutação excessiva dos *taps*.
- **Temporizador:** Com propósito semelhante à largura de faixa, o temporizador é utilizado para evitar que pequenas variações na tensão acionem o comutador de *taps*, o mesmo atrasa o acionamento, ou seja, se a tensão variou por alguns instantes e retornou ao valor estabelecido naturalmente, o comutador de *tap* não será acionado, preservando a vida útil do equipamento.

Figura 18 – Esquema de funcionamento do OLTC.



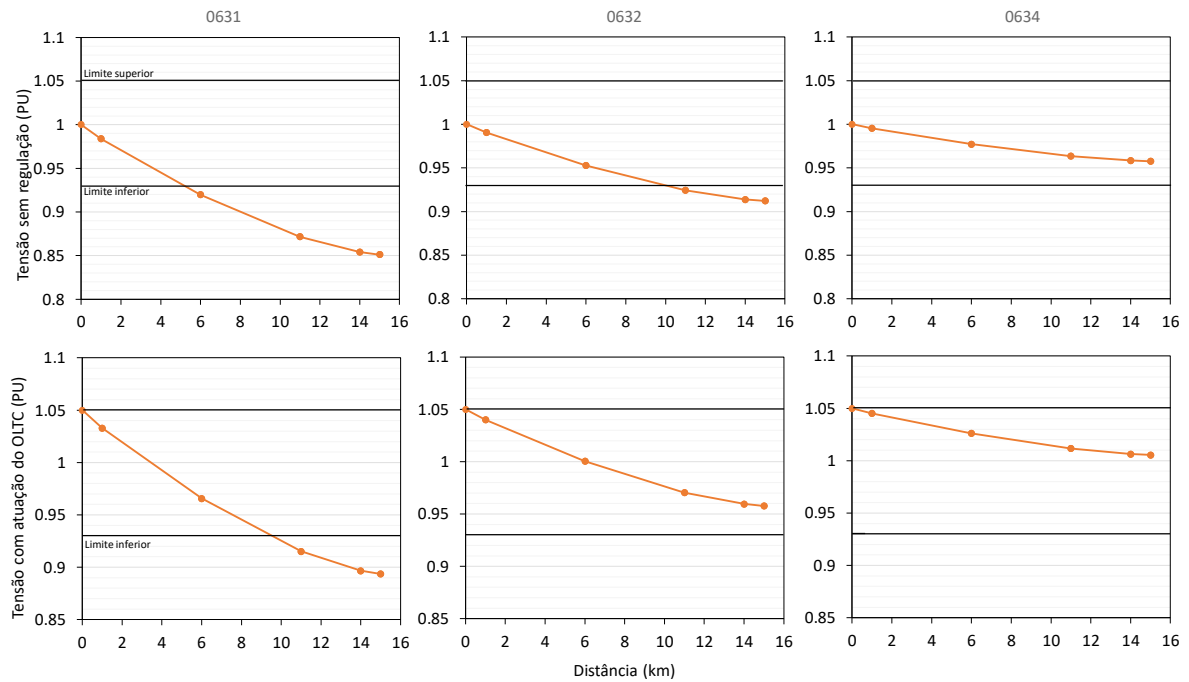
Fonte: Adaptado de (PADILHA, 2010).

5.1.1 OLTC utilizado em alimentador sem GD

O controle de tensão utilizando o OLTC na subestação primária faz uso da estratégia *Line Drop Compensation* (LDC), que leva em consideração a queda de tensão ao longo do alimentador e eleva o *tap* para que os consumidores localizados mais distantes da SE possam dispor de um perfil de tensão dentro dos valores propostos pela norma.

A Figura 19 apresenta o perfil de tensão do sistema proposto na Figura 6, com a GD desconectada do alimentador, onde podemos verificar uma queda de tensão ao longo da linha devido à presença das cargas. Também, verifica-se que o uso do OLTC como LDC disponibilizando 1,05 pu no secundário, permite que a tensão seja corrigida para os condutores de 70 e 185 mm² (NTC 0631 e NTC 0632).

Figura 19 – Perfil de tensão do sistema sem geração distribuída



Fonte: Autor (2022).

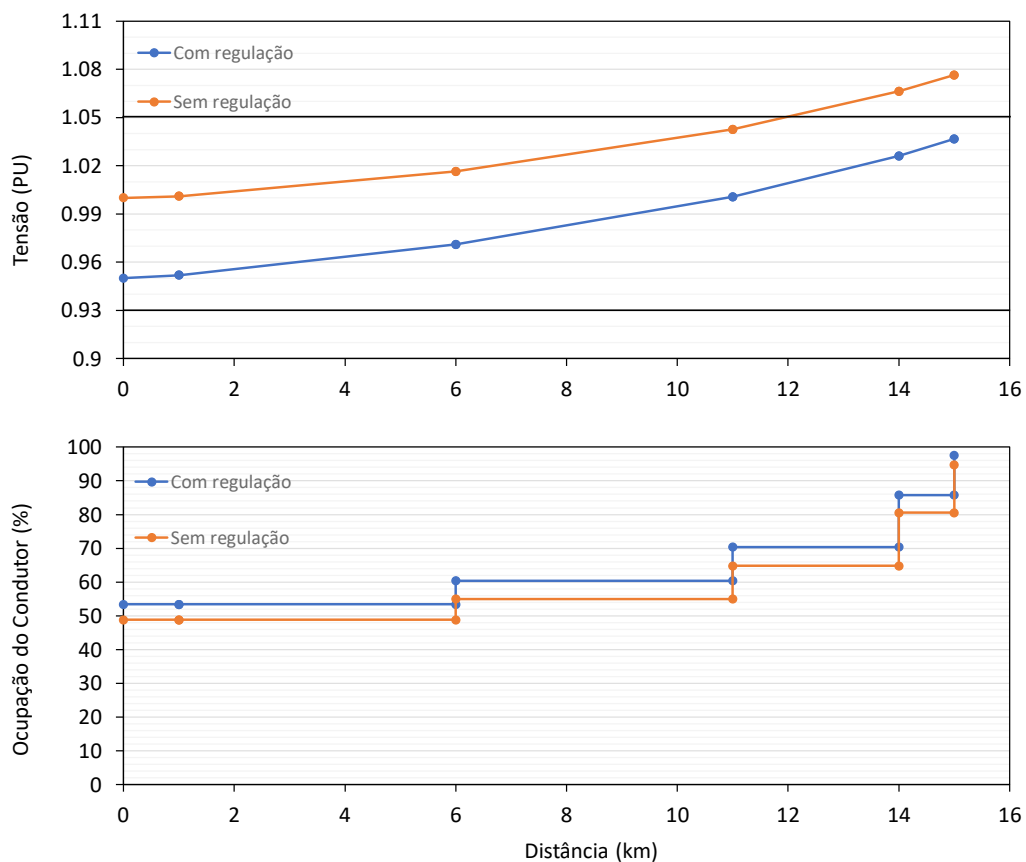
A medida em que o sistema passa a receber energia provida da GD, devemos considerar a possível presença de um fluxo reverso de potência e, embora hajam comutadores automáticos que apresentam características simétricas, alguns comutadores podem não estar aptos a realizar operações com fluxo reverso e, mesmo que os comutadores sejam aptos para operar em fluxo reverso, há ainda a possibilidade de o sistema de regulação não estar devidamente sincronizado com o sistema de geração Padilha (2010). Ainda em Padilha (2010), o autor reforça que a vida útil de um OLTC é de aproximadamente 1 milhão de operações de comutação, e que em condições normais de operação, um OLTC realiza em média 70 comutações por dia. Em condições típicas o número de comutações é ínfimo perante a vida útil do equipamento, porém, devido a intermitência da geração fotovoltaica, em um sistema com GD o número de comutações pode subir ao ponto de prejudicar o bom funcionamento do comutador.

Outro efeito pode ser visto em Joorabian, Ajodani e Baghdadi (2010), o estudo mostra que a falta de sincronização entre geração e regulação pode confundir a operação do OLTC e em ocasionar subtensão no sistema. Isso pode ocorrer se o controle LDC enxergar a GD como uma "pequena carga" e fornecer uma tensão abaixo do necessário, assim, devido a intermitência, a geração pode ser subitamente reduzida e o nível de tensão ficará abaixo do permitido por norma.

5.2 OLTC atuando como método de regulação de tensão em alimentador com alta penetração fotovoltaica

Em caso de uma sobretensão ocasionada devido a alta penetração de potência ativa em um sistema com GD, caso o alimentador por ventura não possua métodos de compensação distribuídos em sua extensão, uma das alternativas adotadas pelos operadores da rede para contornar o problema é abaixar o *tap* do OLTC que regula a tensão na barra da SE.

Figura 20 – OLTC na subestação atuando como regulador de tensão em cenário de sobretensão.



Fonte: Autor (2022).

A Figura 20 valida o uso do OLTC como uma abordagem efetiva no cenário em questão, visto que ao reduzir a tensão fornecida pela SE em 5% da tensão nominal (equivalente a 8 *taps* de um OLTC de 32 degraus), é possível deslocar o perfil de tensão de maneira que não ultrapasse os limites regulamentados. Importante destacar que, embora haja um pequeno acréscimo no módulo da corrente circulando pela linha, o limite operacional do condutor não foi excedido.

Embora comprovado que a comutação dos *taps* do OLTC seja suficiente para corrigir o problema levantado pela excessiva penetração FV, vale lembrar que em uma eventual queda de geração o perfil de tensão do sistema voltaria ao cenário próximo ou equivalente ao que a

queda de tensão devido a extensão da rede proporcione uma subtensão no alimentador, e nesse cenário o OLTC deveria comutar a fim de elevar o nível de tensão na SE. Como mostrado na Figura 17, a comutação dos *taps* acontece através de uma chave mecânica, e o excesso de comutações deve prejudicar a vida útil do dispositivo.

5.3 Autotransformador Regulador de Tensão

O autotransformador regulador de tensão ou (*step-voltage regulator*) é um dispositivo comumente utilizado em alimentadores onde o controle da tensão fornecida pela SE através do OLTC não é suficiente. Seu funcionamento se assemelha ao OLTC, pois o ajuste da tensão é dado através da comutação dos *taps* do autotransformador, dando a possibilidade de elevar ou reduzir a tensão no seu secundário. Os reguladores possuem uma faixa de ajuste de tensão de -10% a $+10\%$ geralmente com uma resolução de 32 posições. Ou seja, cada passo de *tap* promove uma alteração de $0,625\%$ na magnitude da tensão em sua saída Padilha (2010).

Figura 21 – Regulador de tensão monofásico.



Fonte: Catálogo ITB Transformadores, 2022.

5.3.1 Aplicação no Sistema de Potência

O regulador de tensão monofásico apresentado na Figura 21 pode ser utilizado em diferentes configurações para atender os diferentes tipos de circuitos encontrados nas redes de distribuição de energia.

Figura 22 – Banco regulador de tensão



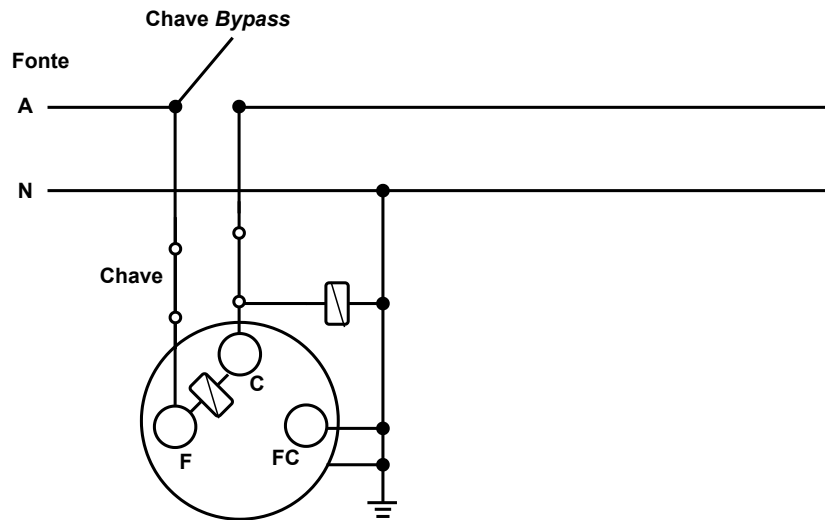
Fonte: Autor (2022).

Em circuitos trifásicos é comum a associação de reguladores monofásicos em diferentes conexões (bancos reguladores de tensão), como visto na Figura 22. Nesses tipos de conexões cada regulador possui seu próprio circuito compensador e comuta seu *tap* de maneira independente. Os tipos de conexões encontradas são exibidas a seguir.

- Circuito monofásico:

A Figura 23 mostra como o regulador de tensão pode ser usado para corrigir a tensão em sistemas monofásicos, onde os terminais são designados como F (fonte), C (carga) e o terminal comum FC (fonte-carga).

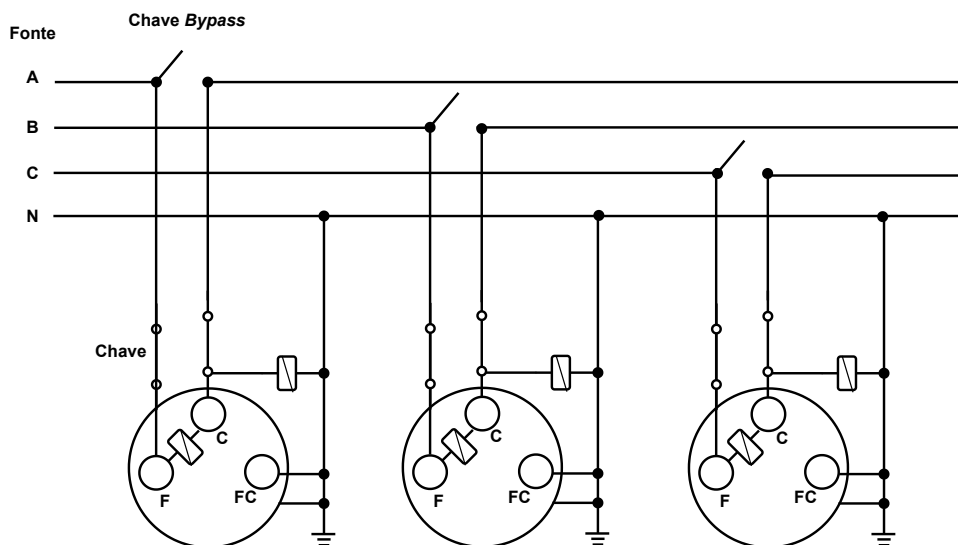
Figura 23 – Regulador de tensão em circuito monofásico.



Fonte: Adaptado de (HEATHCOTE, 2013).

- Circuito trifásico a quatro fios multi-aterrado com três reguladores:
Três reguladores monofásicos podem ser conectados em estrela com neutro aterrado para regular a tensão de um sistema trifásico a quatro fios, como mostra a Figura 24. Nesse tipo de conexão, cada regulador opera de maneira independente, regulando a tensão entre cada uma das fases e o neutro. Também não é necessário que as cargas estejam balanceadas Heathcote (2013).

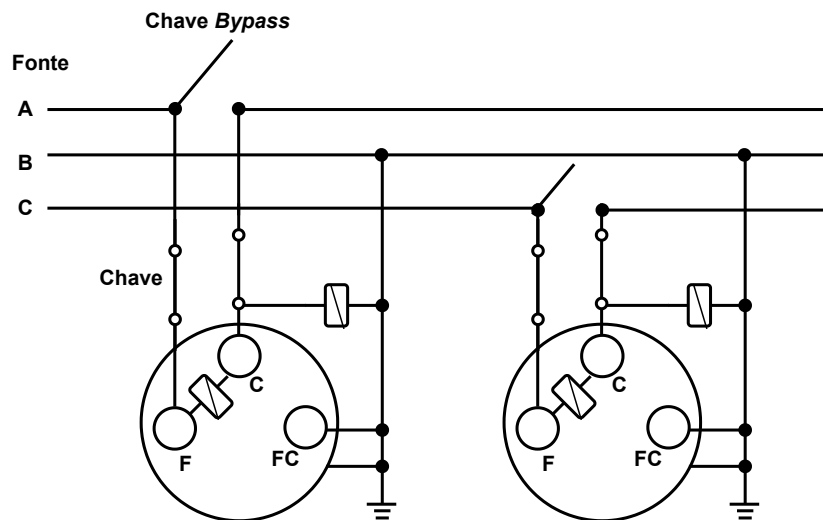
Figura 24 – Conexão de três reguladores de tensão monofásicos em circuito trifásico a quatro fios.



Fonte: Adaptado de (HEATHCOTE, 2013).

- Circuito trifásico a três fios com dois reguladores;
Se conectados em Delta-Aberto, apenas dois reguladores são necessário para regular a tensão em alimentadores trifásicos, como visto na Figura 25. Esse tipo de conexão é normalmente aplicado em alimentadores com os condutores conectados em Delta. Neste arranjo, cada regulador ajusta de maneira independente a tensão em uma das fases, e a terceira tendendo a ajustar-se na média das outras duas, segundo Heathcote (2013).

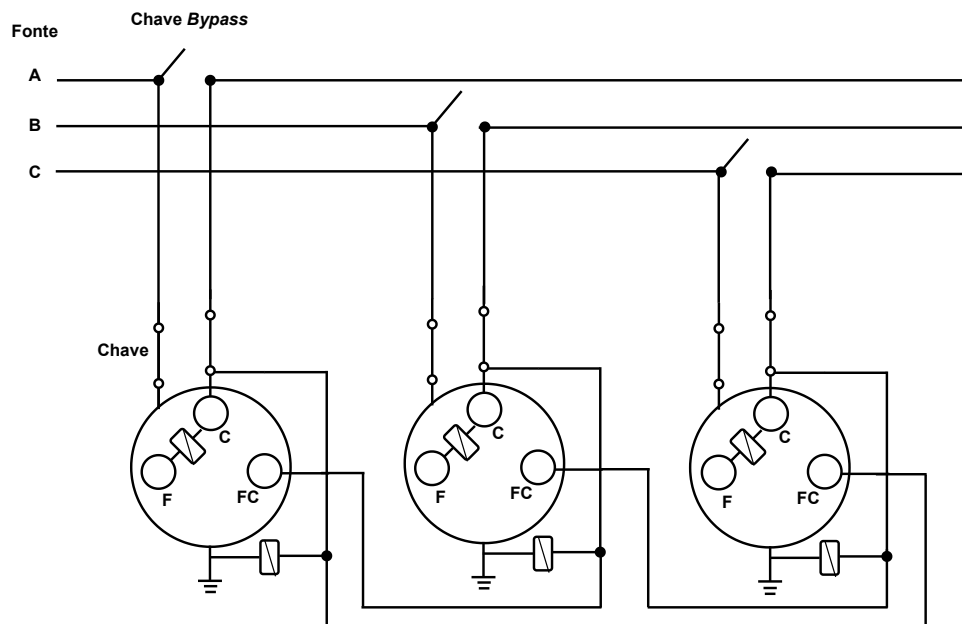
Figura 25 – Conexão de dois reguladores de tensão monofásicos em circuito trifásico a três fios.



Fonte: Adaptado de (HEATHCOTE, 2013).

- Circuito trifásico a três fios com três reguladores.
O esquema de ligação Delta-Fechado é apresentado na Figura 26. Nesta configuração, o terminal comum de cada regulador está conectado ao terminal carga do seu regulador adjacente. Este tipo de conexão permite uma regulação de $\pm 15\%$ Heathcote (2013).

Figura 26 – Conexão de três reguladores de tensão monofásicos em circuito trifásico a tres fios.



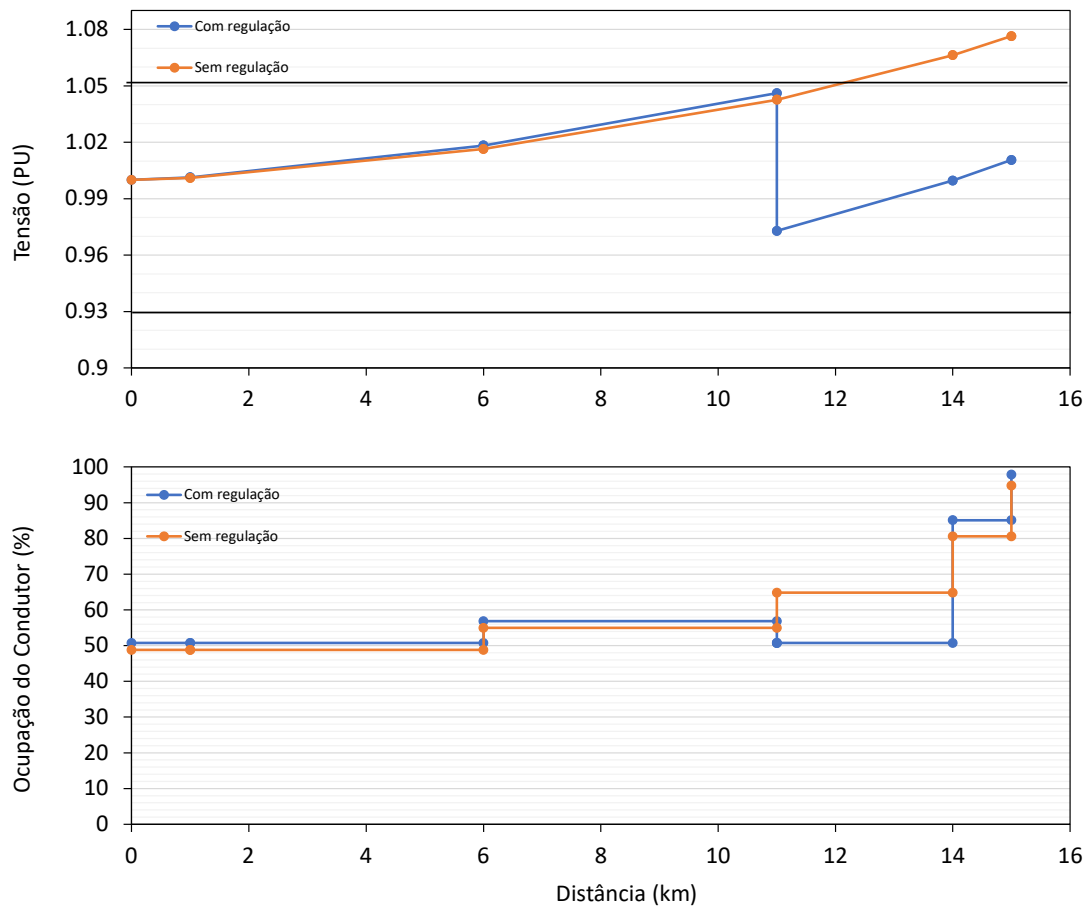
Fonte: Adaptado de (HEATHCOTE, 2013).

5.4 Regulador série atuando como rebaixador de tensão em alimentador com sobretensão.

Para realizar a compensação da sobretensão fazendo o uso do regulador série, optou-se por instalar o regulador na barra 3, localizado a 11 km da SE, a escolha deste ponto se deu pois a sobretensão ocorre a partir do trecho L4, que conecta a barra 3 à barra 4, e como a regulação utilizando esta abordagem não interfere no nível de tensão em trechos à montante do local de instalação, conectá-lo a barra 4 ou 5 não resolveria por completo o efeito de sobretensão.

Verifica-se na Figura 27 os perfis de tensão e ocupação dos condutores para o sistema sem compensação e compensado, sendo possível observar no ponto de conexão do regulador série uma queda de 7,5% no nível de tensão (equivalente a 12 *taps* de um regulador de 32 degraus. Constata-se também que embora haja um pequeno acréscimo no nível de ocupação do condutor o limite operacional não foi excedido. A escolha do número de *taps* utilizados para rebaixar a tensão foi feita com a finalidade de manter a tensão na barra 5 em 1,0 pu, porém, nesse caso em questão haveriam outras possibilidades para manter o sistema dentro dos limites normativos.

Figura 27 – Regulador Série atuando como rebaixador de tensão em alimentador com sobretensão devido a alta penetração fotovoltaica.



Fonte: Autor (2022).

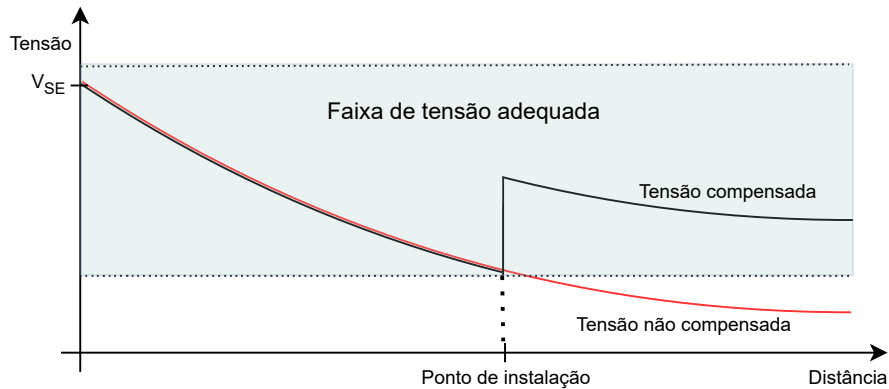
5.5 Bancos de Capacitores e Indutores

De maneira análoga ao uso dos reguladores de tensão, a utilização principalmente dos bancos de capacitores para regulação de tensão e controle do fator de potência ocorre tanto na SE quanto ao longo dos alimentadores da rede de distribuição. Porém, como os bancos de reativos são conectados em derivação ou *shunt* na rede, a forma com que as diferentes cargas interferem no perfil de tensão difere dos efeitos causados pela variação dos *taps* dos OLTC's e reguladores, como verificado na Figura 28 os dispositivos com compensação em derivação possuem a vantagem de corrigir as tensões a jusante e a montante do ponto de instalação, enquanto os dispositivos de compensação série atuam apenas sobre a tensão nos pontos a jusante (MELLO et al., 2018).

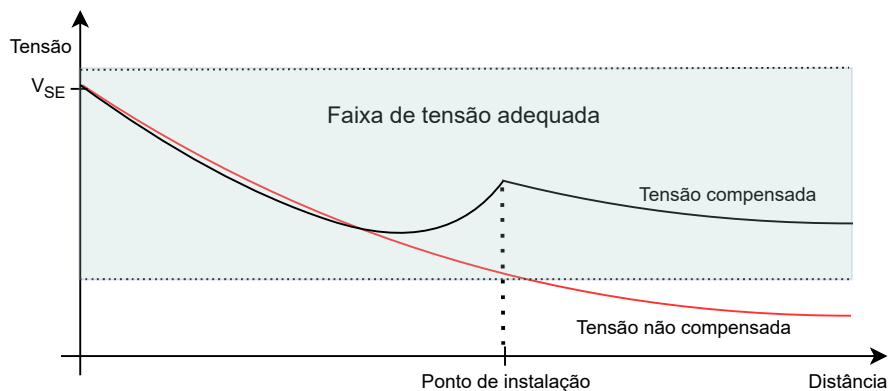
A Figura 28 apresenta a tensão compensada a partir da elevação do *tap* e do fornecimento de potência reativa capacitiva, objetivando um aumento na tensão, porém, o mesmo é válido para rebaixamento no nível de tensão.

Figura 28 – Perfil de tensão para compensador série e paralelo: (a) Perfil de tensão compensada a partir de regulador série, (b) Perfil de tensão compensada a partir de regulador paralelo.

(a)



(b)

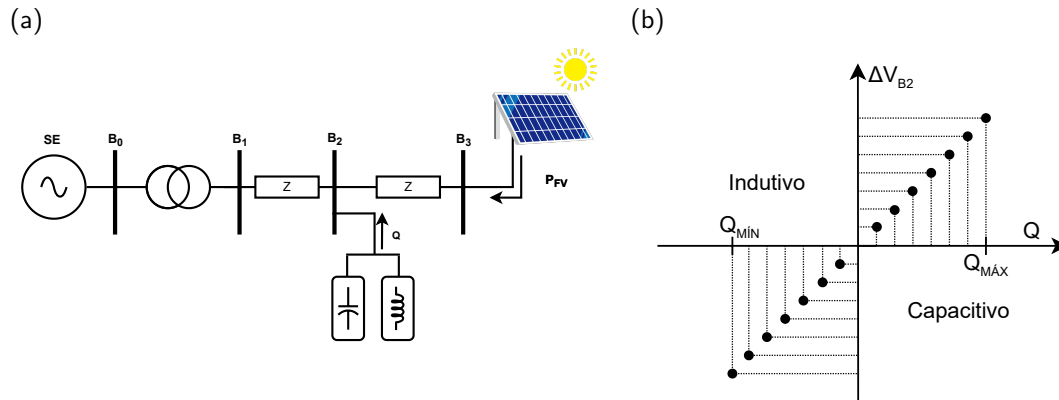


Fonte: Adaptado de (MELLO et al., 2018).

Os bancos podem ser construídos a partir de módulos comutáveis com mesma capacidade, podendo então, gerar níveis de compensação (degraus) ou mesmo um único módulo. Estes podem ser controlados a partir de sensores e chaves comutadoras, a fim de manter as condições pré-estabelecidas no ponto de conexão.

A Figura 29 representa o impacto que um banco de reativos possui no perfil de tensão do barramento em que está conectado, ilustrando os efeitos da potência reativa capacitiva e indutiva. Percebe-se que a variação de tensão devido a comutação dos módulos de reativos se dá de maneira discreta, onde para cada pacote de reativo incrementado ou removido da carga total conectada observa-se um valor correspondente para a variação de tensão, porém, não sendo possível ajustar a tensão para valores contínuos.

Figura 29 – Bancos de Reativos: (a) Diagrama unifilar representativo do sistema com banco de reativos como carga shunt, (b) Representação gráfica da influência da potência reativa do banco de capacitores ou indutores no nível de tensão.



Fonte: Adaptado de (MELLO et al., 2018).

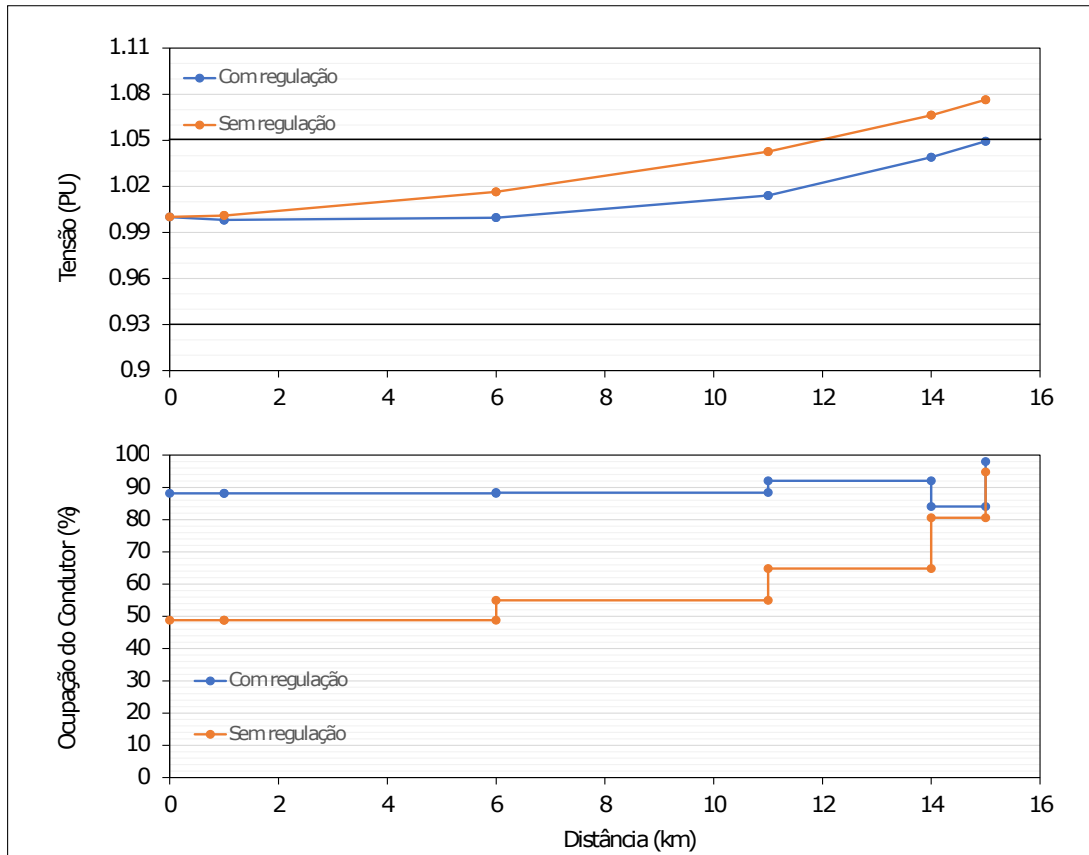
Em Miller et al. (2013) verifica-se que devido ao menor custo e maior facilidade de instalação os bancos de reativos são utilizados em maior quantidade do que os transformadores com OLTC e os reguladores de tensão.

5.5.1 Banco de reativos conectado à barra 3 atuando como regulador de tensão em cenário de sobretensão

No cenário proposto anteriormente, verificou-se a possibilidade de compensar a sobretensão a partir da instalação de um banco de indutores, com o objetivo reduzir o nível de tensão do alimentador a partir do fornecimento de reativo indutivo à rede. A Figura 30 apresenta os resultados da simulação do método, considerando a conexão do banco de indutores na barra 3 e novamente confirmou-se a efetividade da abordagem.

Para possibilitar a manutenção do nível de tensão dentro dos limites regulamentados optou-se, a princípio, por instalar o banco de indutores na barra número 3 e verificou-se a necessidade de fornecer 1,65 MVar de potência reativa indutiva ao sistema para tal. O valor elevado de reativo se dá devido a baixa influência da potência reativa no nível de tensão nas redes de distribuição, como explicado na Seção 3.4. Nesta configuração a ocupação do condutor aumenta significativamente, chegando a um acréscimo de até 40% em comparação ao sistema sem compensação.

Figura 30 – Banco de reativos (indutores) conectado à barra 3 atuando como regulador de tensão.



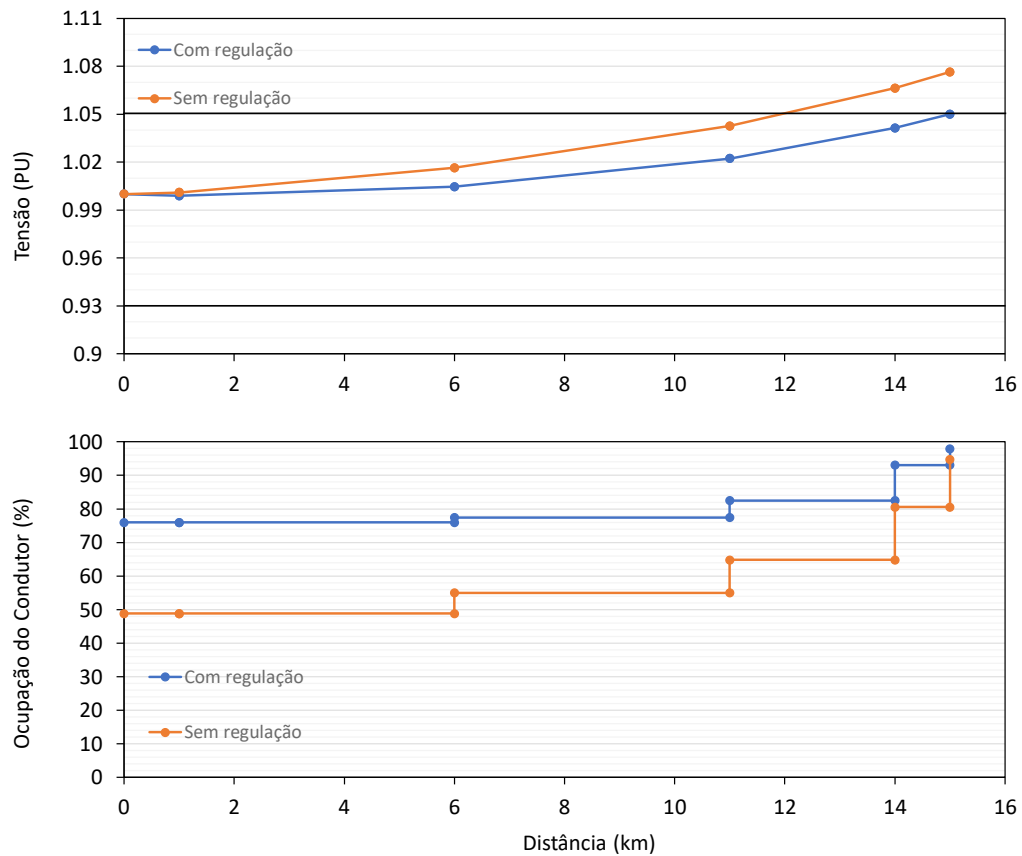
Fonte: Autor (2022).

5.5.2 Banco de reativos conectado à barra 5 atuando como regulador de tensão em cenário de sobretensão

Com a finalidade de se obter um melhor rendimento na compensação de tensão, optou-se por alocar o banco de indutores no extremo do alimentador (imediatamente à jusante do trecho L5), vide Figura 6, pois segundo a conclusão formada anteriormente, onde através da Equação (8) verifica-se que uma das variáveis que corrobora para um maior efeito de desvio de tensão a partir de potência reativa é a indutância da rede, logo, quanto maior for a distância do ponto de fornecimento de potência até a SE, maior a indutância Ω/km , e consequentemente, maior o efeito de desvio de tensão causado pela inserção do banco de reativos.

Para reduzir o nível de tensão da barra 5 para 1,05 pu foi necessário fornecer 1,09 MVar indutivo e o nível de ocupação do condutor neste caso, apesar de permanecer em um nível elevado é inferior ao apresentado na configuração anterior.

Figura 31 – Banco de reativos (indutores) conectado à barra 5 atuando como regulador de tensão.



Fonte: Autor (2022).

5.6 DSTATCOM

O Compensador Síncrono Estático (STATCOM), foi desenvolvido entre 1976 e 1980 por um grupo de pesquisadores japoneses da *Mitsubishi Electric Corporation* e da *Kansay Electric Co. Ltda.*, tendo o seu primeiro protótipo desenvolvido para um sistema de 20MV A , a fim de promover a melhoria da sua estabilidade através da compensação de reativos (SUMI et al., 1981).

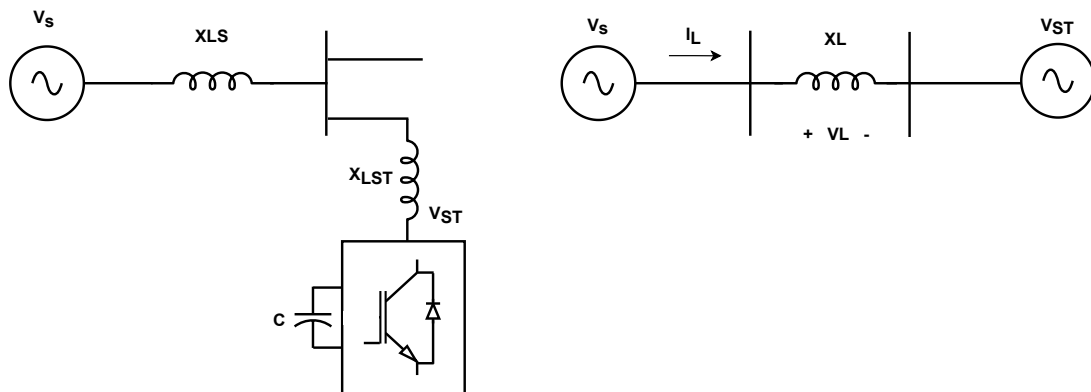
Apesar de sua proposta inicial basear-se na aplicação em sistemas de transmissão (redes extensas e com nível de tensão elevado), a partir de 1995 com a introdução do conceito *custom power*, em Hingorani (1995), passaram a surgir os compensadores síncronos estáticos aplicáveis a níveis de tensão de distribuição, assim chamados de DSTATCOM.

O conceito *custom power* surgiu devido a necessidade do desenvolvimento de novas tecnologias baseadas em eletrônica de potência com o objetivo de erradicar ou pelo menos reduzir eventuais problemas relacionados a qualidade de energia nos sistemas de distribuição.

5.6.1 Princípio de Funcionamento

O diagrama unifilar apresentado na Figura 32 ilustra o DSTATCOM atuando como compensador em derivação, representado pela fonte de tensão V_{ST} . Além do DSTATCOM, o sistema apresentado no diagrama consta com a tensão V_S , a reatância de linha X_{LS} e a reatância do DSTATCOM X_{LST} , também, a reatância série equivalente X_L .

Figura 32 – Diagrama unifilar simplificado da compensação em derivação com STATCOM



Fonte: Adaptado de (CAMPINHOS, 2009).

Campinhos (2009) descreve o funcionamento do DSTATCOM a partir das equações de potência ativa e reativa entre as duas fontes de tensão:

$$P_S = \frac{V_S \cdot V_{ST}}{X_L} \cdot \sin \alpha , \quad (10)$$

$$Q_S = \frac{V_S^2}{X_L} - \frac{V_S \cdot V_{ST}}{X_L} \cdot \cos \alpha , \quad (11)$$

onde α representa o ângulo de defasagem entre as tensões do sistema e do DSTATCOM. Campinhos (2009) descreve a cinco cenários distintos a partir do equacionamento das potências do sistema, como segue:

- Considerando V_S como referência, se V_{ST} estiver atrasada em relação a V_S , ou seja, $-90^\circ < \alpha < 0^\circ$, quer dizer que há fluxo de potência ativa na direção do DSTATCOM;
- Se V_{ST} estiver adiantada em relação a V_S , ou seja, $0^\circ < \alpha < -90^\circ$, existe um fluxo de potência ativa na direção da fonte;
- Se V_{ST} estiver em fase com V_S , ou seja, $\alpha = 0^\circ$ e $|V_S| > |V_{ST}|$, o fluxo de potência ativa entre a fonte e o DSTATCOM é nulo, porém, devido ao atraso da corrente I_L , com relação a V_S , há potência reativa indutiva nos terminais do DSTATCOM;
- Se V_{ST} estiver em fase com V_S , ou seja, $\alpha = 0^\circ$, porém, com $|V_S| = |V_{ST}|$, significa que não há fluxo de potência resultante entre o ponto de conexão e o DSTATCOM;
- Novamente, se V_{ST} estiver em fase com V_S ($\alpha = 0^\circ$), porém, nesse caso com $|V_S| < |V_{ST}|$, verifica-se que não há fluxo de potência ativa entre a fonte e o DSTATCOM, mas devido

à defasagem de I_L com relação à V_S (adiantada), há potência reativa capacitiva nos terminais do DSTATCOM.

Essas considerações permitem compreender a utilização dos compensadores com ajuste de amplitude e fase para controle do fluxo de potência ativa e reativa da rede.

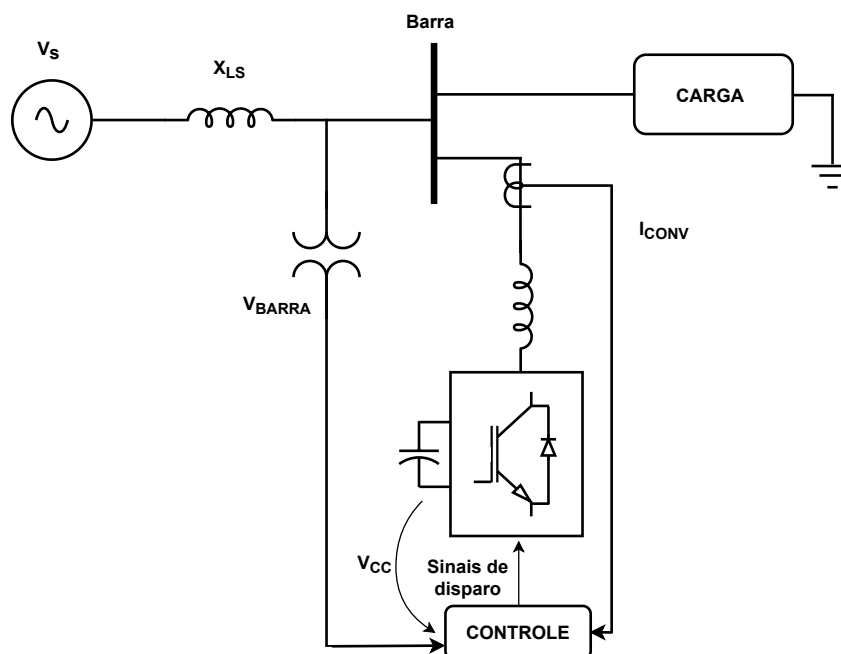
5.6.2 DSTATCOM como fonte de corrente controlada

O modo de operação mais utilizado para implementação do controle de reativos utilizando o DSTATCOM é o uso do dispositivo como fonte de corrente controlada, este modo de operação age através da injeção de corrente diretamente pelo conversor para compensação da potência reativa.

O controle é baseado na teoria das potências instantâneas (teoria p-q), onde o cálculo das potências real e imaginária instantâneas gera as correntes necessárias para compensação da tensão do barramento controlado pelo DSTATCOM Campinhos (2009).

A Figura 33 apresenta o diagrama de controle do DSTATCOM operando no modo fonte de corrente controlada, agindo para regulação de tensão na barra em que está conectado. Verifica-se a medição dos sinais de entrada do sistema de controle e também o sinal que controla os disparos do inversor.

Figura 33 – Diagrama de controle do DSTATCOM atuando como fonte controlada de corrente



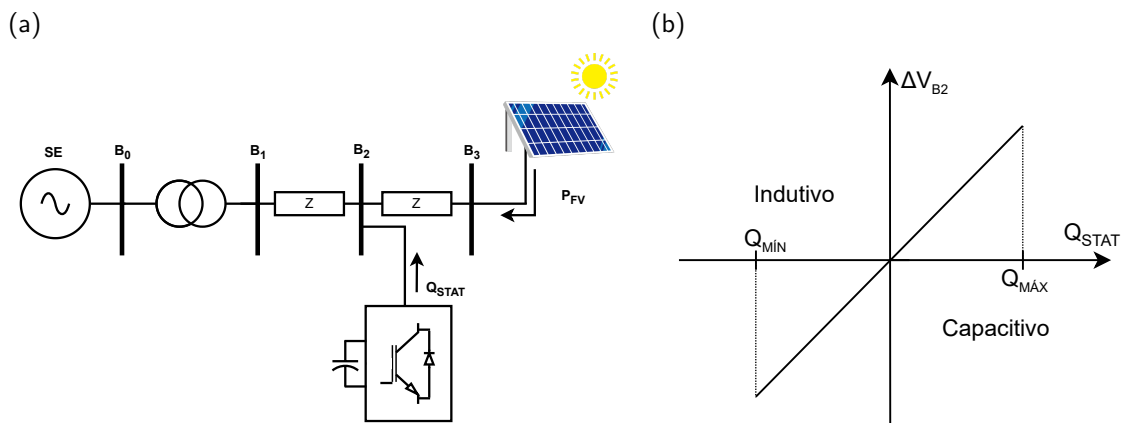
Fonte: Adaptado de (CAMPINHOS, 2009).

A grande vantagem do uso do DSTATCOM como compensador de reativos na distribuição está na sua capacidade de atuar de forma rápida e fornecer uma quantidade controlável de potência reativa. Em regime permanente o efeito da regulação com compensador

estático não difere da compensação passiva (bancos de reativos), porém, no período transitório o DSTATCOM se destaca devido à sua capacidade de processar a potência reativa linearmente. Outra grande vantagem é que em seu uso não há restrições de ciclos de vida útil, como ocorre com os *taps* do OLTC e com os bancos de reativos.

A Figura 34 (a) apresenta de maneira simplificada o diagrama unifilar de um sistema com o DSTATCOM conectado como carga *shunt*, já a Figura 34 (b) mostra como o DSTATCOM fornece ou consome potência reativa nas situações onde o nível de tensão não encontra-se na faixa adequada.

Figura 34 – DSTATCOM no sistema com geração fotovoltaica: (a) Diagrama unifilar representativo do sistema com DSTATCOM como carga shunt, (b) Representação gráfica da influência da potência reativa do DSTATCOM no nível de tensão.



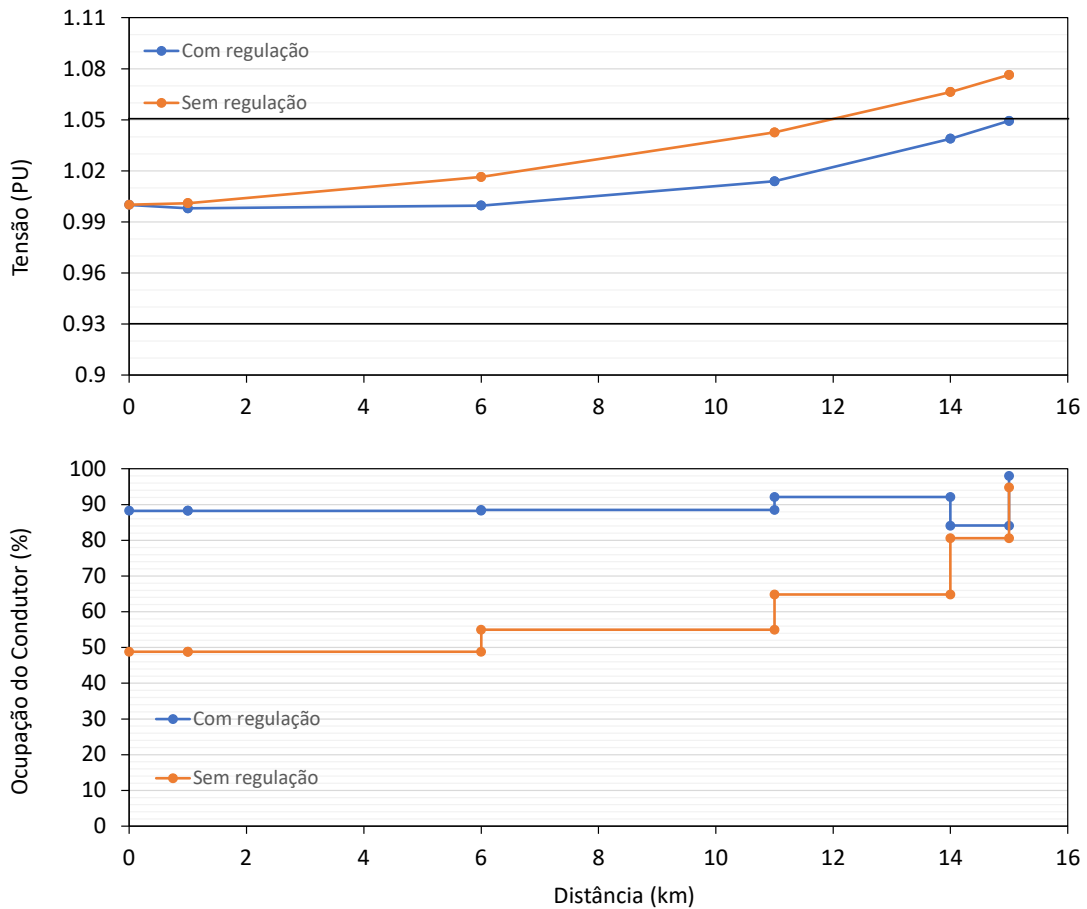
Fonte: Adaptado de (MELLO et al., 2018).

Verifica-se que diferente da variação de tensão causada pela inserção dos módulos de reativos, a qual resulta em variações discretas de tensão, o efeito do reativo injetado pelo DSTATCOM ocorre de maneira contínua, dessa forma o ajuste de tensão torna-se preciso e constante.

5.6.3 DSTATCOM conectado na barra 3 operando como regulador de tensão em cenário de sobretensão.

A figura 35 apresenta os resultados para a compensação de tensão do sistema considerando a conexão do DSTATCOM na barra 3. Para que a compensação seja realizada é necessário que o compensador forneça 1,7 MVar de potência reativa indutiva ao sistema. Com isso é possível verificar o grande aumento na ocupação do condutor devido a grande quantidade de potência reativa necessária.

Figura 35 – DSTATCOM na barra 3 compensando tensão em caso de sobretensão.



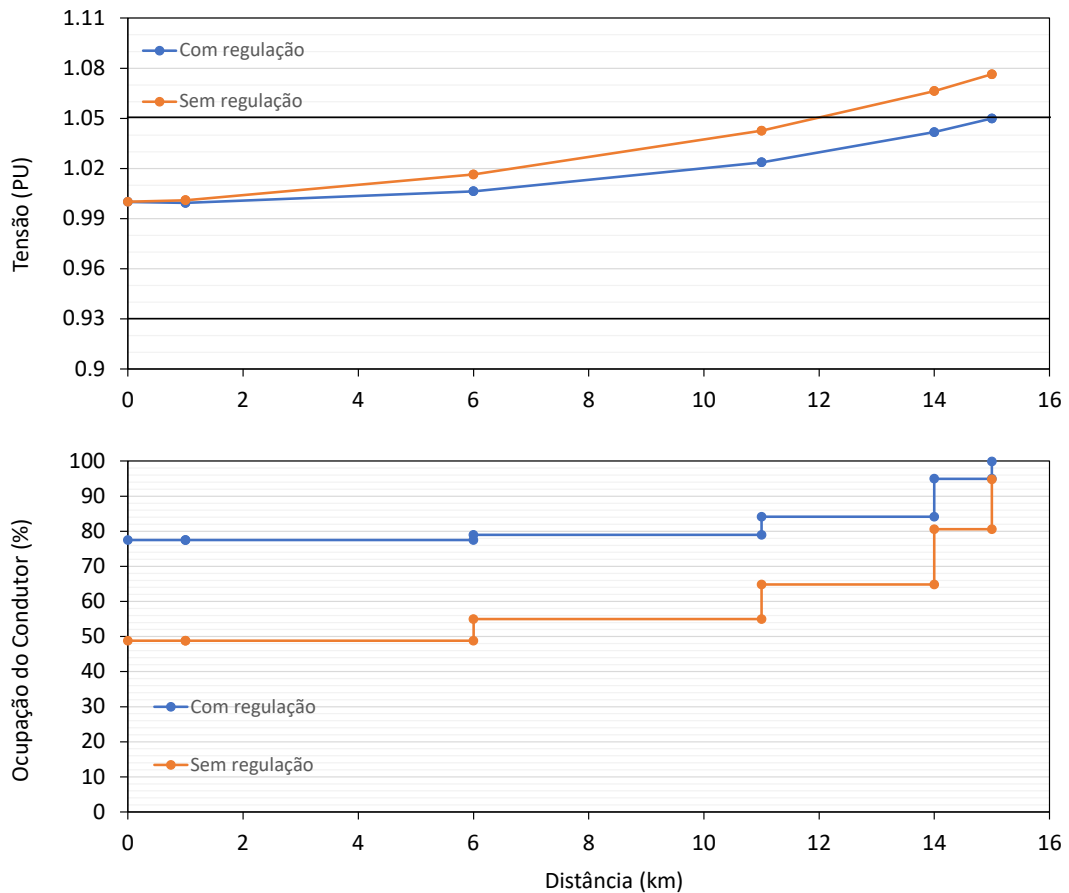
Fonte: Autor (2022).

5.6.4 DSTATCOM conectado na barra 5 operando como regulador de tensão em cenário de sobretensão.

Em uma tentativa de obter um maior rendimento na utilização do DSTATCOM, optou-se por mover o compensador para a barra 5. Sendo assim, a Figura 36 apresenta o DSTATCOM atuando na injeção de potência reativa indutiva para rebaixamento de tensão no alimentador. Onde o DSTATCOM está inserido na barra 5 visando um maior efeito da potência reativa no desvio de tensão no ponto de conexão entre o DSTATCOM e a rede elétrica.

Nesse cenário, para que o sistema opere com nível de tensão dentro dos limites pré determinados pela norma, é necessário que o DSTATCOM forneça $850kVAr$ indutivo. Verifica-se que o módulo de corrente resultante tende a aumentar, devido a potência reativa percorrendo o condutor. Nesse caso verificamos que há um aumento de aproximadamente 30% no nível de ocupação do condutor devido a potência reativa necessária para regular a tensão, porém, constata-se que a potência reativa necessária é menor e conseqüentemente a ocupação do condutor também é reduzida.

Figura 36 – DSTATCOM na barra 5 compensando tensão em caso de sobretensão.



Fonte: Autor (2022).

5.7 Compensação a partir do Gerador Distribuído

O ajuste de tensão da rede de distribuição com presença de geração distribuída também pode ser realizado a partir do próprio gerador. Geradores com poucos kW até dezenas de MW podem fornecer a potência reativa para promover melhorias nos níveis de tensão. O método de inserção de reativos parte do uso do inversor de frequência presente na unidade geradora, que realiza a interface entre a rede elétrica e a fonte de geração distribuída.

A forma com que a potência reativa fornecida pelo inversor da geração distribuída impacta no perfil de tensão do alimentador assemelha-se à compensação a partir do uso do DSTATCOM, exceto pelo fato de que nesse caso a potência reativa injetada soma-se a potência ativa fornecida pela unidade geradora (MELLO et al., 2018).

Países como Alemanha e Estados Unidos estão intensificando a introdução dos *smart inverters* para gerenciamento da crescente penetração dos sistemas fotovoltaicos, justamente por oferecerem opções de operação da rede através do controle do próprio inversor. E partindo do princípio que os inversores são essenciais para todo sistema de geração FV, a utilização destes juntamente com os equipamentos convencionais de regulação de tensão torna-se uma

vantagem devido a possibilidade de ter-se um dispositivo capaz de contribuir com a regulação do nível de tensão em todo ponto de conexão de geração distribuída com a rede elétrica.

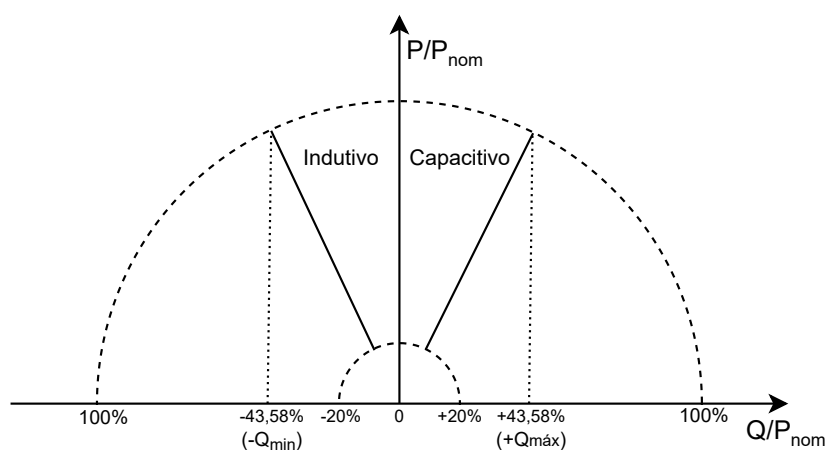
Atualmente as capacidades técnicas e operacionais dos *smart inverters* estão bem compreendidas, entretanto, os métodos para implantação dessas soluções ainda são limitados e variam conforme a norma vigente. Além disso, preocupa-se muito com a regulamentação e aprovação dos serviços e com a privacidade dos clientes (MELLO et al., 2018). No Brasil não há regulamentação para que inversores instalados em sistemas fotovoltaicos atuem unicamente como fonte de reativo, porém, a norma NBR 16149, ABNT NBR 16149 (2013) que trata a respeito da conexão de sistemas FV na distribuição descreve as limitações para o fornecimento de reativos a medida em que também fornece a potência ativa.

5.7.1 NBR 16149

A NBR 16149 para sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que $6kW$ permite que o sistema opere em duas possibilidades: (i) com FP igual a 1, configurado na produção do inversor e com tolerância para trabalhar com FP de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo ou (ii) com possibilidade de controle de potência reativa na faixa de 0,90 indutivo à 0,90 capacitivo. Os valores que correspondem ao valor máximo de potência reativa que pode ser fornecida ou absorvida pelo sistema FV são calculados através da Equação (12) e apresentados como percentual da potência nominal do inversor.

$$Q_{max} = \sin(\cos^{-1}(FP_{lim})) = \sin(\cos^{-1}(0,9)) = 43,58\% \quad (12)$$

Figura 37 – Limites operacionais de injeção/absorção de potência reativa para inversores de sistemas FV com potência superior a $6kW$



Fonte: Adaptado de (ABNT NBR 16149, 2013).

A norma estabelece que os ajustes de potência reativa devem ser realizados de maneira fixa ou através de um controle externo e devem ser determinados pelas condições da rede elétrica e definidos pelo operador.

A Figura 37 apresenta os limites operacionais dos sistemas FV segundo a ABNT NBR 16149 (2013), onde verifica-se a faixa de operação dos inversores acima de $6kW$, onde a absorção e fornecimento de potência reativa só pode ocorrer a partir do momento em que a GD fornece potência ativa igual a pelo menos 20% da potência nominal, antes disso a norma entende que não há risco de haver sobretensão no ponto de conexão entre o inversor e a rede elétrica.

5.8 Gerador Distribuído atuando como regulador de tensão em cenário de sobretensão.

A compensação da sobretensão no alimentador causada pelo excesso de penetração fotovoltaica quando feita a partir do próprio inversor da GD embora até o momento não seja interessante para o ponto de vista do proprietário da usina, o qual possui o interesse na arrecadação provinda da geração de potência ativa, pode, para a concessionária representar uma ferramenta capaz de atuar em diversos pontos do alimentador sem um custo adicional para implementação, portanto, do ponto de vista técnico é importante avaliar os seus efeitos e limitações.

5.9 Limitação da potência ativa fornecida pela GD

A abordagem proposta consiste simplesmente em limitar a potência fornecida pela GD, dessa forma diminuindo o desvio de tensão no ponto de conexão. Segundo (EICHKOFF, 2018) a definição de nível de penetração pode ser agrupada em três categorias que se diferem entre si:

- Nível de penetração como percentual da capacidade instalada de um parque gerador;
- Nível de penetração como percentual da demanda máxima da subestação;
- Nível de penetração como percentual da energia produzida pela geração centralizada ou queda de tensão no alimentador.

Para as análises desse trabalho considerou-se o nível e penetração como percentual da capacidade instalada da GD, e o índice de penetração é descrito como segue:

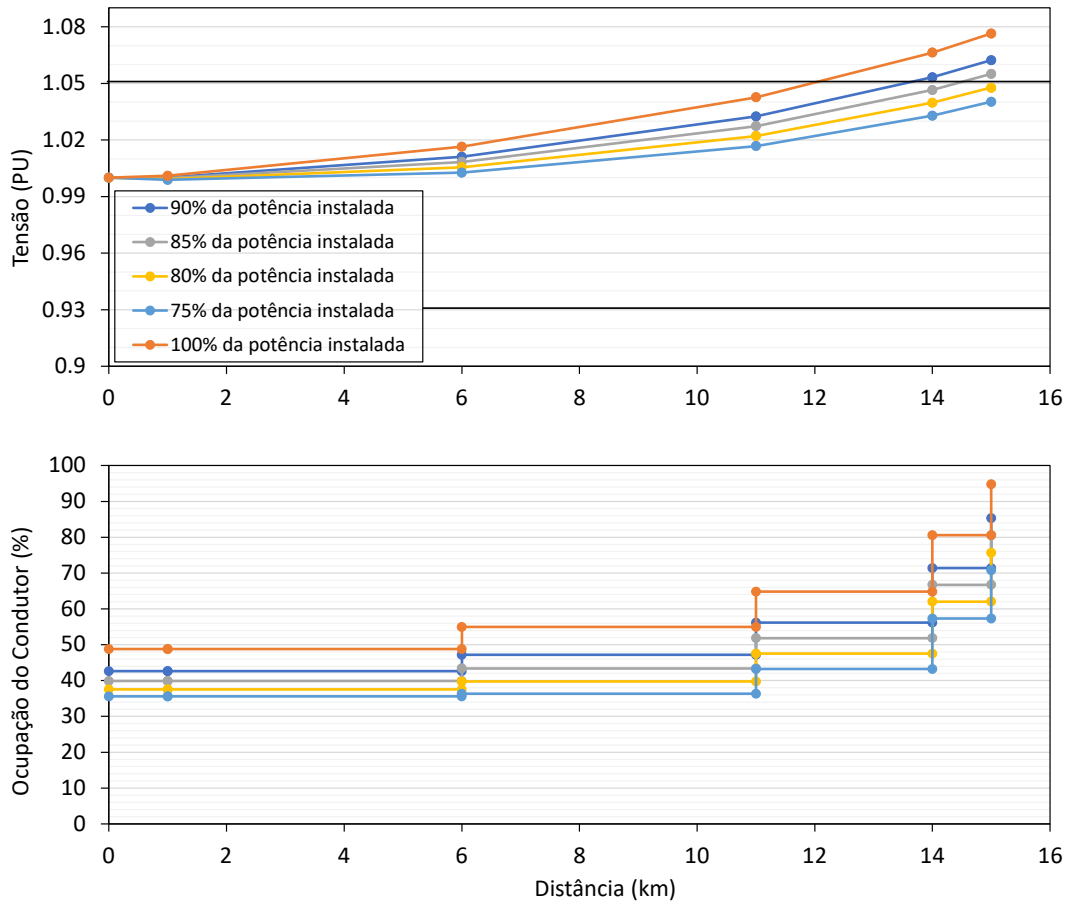
$$FV_{\%} = \frac{P_{FV}}{P_{Inst}} \cdot 100\% , \quad (13)$$

onde $FV_{\%}$ indica o nível de penetração com relação a potência instalada de geração, P_{FV} a potência fornecida pela GD em kW e P_{Inst} a potência instalada da GD.

A Figura 38 apresenta de forma gráfica o nível de tensão e ocupação do condutor a medida em que a potência gerada pela instalação fotovoltaica é limitada.

Verifica-se que o nível de tensão ajusta-se a faixa adequada a partir do corte de 20% da potência máxima instalada, isso equivale a $920 kW$ de potência ativa deixando de ser gerada em um período de pico de geração. Enquanto ao nível de ocupação do condutor, verifica-se uma queda a medida em que a potência fornecida pela GD também cai, ou seja, não há limitações técnicas na abordagem em questão.

Figura 38 – Limitação da potência máxima de geração no inversor da GD



Fonte: Autor (2022).

5.10 Ajuste no fator de potência da GD

A partir do momento em que utiliza-se o inversor da GD para acionamento do controle volt/VAr deve-se levar em consideração os limites impostos na NBR 16149 em (ABNT NBR 16149, 2013), pois como visto na Seção 5.7, a norma limita o fator de potência dos inversores a uma faixa de 0,9 indutivo à 0,9 capacitivo, mostrado na Figura 37. Considerando potência nominal do inversor utilizado no cenário em questão, alguns possíveis cenários para controle de potência reativa do inversor.

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (14)$$

A Equação (14) descreve a potência aparente em função da potência ativa e reativa, onde S pode ser definido como sugerido na abordagem anterior e Q , pode ser substituído por:

$$Q = \sin(\cos^{-1}(FP_{lim})) , \quad (15)$$

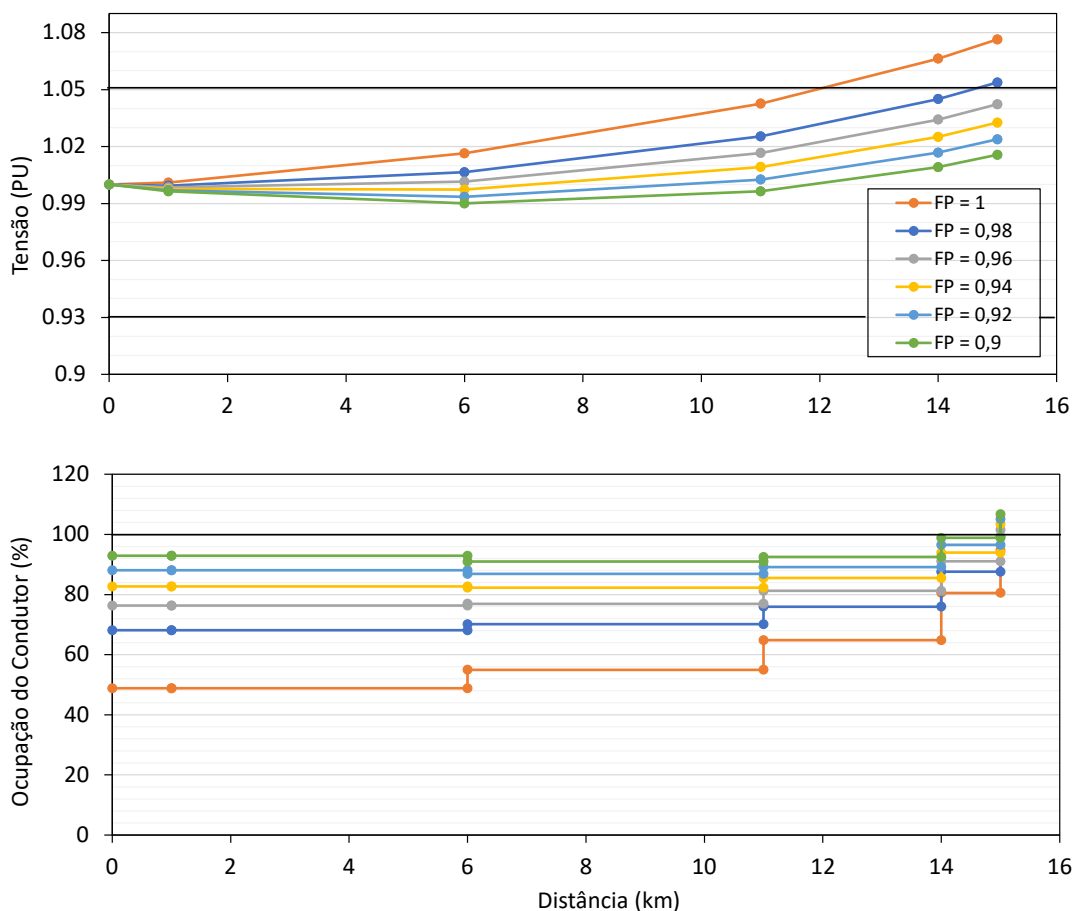
onde o FP_{lim} pode variar de 0,9 indutivo à 0,9 capacitivo.

5.10.1 Cenário 1 - Sistema FV gerando 100% da sua capacidade com FP variando de 0,9 indutivo a 1.

O primeiro cenário considera a potência do inversor como sendo 100% da sua potência instalada, ou seja, $S_{Nom} = 4,6MVA$. E como o cenário apresenta sobretensão, se faz necessário que a GD absorva reativos por meio de um fator de potência indutivo, este que pode ser variado dentro da faixa estabelecida pela NBR 16149.

A Figura 39 mostra o perfil de tensão e a ocupação do condutor a medida me que o fator de potência deixa de se tornar unitário e passa a ser indutivo.

Figura 39 – GD com 100% da capacidade de geração, com fator de potência variável.



Fonte: Autor (2022).

A medida em que a GD passa a absorver reativos podemos verificar um assentamento do perfil de tensão dentro dos limites normativos, em contrapartida ao mesmo passo temos uma elevação na ocupação do condutor no ponto de conexão entre a GD e a rede de distribuição. A Tabela 6 mostra quantitativamente os valores de tensão e corrente no ponto de conexão, onde verifica-se que esta abordagem, considerando 100% da potência aparente da GD não permite a regulação de tensão sem ultrapassar os valores suportáveis de corrente para o condutor adotado.

Tabela 6 – Nível de tensão e ocupação do condutor no ponto de conexão da GD considerando 100% da geração.

Fator de potência	Barra	Ocupação do Condutor (%)	Nível de Tensão (pu)
1,00	5	94,79	1,076
0,98	5	99,23	1,053
0,96	5	101,52	1,042
0,94	5	103,41	1,032
0,92	5	105,14	1,023
0,90	5	106,75	1,015

Fonte: Autor (2022).

5.10.2 Cenário 2 - Sistema PV gerando 90% de sua capacidade, com FP variando de 0,9 indutivo a 1.

Devido a sobrecorrente apresentada no Cenário 1, onde não foi possível compensar a tensão sem ultrapassar o valor máximo da ocupação do condutor, o Cenário 2 sugere limitar a capacidade de geração do inversor a ser utilizado na unidade geradora, ou seja, embora a potência instalada dos painéis possa fornecer 4.6 MWp, considera-se 90% da capacidade do inversor, ou seja, 4.14 MWp.

Nesse caso, como pode ser visto na Figura 40 uma queda considerável nos níveis de tensão e também na ocupação dos condutores ao longo do alimentador, onde nesse cenário, não há sobrecorrente em nenhum dos trechos.

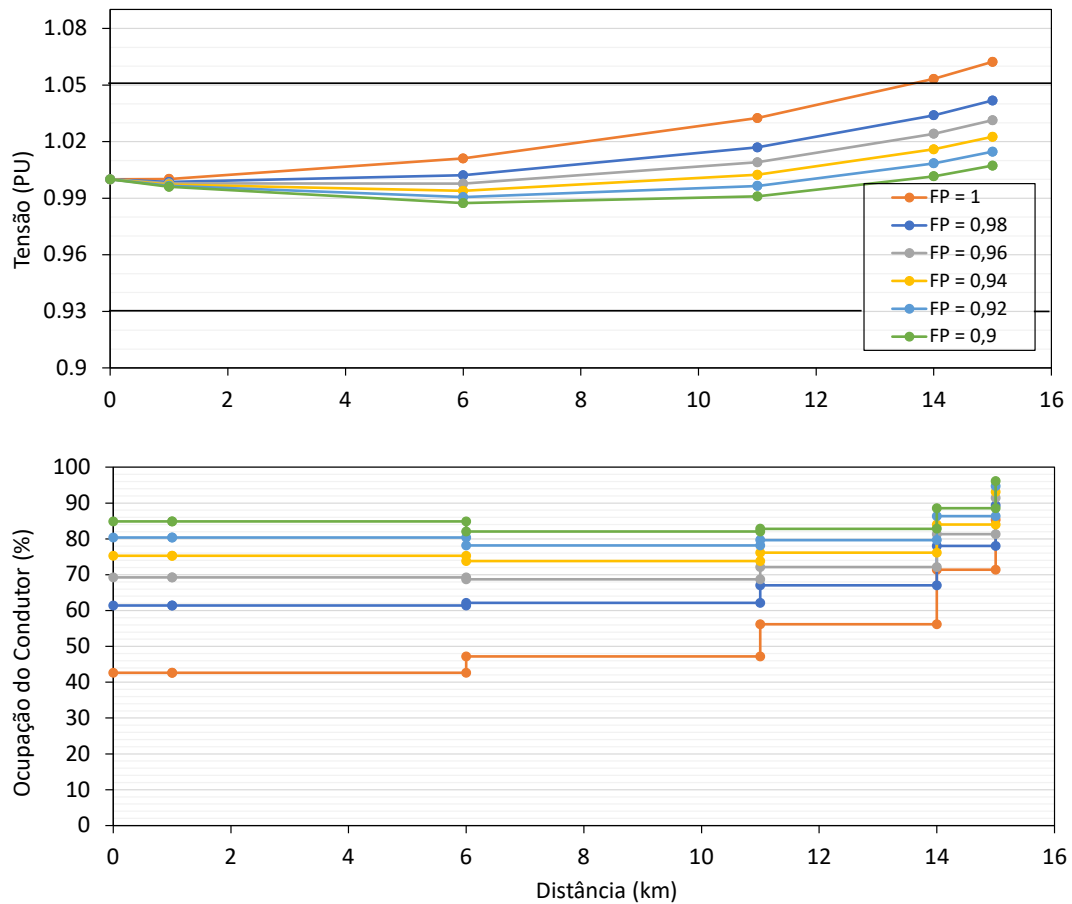
Tabela 7 – Nível de tensão e ocupação do condutor no ponto de conexão da GD considerando 90% da capacidade do inversor

Fator de potência	Barra	Ocupação do Condutor (%)	Nível de Tensão (pu)
1,00	5	85,34	1,062
0,98	5	89,37	1,041
0,96	5	91,42	1,031
0,94	5	93,14	1,022
0,92	5	94,68	1,014
0,90	5	96,12	1,007

Fonte: Autor (2022).

A Tabela 7 mostra quantitativamente os valores de tensão em corrente no ponto de conexão, e verifica-se que considerando um $FP = 0,98$ e uma potência aparente restrita a 90% da sua potência instalada, ou seja $4,140MVA$, resultando em $3,974MW$ de penetração de potência ativa a partir da GD. Ou seja, o máximo de potência que a GD pode injetar no sistema sem que exceda os limites normativos para corrente e tensão.

Figura 40 – GD com 90% da capacidade de geração, com fator de potência variável.



Fonte: Autor (2022).

5.11 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo alguns métodos para compensação de tensão são apresentados e a partir de um cenário de sobretensão no sistema da Figura 6 aplicou-se cada um dos métodos individualmente para atuar na regulação de tensão. O Quadro 1 resume as características evidenciadas em cada uma das abordagens.

Quadro 1 – Comparação entre abordagens para regulação de tensão

Abordagem	Parâmetros de Configuração	Limites Operacionais	Operações Diárias / Vida Útil	Vantagens	Desvantagens
Transformador de potência com OLTC e Regulador Série	Tensão de referência; Largura de faixa; Temporização; Ajuste do LDC;	Acompanha a variação de tensão na carga ($\pm 10\%$ a $\pm 15\%$ da tensão nominal).	70 comutações /40 anos (LARSON,1995).	Confiabilidade; Robustez; Comutação sob carga;	Regulação apenas à jusante do ponto de instalação.
Banco de Reativos	Potência reativa; Temporização; Fator de potência;	Regulação discreta, onde os degraus de regulação dependem da associação que compõe o banco. Fornecimento ou consumo de reativos limitados a potência total do banco.	6 a 7 comutações /15 anos (GENC,2011).	Confiabilidade;	Regulação discreta no nível de tensão.
DSTATCOM	Controle de corrente; Controle de tensão; Controle de potências ativa e reativa;	Regulação contínua, limitada a potência aparente do inversor.	Não possui limitação no número de operações. Vida útil associada a qualidade dos dispositivos eletrônicos.	Abrangência de regulação devido a capacidade de compensar reativos continuamente; Longevidade.	Baixa confiabilidade perante os métodos convencionais.
Inversor da GD	Controle de corrente; Controle de tensão; Controle de potências ativa e reativa;	Limite teórico similar ao DSTATCOM, na prática limita-se as normativas que regem a conexão de sistemas FV à rede elétrica.	Não possui limitação no número de operações. Vida útil associada a qualidade dos dispositivos eletrônicos.	Abrangência de regulação devido a capacidade de compensar reativos continuamente; Longevidade.	Legislação atual é pouco flexível para o uso da GD como gerador de reativos; Não favorece o proprietário; Baixa confiabilidade perante os métodos convencionais.

Fonte: Adaptado de (MELLO et al., 2018)

6 CONCLUSÃO

Neste trabalho buscou-se a princípio apresentar os motivos para a ascensão da geração fotovoltaica partindo das premissas que a tornam uma forma de geração de energia que será cada vez mais utilizada no futuro. Portanto, constata-se a necessidade de avaliar os aspectos técnicos de um ponto de vista não tão otimista, justamente para que o desenvolvimento da tecnologia possa avançar. Nesse sentido, buscou-se nesse trabalho apresentar o possível efeito de sobretensão causado pela geração FV.

Com base nas normas técnicas regulamentadoras abordadas neste trabalho, destaca-se o módulo 8 do PRODIST, (ANEEL, 2016b) como norma regente para os distúrbios que afetam a qualidade de energia, além disso, foi abordada a norma (ABNT NBR 16149, 2013) para conexão de sistemas FV à rede elétrica.

A partir da simulação de uma rede de distribuição utilizando o *software* Simulink para diferentes cenários, foi possível avaliar os efeitos causados pela penetração de potência ativa e reativa. Dentre os efeitos, buscou-se evidenciar a sobretensão que pode ocorrer devido ao fluxo reverso de potência. Os cenários diferem em nível de penetração FV (potência ativa e reativa) e condutor utilizado nos trechos da linha de distribuição. Quanto ao nível de penetração FV, apresentou-se as limitações tanto do nível de tensão quanto da ocupação do condutor para cada tipo de potência fornecida pelo sistema de geração.

Com relação aos condutores utilizados nas simulações, limitou-se aos condutores de alumínio cobertos com XLPE, pois a COPEL NTC 841100 (2014) prioriza o uso da rede protegida no lugar da rede convencional, portanto, estima-se que no futuro este esteja presente na maioria dos sistemas de distribuição. Verificou-se no sistema proposto que a diferença na impedância dos condutores utilizados tem grande influência no nível de tensão, sendo o condutor de 70 mm² o escolhido para a aplicação dos métodos de compensação por possuir uma ampacidade compatível ao nível de corrente apresentada no sistema.

Sendo o principal objetivo estudar os métodos para mitigar a sobretensão causada pelo excesso de geração FV, apresentou-se os métodos convencionais como os transformadores de potência com OLTC, os reguladores séries e os bancos de reativos e também as novas alternativas provindas do avanço da eletrônica de potência, como o DSTATCOM e o inversor que faz a conexão entre o sistema de geração com a distribuição. Dado um cenário de sobretensão, os métodos propostos foram utilizados para eliminar o distúrbio. Com isso, verificou-se que embora os métodos apresentem diferenças na forma com que atuam, todos foram capazes de regular a tensão no cenário proposto. Em relação ao uso do inversor da GD como compensador de tensão, o seu uso como compensador de reativos é limitado pelas restrições impostas pela ABNT NBR 16149 (2013), onde o fornecimento e absorção de reativos não pode ultrapassar o valor máximo de 43,58% da potência do inversor. Além disso, a absorção de reativos por parte do inversor da GD, no cenário proposto, apresentou sobrecarga dos condutores no ponto de

conexão, sendo necessário limitar a potência aparente do inversor em 90%. Portanto, com a redução da potência ativa gerada, o proprietário da GD aufere menos créditos de energia ativa.

Conclui-se que para o cenário proposto, o OLTC localizado na SE se destaca como o método com maior viabilidade dentre os demais (embora seja necessário avaliar os possíveis efeitos do excesso de comutação dos *taps*). Tecnicamente se destaca pela capacidade de regular a tensão do alimentador a custo de uma pequena variação no nível de ocupação dos condutores com relação aos outros métodos (principalmente os de controle Volt/VAr), e economicamente pelo fato dos sistemas de distribuição geralmente já possuírem o transformador de potência OLTC nas suas subestações. Os compensadores série, se já existentes na linha, são também uma opção. Novamente, dada a intermitência da geração fotovoltaica, estudos devem ser feitos em relação ao número de comutações e ao desgaste do equipamento. O uso de reativos para a regulação de tensão deve ser visto com parcimônia dadas as linhas de distribuição terem uma relação X/R com características mais resistivas do que as linhas de transmissão. Isso faz com que, dependendo do cenário, se necessite grande quantidades de reativos o que pode comprometer a capacidade de corrente dos condutores.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

No contexto deste trabalho, verificou-se em alguns pontos a possibilidade de aprofundamento que podem servir como sugestão para que os próximos acadêmicos se disponham a investigar. Como seguem:

1. Ainda sobre o distúrbio de sobretensão, sugere-se o estudo dos efeitos em regime transitório, tanto do distúrbio propriamente dito como também das abordagens utilizadas para sua regulação;
2. Avaliar os efeitos em um cenário onde o perfil de carga e o perfil de geração são variantes no tempo;
3. Avaliar a eficácia de um sistema com diferentes abordagens para regulação de tensão trabalhando em conjunto;
4. Estudo de outros distúrbios causados pela inserção massiva de fontes de geração distribuída.

Referências

- ABNT NBR 16149. Sistemas fotovoltaicos (fv) - características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. **NBR 16149**, 2013. Citado 4 vezes nas páginas 62, 63, 64 e 69.
- ABSOLAR. **Energia solar vai gerar mais de 147 mil empregos no Brasil em 2021**. 2021. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/energia-solar-vai-gerar-mais-de-147-mil-empregos-no-brasil-em-2021-projeta-absolar.html>>. Acesso em: 20 outubro 2021. Citado na página 26.
- AGENCY, I. E. **Distributed generation in liberalised electricity markets**. [S.l.]: OECD Publishing, 2002. Citado na página 23.
- ANEEL. Módulo 1—introdução. **Agência Nacional de Energia Elétrica—ANEEL**, 2016. Citado na página 18.
- ANEEL. Módulo 8—qualidade da energia elétrica. **Agência Nacional de Energia Elétrica—ANEEL**, 2016. Citado 5 vezes nas páginas 16, 19, 20, 21 e 69.
- ANEEL. **Normativa nº482**. 2016. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 22 novembro 2021. Citado na página 18.
- ANEEL. **Informações Técnicas, Perdas de Energia**. 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/perdas/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 22 outubro 2021. Citado na página 26.
- ANEEL, C. T. Micro e minigeração distribuída. **Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação—Cedoc**, 2014. Citado na página 23.
- BRABANDERE, K. D. et al. A voltage and frequency droop control method for parallel inverters. **IEEE Transactions on power electronics**, IEEE, v. 22, n. 4, p. 1107–1115, 2007. Citado na página 28.
- BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 2004. ISSN 1677-7042. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Citado na página 23.
- BRUNELLE, P. **One-Year Simulation in One Minute, MATLAB Central File Exchange**. 2015. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/51137-one-year-simulation-in-one-minute>>. Acesso em: 22 outubro 2022. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 34.
- CAMPINHOS, R. M. **ESTUDO COMPARATIVO ENTRE O DSTATCOM OPERANDO COMO FONTE DE CORRENTE CONTROLADA E COMO FONTE DE TENSÃO CONTROLADA**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 57 e 58.
- COPEL. Manual de acesso de geração distribuída ao sistema da copel. **COPEL**, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.

COPEL NTC 841100. Projeto de redes de distribuição compacta protegida. **NTC 841100**, 2014. Citado 4 vezes nas páginas 31, 32, 33 e 69.

EFTEKHARNEJAD, S. et al. Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems. **IEEE transactions on power systems**, IEEE, v. 28, n. 2, p. 893–901, 2012. Citado na página 16.

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. Citado na página 63.

FARIELLO, D. Governo cria programa de incentivo à geração de energia solar (progd). 2015. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/incentivos-a-energia-solar/governo-cria-programa-de-incentivo-a-geracao-de-energia-solar-progd.html>>. Citado na página 24.

FOUNDATION, S. **National Solar Jobs Census 2021**. [S.l.]: Solar Foundation Washington, DC, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

HEATHCOTE, M. J. Electric power transformer engineering, [book reviews]. **IEEE Power and Energy Magazine**, IEEE, v. 11, n. 5, p. 94–95, 2013. Citado 3 vezes nas páginas 49, 50 e 51.

HINGORANI, N. Introducing custom power. **IEEE Spectrum**, v. 32, n. 6, p. 41–48, 1995. Citado na página 56.

JOORABIAN, M.; AJODANI, M.; BAGHDADI, M. A method for voltage regulation in distribution network equipped with oltc transformers and dg units. In: IEEE. **2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference**. [S.l.], 2010. p. 1–5. Citado na página 45.

KERSTING, W. **Distribution System Modeling and Analysis**. [S.l.]: CRC Press, 2017. Citado na página 43.

LOTERO, R. C.; ROCHA, C. R. M. d. et al. Expansion of transmission networks considering incentives the addition of distributed generation; expansao de redes de transmissao considerando incentivos a adicao de geracao distribuida. 2010. Citado na página 24.

LUCIO, G. C. A influência da temperatura nas impedâncias de sequência de condutores utilizados na rede primária de distribuição. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2015. Citado na página 32.

MELLO, A. P. C. d. et al. **Estrategia de controle Volt/Var coordenado para sistemas de distribuição inteligentes**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2018. Citado 7 vezes nas páginas 52, 53, 54, 59, 61, 62 e 68.

MILLER, L. et al. Distribution system voltage management and optimization for integration of renewables and electric vehicles: Status and state of the art. 2013. Citado na página 54.

MIRANDA, R. F. C. Análise da inserção de geração distribuída de energia solar fotovoltaica no setor residencial brasileiro. **Universidade Federal do Rio de Janeiro: Rio de Janeiro, Brazil**, 2013. Citado na página 24.

NARUTO, D. T. Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica. **Monografia de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro**, 2017. Citado na página 26.

- NETO, A. O. Análise do impacto da geração distribuída em um sistema de distribuição. estudo de caso: Alimentador do setor de embaixadas sul, Brasília-df. **Universidade de Brasília-UnB, Brasília**, 2016. Citado na página 27.
- PADILHA, L. N. **Análise comparativa de estratégias para regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geradores distribuídos**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2010. Citado 4 vezes nas páginas 42, 44, 45 e 47.
- 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. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 21.
- PEREIRA, N. X. Desafios e perspectivas da energia solar fotovoltaica no Brasil: geração distribuída vs geração centralizada. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2019. Citado 3 vezes nas páginas 24, 25 e 27.
- RELLA, R. Energia fotovoltaica no Brasil. **Revista de Iniciação Científica**, v. 15, n. 1, p. 28–38, 2017. Citado na página 15.
- SANTOS, E. S. D.; CUNHA, A. C. D.; CUNHA, H. F. A. Usina hidrelétrica na Amazônia e impactos socioeconômicos sobre os pescadores do município de Ferreira Gomes-AMAPÁ. **Ambiente & Sociedade**, SciELO Brasil, v. 20, p. 191–208, 2017. Citado na página 24.
- SANTOS, F. A.; SANTOS, F. M. Geração distribuída versus centralizada. **m**, Instituto Politécnico de Viseu, 2008. Citado na página 27.
- SEVERINO, M. M. Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para o atendimento a comunidades isoladas da Amazônia. 2008. Citado na página 23.
- SILVA, R. G.; CARMO, M. J. do. Energia solar fotovoltaica: uma proposta para melhoria da gestão energética. **InterSciencePlace**, v. 12, n. 2, 2017. Citado na página 15.
- SOUZA, V. C. d. et al. Controle local de potência reativa em geradores fotovoltaicos para a melhoria da regulação de tensão em redes de distribuição. **Tese (Mestrado), Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, Belém**, 2017. Citado na página 15.
- STETZ, T.; MARTEN, F.; BRAUN, M. Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 4, n. 2, p. 534–542, 2012. Citado na página 28.
- SUMI, Y. et al. New static var control using force-commutated inverters. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-100, p. 4216–4224, 1981. Citado na página 56.
- XU, Y. et al. Global status of recycling waste solar panels: A review. **Waste Management**, Elsevier, v. 75, p. 450–458, 2018. Citado na página 15.