

Universidade Federal do Rio Grande do Norte
Departamento de Engenharia Elétrica
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

**ESTUDO DA ATUAÇÃO DE
TRANSFORMADORES DE ESTADO SÓLIDO
(SST) EM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**

Beatriz da Silva Souto Neta

Natal/RN
Julho de 2023

BEATRIZ DA SILVA SOUTO NETA

**ESTUDO DA ATUAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE
ESTADO SÓLIDO (SST) EM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de
Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do
Rio Grande do Norte como parte dos requisitos para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Natal/RN
Julho de 2023

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN
Sistema de Bibliotecas - SISBI
Catalogação de Publicação na Fonte. UFRN - Biblioteca Central Zila Mamede

Souto Neta, Beatriz da Silva.

Estudo de transformadores de estado sólido (SST) em geração fotovoltaica utilizando o software opendss / Beatriz da Silva Souto Neta. - 2023.

67 f.: il.

Trabalho de Conclusão de Curso - TCC (graduação) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica. Natal, RN, 2023.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Antonio Dias de Almeida.

1. Engenharia Elétrica - TCC. 2. Transformador de Estado Sólido - SST - TCC. 3. Geração Distribuída - GD - TCC. 4. Sistemas Fotovoltaicos - TCC. 5. OpenDSS - TCC. I. Almeida, Marcos Antonio Dias de. II. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 621.3

BEATRIZ DA SILVA SOUTO NETA

**ESTUDO DA ATUAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE
ESTADO SÓLIDO (SST) EM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para a obtenção do grau de Engenheira Eletricista, e aprovada em sua forma final pelo professor orientador e pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Natal/RN, 06 de julho de 2023

Prof. Dr. Marcos Antonio Dias de Almeida
Dr. pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte
Orientador

Valentin Obac Roda
Dr. pela Universidade de Londres, Inglaterra
Coordenador do DEE/UFRN

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcos Antonio Dias de Almeida (UFRN)
Dr. pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Prof. Dr. José Tavares de Oliveira (UFRN)
Dr. pela Universidade Federal do Rio de Janeiro

Prof. Dr. Max Chianca Pimentel Filho (UFRN)
Dr. pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao Nosso Senhor Jesus, Todo-Poderoso, pela saúde, força e coragem concedidos para produzir este trabalho. Sem Ele, nada disto teria sido possível. Agradeço também à Nossa Senhora pela intercessão para realização deste trabalho.

Quero agradecer também ao meu noivo, Francisco Carvalho, por seu amor e incentivo para conclusão deste trabalho. Quero agradecer à meus pais, em especial, minha mãe, que sempre me apoiou a estudar, nunca desistir do aprendizado, mesmo diante de tantas dificuldades.

Agradeço também ao professor Dr. Marcos Dias, orientador deste trabalho, pela apresentação do programa *OpenDSS* e ter me sugerido o estudo de sistemas fotovoltaicos, o que me auxiliou, para, posteriormente, decidir o tema final, além da atenção e auxílio neste trabalho.

Gratidão a todos os professores, que, com sua didática e dedicação, permitiram, não somente a mim, mas como também a todos os meus colegas, aprenderem efetivamente sobre a engenharia elétrica, seus fundamentos e aplicações. Obrigada a todos que, de alguma forma, me ajudaram a chegar nesta etapa.

RESUMO

A busca por sistemas de Geração Distribuída (GD) possui crescimento significativo atualmente, com destaque especial no que se refere à sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Isso porque proporciona a geração de energia por meio de fontes renováveis, ou seja, a partir de recursos que não provocam poluição nem agravos ao meio ambiente. Apesar das vantagens, a instalação de sistemas fotovoltaicos pode provocar aumento de tensão na rede secundária de Baixa Tensão (BT), o que pode acarretar danos a equipamentos e até mesmo por em risco a segurança dos consumidores destas redes. Deste modo, pode ocasionar desligamentos dos inversores dos sistemas GD, devido a variação de tensão, principalmente se esta for elevada acima dos níveis permitidos. Além disso, pode afetar consequentemente o fator de potência, por causa da alta injeção de potência ativa na rede. Por isso, o presente trabalho tem por finalidade realizar o estudo de sistemas de distribuição em que há a presença de sistemas fotovoltaicos instalados na rede de Baixa Tensão (BT), para avaliar como os mesmos afetam parâmetros importantes da rede, como tensão secundária e fator de potência do lado secundário do transformador. Isso foi feito utilizando o *OpenDSS*, um *software* livre e recomendado para análises de redes de distribuição. Para o estudo foi considerado um sistema composto por um transformador Delta-Estrela aterrado convencional, cujo lado secundário foi constituído por três cargas distintas. Em seguida, um Transformador de Estado Sólido (*Solid State Transformer - SST*) foi implementado por meio da integração entre o *OpenDSS* e a linguagem de programação *Python*, em que seu controle foi desenvolvido em um algoritmo, com controle de tensão e fator de potência em Baixa Tensão. Desta forma, conectou-se todas as cargas à seus respectivos sistemas fotovoltaicos, para estudo dos efeitos nocivos causados por estes à rede de distribuição; em seguida, foram analisados a influência da potência instalada dos inversores, da seção transversal da linha BT que conecta o transformador às cargas e do comprimento do cabeamento daquela. Após isso, o SST foi aplicado para correção das variações de tensão e dos fatores de potência, em todas as cargas conectadas individualmente. Observou-se que o equipamento foi capaz de atuar em todas as situações, de forma a manter os fatores de potência dentro do limite permitido e corrigir as variações de tensão do lado secundário nos valores determinados. Sendo assim, pode-se concluir que o controle de Baixa Tensão (BT) pode ser um diferencial importante na atuação destes equipamentos, pois garantiu a qualidade de energia nos parâmetros definidos pela ANEEL e concessionárias locais, como esperado.

Palavras-chave: *Transformador de Estado Sólido, SST, Geração Distribuída, GD, Sistemas Fotovoltaicos, OpenDSS, Controle de Tensão, Baixa Tensão, Fator de Potência.*

ABSTRACT

The search for Distributed Generation (DG) systems currently has significant growth, with special emphasis on photovoltaic systems connected to the electrical grid. That because it provides the generation of energy through renewable sources, that is, from resources that do not cause pollution or damage to the environment. Despite the advantages, the installation of photovoltaic systems can cause an increase in voltage in the secondary network of Low Voltage (LV), which can cause damage to equipment and even put at risk the safety of consumers of these networks. In this way, it may cause shutdowns of the inverters of DG systems, due to voltage variation, especially if it is raised above permissible levels. Furthermore, it can consequently affect the power factor, because high injection of active power into the grid. Therefore, the purpose of this work is to carry out the study of distribution systems in which there is the presence of photovoltaic systems installed in the Low Voltage (LV) network, to assess how they affect important network parameters, such as secondary voltage and power factor of the secondary side of the transformer. this was done using OpenDSS, a free software recommended for analysis of distribution networks. For the study, a system composed of a grounded Delta-Star transformer was considered conventional, whose secondary side was constituted by three different loads. Then a Solid State Transformer (SST) was implemented through of the integration between OpenDSS and the Python programming language, in which its control was developed in an algorithm, with voltage control and power factor in Low Voltage. In this way, all loads were connected to their respective photovoltaic systems, for study the harmful effects caused by these to the distribution network; then analyzed the influence of the installed power of the inverters, the cross-section of the LV line that connects the transformer to the loads and the length of cabling for that line. After that, the SST was applied for correction of voltage variations and power factors, in all loads individually connected. It was observed that the equipment was capable of operating in all situations, in order to keep the power factors within the allowed limit and correct the voltage variations on the secondary side within the given values. Therefore, it can be concluded that Low Voltage (LV) control can be an important differential in the performance of these equipment, as it guaranteed power quality within the parameters defined by ANEEL and local utilities, as expected.

Keywords: *Solid State Transformer, SST, Distributed Generation, DG, Fotopholtaic Systems, OpenDSS, Voltage Control, Low-Voltage, Power Factor.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Representação do esquema de Rede Inteligente.	13
Figura 2.1 – Potência instalada de Geração Centralizada e Distribuída de Energia Fotovoltaica no Brasil desde 2012 até março de 2023.	19
Figura 2.2 – Sistema radial (Adaptado).	20
Figura 2.3 – Representação de situações do aumento e queda de tensão em redes de distribuição passivas.	22
Figura 2.4 – Transformador convencional trifásico Estrela-Delta.	24
Figura 2.5 – Esquemático de um SST.	25
Figura 2.6 – Estágios de um SST.	25
Figura 2.7 – Possibilidades de utilização de cada estágio de um SST.	27
Figura 2.8 – Mercado de SSTs no mundo (Adaptado).	33
Figura 3.1 – Representação do sistema elaborado para estudo.	37
Figura 3.2 – Demanda Carga A.	38
Figura 3.3 – Demanda Carga B.	38
Figura 3.4 – Demanda Carga C.	39
Figura 4.1 – Valores de tensão da carga A, com e sem sistemas fotovoltaicos, durante o dia.	44
Figura 4.2 – Valores de tensão da carga B, com e sem sistemas fotovoltaicos, durante o dia.	44
Figura 4.3 – Valores de tensão da carga C, com e sem sistemas fotovoltaicos, durante o dia.	45
Figura 4.4 – Valores de tensão do lado secundário do transformador LFT, com e sem sistemas fotovoltaicos, durante o dia.	45
Figura 4.5 – Valores dos fatores de potência do lado secundário do transformador LFT, com e sem sistemas fotovoltaicos, durante o dia.	46
Figura 4.6 – Valores de potência ativa trifásica do lado secundário do transformador, com e sem sistemas fotovoltaicos, durante o dia.	47

Figura 4.7 – Valores de potência reativa trifásica do lado secundário do transformador, com e sem sistemas fotovoltaicos, durante o dia.	47
Figura 4.8 – Valores das tensões máximas obtidas na Carga A com variação do comprimento da linha até 40 metros, considerando diferentes valores de potências instaladas de sistemas fotovoltaicos.	48
Figura 4.9 – Valores das tensões máximas obtidas na Carga A com variação do comprimento da linha até 40 metros, considerando diferentes seções de cabos. . .	49
Figura 4.10 – Valores dos fatores de potência dos transformadores LFT e SST, com sistema fotovoltaico conectado à Carga A, durante o dia.	50
Figura 4.11 – Valores de tensão da Carga A com a atuação do LFT e SST e com sistema fotovoltaico conectado àquela, durante o dia.	51
Figura 4.12 – Valores de potência reativa trifásica dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga A, durante o dia.	52
Figura 4.13 – Valores de potência reativa trifásica entre às 6h40min e 12h30min, dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga A, durante o dia.	52
Figura 4.14 – Valores de potência ativa trifásica dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga A, durante o dia.	53
Figura 4.15 – Valores de tensão da Carga B, com a atuação do LFT e SST e com sistema fotovoltaico conectado àquela, durante o dia.	54
Figura 4.16 – Valores dos fatores de potência dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga B, durante o dia.	55
Figura 4.17 – Valores de potência reativa trifásica dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga B, durante o dia.	56
Figura 4.18 – Valores de potência reativa trifásica, entre às 6h40min e 11h40min, dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga B, durante o dia.	56
Figura 4.19 – Valores de potência ativa trifásica dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga B, durante o dia.	57

Figura 4.20 – Valores dos fatores de potência dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga C, durante o dia.	58
Figura 4.21 – Valores de tensão da Carga C, com atuação dos transformadores LFT e SST e com o sistema fotovoltaico conectado àquela, durante o dia.	58
Figura 4.22 – Valores de potência ativa trifásica dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga C, durante o dia.	59
Figura 4.23 – Valores de potência reativa trifásica dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga C, durante o dia.	60
Figura 4.24 – Valores de potência reativa trifásica, entre às 6h40min e 10h, dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga C, durante o dia.	60

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	JUSTIFICATIVA	15
1.2	OBJETIVOS	16
1.2.1	Geral	16
1.2.2	Específicos	16
1.3	CONTRIBUIÇÕES	17
2	ESTADO DA ARTE	18
2.1	INTERFERÊNCIA DA GD FOTOVOLTAICA EM SISTEMAS DE BAIXA TENSÃO	19
2.2	REQUISITOS TÉCNICOS PARA GD NA BAIXA TENSÃO	23
2.3	O TRANSFORMADOR DE ESTADO SÓLIDO - SST	24
2.3.1	Controle do SST	28
2.3.2	Comparativo entre transformadores convencionais e SSTs	28
2.3.3	Resumo de trabalhos sobre os SSTs	30
2.4	SST NO BRASIL E NO MUNDO	32
2.4.1	Valores comerciais SSTs	33
2.5	SÍNTESE DO CAPÍTULO	34
3	METODOLOGIA	35
3.1	ENQUADRAMENTO DA PESQUISA	35
3.2	<i>OPENDSS</i>	35
3.3	SISTEMA ESTUDADO	36
3.4	MODELAGEM DO SST	41

3.5	SÍNTESE DO CAPÍTULO	42
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	43
4.1	EFEITOS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	43
4.2	EFEITO DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	48
4.3	EFEITO DA ALTERAÇÃO DA RESISTÊNCIA DA REDE . . .	48
4.4	ATUAÇÃO DO SST	50
4.4.1	Carga A	50
4.4.2	Carga B	53
4.4.3	Carga C	57
4.5	SÍNTESE DO CAPÍTULO	61
5	CONCLUSÕES	62
	REFERÊNCIAS	64

1 INTRODUÇÃO

O contexto recente permite notar uma procura incessante por sistemas de energia renováveis, com baixa emissão de poluentes e que não causem transtornos ao meio ambiente, além de permitirem uma economia de energia àquele que adquire o sistema. Tais vantagens são apresentados nos sistemas fotovoltaicos, cujo crescimento é expressivo. A instalação de diversos sistemas fotovoltaicos traz uma série de benefícios: geração de energia limpa, ou seja, com menos riscos ao meio ambiente (LUCCHESE et al., 2018), diminuição das perdas de potência, uma vez que a carga está próxima do local de geração; redução do uso de combustíveis fósseis, reduzindo assim a emissão de gases nocivos ao ambiente; além da geração de mais empregos com a utilização de outros meios naturais de geração de energia (ALVES, 2020), em destaque as energias solar e eólica até 2030 (RASHIDI, 2017).

Contudo, há uma forte necessidade do estudo do impacto causado pelas instalações fotovoltaicas à rede elétrica, haja vista que sua inserção no sistema de distribuição tem apresentado efeitos que precisam ser estudados com atenção, a fim de preservar as instalações elétricas e, principalmente, resguardar os consumidores finais de possíveis danos e acidentes.

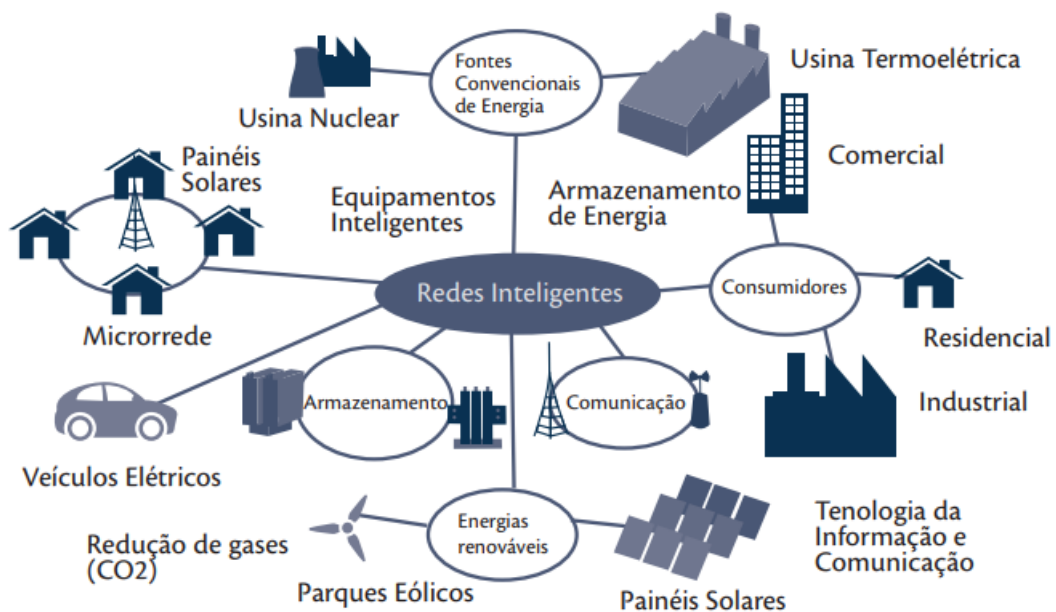
Dentre tais agravos causados pela notada inserção de sistemas fotovoltaicos, pode-se destacar: a elevação dos níveis de tensão na rede, desbalanceamento dos níveis de tensão e corrente, alterações na corrente de curto-circuito, aumento da distorção harmônica (ALVES, 2020) (TREVISAN, 2011), geração de fluxo reverso de potência (BARBOSA, 2019) (RADATZ, 2020) e flutuações na tensão e frequência (LUCCHESE et al., 2018).

Todavia, o fator que é mais recorrente trata-se da elevação das tensões na rede do consumidor em horários do dia nos quais há maior geração, porém, não há consumo expressivo justamente por ser um horário em que, na maioria das vezes, a demanda é menor (RADATZ, 2020). Além disso, diversos monitoramentos de sistemas instalados permitem visualizar aumentos preocupantes de tensão da rede elétrica do consumidor, ultrapassando os valores máximos definidos pela ANEEL e pela concessionária local.

Nesse cenário, têm-se realizado diversos estudos os quais tem sido feitos com a meta de compreender como a vasta instalação de sistemas GD fotovoltaicos pode afetar a rede de distribuição, análises de equipamentos, recursos ou dispositivos que possam atuar para reverter e corrigir os problemas causados pelo crescimento da GD. Um desses equipamentos é o Transformador de Estado Sólido, em inglês, *Solid-State Transformer* - SST, o qual apresenta-se como uma ótima alternativa para correção de níveis de tensão (regulação de tensão) na rede

BT, assim como é capaz de corrigir o fator de potência, pelo fato de ajustar os reativos na rede. Apesar de possuir como entrave inicial o fato de ser um pouco mais caro que os transformadores de distribuição convencionais (LONDERO, 2019), garante à rede de distribuição uma série de vantagens, tais como: controle de tensão através de reativos, além de correção de harmônicos. O SST é citado por Rashidi (2017), por Hunziker e Schulz (2017), por Rehman et al. (2017) e por Khan et al. (2021) como um forte candidato a substituir os transformadores convencionais, pois estes últimos apresentam como grande desvantagem a utilização imensa de metal para construção do seu núcleo, além de permitir altos custos com seu transporte, instalação e principalmente manutenção. Em Hunziker e Schulz (2017), é justificada esta substituição porque são dispositivos que promovem a estabilidade e qualidade em tanto em Média quanto em Baixa Tensão, sendo o controle de tensão e corrente realizados em Média Tensão. Cita a participação do SST em futuros sistemas de energia renovável, baseado em eletrônica de potência, envolvendo comunicação digital com largura de banda alta. Já em Rehman et al. (2017) são mencionados como vantagens o volume e peso menores, da mesma forma a melhoria da eficiência. Em Khan et al. (2021), são ditos como o bloco que fará parte da chamada "futura rede inteligente", pois operam em fluxo bidirecional e em alta frequência. Uma "Rede Inteligente" consiste na adição de tecnologias digitais para monitoramento e controle da eletricidade, nas redes de distribuição, em tempo real, permitindo o fluxo bidirecional de energia, assim como informações entre concessionária e cliente (MARTINS, 2019), conforme exemplifica a Figura 1.1. Com isso, pode-se concluir que estes equipamentos são promissores na tecnologia futura.

Figura 1.1 – Representação do esquema de Rede Inteligente.



Fonte: CGEE (2012).

Hunziker e Schulz (2017) abrange a capacidade dos SSTs em, ao absorver ou fornecer

energia reativa, permitir a implementação dos recursos de controle para a tensão ser mantida nos níveis adequados em grande quantidade de geração. Apesar de serem cerca de 5 vezes mais caros que os transformadores convencionais, por permitirem conexões através de links CC e CA podem apresentar mais benefícios na conexão, como por exemplo, em redes contendo sistemas fotovoltaicos. Os testes realizados no trabalho citado consideram que o equipamento é capaz de eliminar eficientemente o problema de tensão, enquanto pode compensar a potência reativa no lado de Baixa Tensão.

Para Shi et al. (2020), a tecnologia SST é vantajosa por ser bidirecional, controlar precisamente as potências ativa e reativa, sendo comparado ao "cérebro", isto é, a parte inteligente do sistema, além de permitir a supressão de harmônicos e possuir tamanho e peso menores. Nisso, o SST é apontado como um equipamento que combate tais prejuízos, podendo possuir mesma tensão nominal e potência de um transformador convencional. Em acréscimo, mostra a vantagem de poder ser monitorado *online*.

No trabalho apresentado por Shah e Crow (2016), um algoritmo é criado com a finalidade de regular as tensões, através da injeção ou absorção de potência reativa de um SST. Esta ideia advém do conceito de "Rede inteligente", pois proporciona a implementação de um sistema de controle localizado, uma vez que a evolução dos sistemas de energia é o funcionamento através de controle remoto, como por exemplo o controle de tensão local.

O peso e tamanho dos SSTs pode chegar a ser até 3 vezes menor que os transformadores convencionais. Além disso, pode apresentar outras vantagens, como por exemplo ser mais ecologicamente adequado, pois não possui fluidos para resfriamento, como os transformadores a óleo (KHAN et al., 2021). Segundo Shadfar, Pashakolaei e Foroud (2021), o seu resfriamento é realizado por meio de fluxo de convecção, isto é, através de um sistema de ventiladores para dissipação de calor.

Estes equipamentos são muito estudados pois permitem ser operados com sistemas inteligentes. Podem atuar na regulação de tensão, contra afundamento ou queda de tensão, além de atuar na correção do fator de potencia e isolamento de harmônicos (REHMAN et al., 2017). SSTs são equipamentos que asseguram a qualidade de tensão, visando contribuir em sistemas fotovoltaicos.

Além disso, os transformadores convencionais possuem algumas desvantagens mostradas em Khan et al. (2021), tais como: elevação da temperatura por causa de harmônicos, perdas de energia, queda de tensão considerável quando operando em sobrecarga, tamanho grande e alto volume e o fato de não possuírem controlabilidade, justifica a presença do SST para integração de energia renovável e geração distribuída, como opção para auxiliar no que se remete à conexão de veículos elétricos. A tecnologia empregada nos SSTs, isto é, a conversão realizada

por dispositivos eletrônicos de alta potência, é considerada como uma das mais revolucionárias atualmente no campo da Engenharia Elétrica.

Desse modo, é preciso realizar o estudo de quais prejuízos a crescente inserção de sistemas fotovoltaicos pode causar à rede de distribuição, da mesma maneira que estudar maneiras de solucionar, evitar ou diminuir tais efeitos negativos. Logo, o presente trabalho propõe, além do estudo sobre os efeitos negativos de sistemas GD fotovoltaicos, a atuação do Transformador de Estado Sólido como alternativa de solução para esses problemas, através de sua implementação pela integração entre a linguagem de programação *Python* e o *software OpenDSS*.

1.1 JUSTIFICATIVA

Diante do cenário atual de elevada inserção de sistemas GD, em especial, os sistemas de energia solar fotovoltaica, têm-se notado alterações na rede de distribuição, como mudança do fluxo de potência, coordenação de proteção, correntes de curto-circuito, harmônicos, e em destaque o aumento e variação dos níveis de tensão na rede de Baixa Tensão (BT) (ELRAYYAH; WANIK; BOUSELHAM, 2017) (GODOI, 2018) (RASHIDI, 2017). Entretanto, os transformadores atuais são incapazes de atuar em todas as condições com a presença massiva de redes GD (RUIZ-GARZON; GONZÁLEZ-TRISTANCHO; ESPINOSA-GONZÁLEZ, 2018), o qual pode afetar negativamente os componentes da rede, além dos consumidores em geral. Outras características determinantes da qualidade de energia elétrica, como por exemplo o fator de potência, são alteradas.

Portanto, a motivação central deste trabalho está relacionada fortemente com o estudo dos impactos nocivos das instalações fotovoltaicas à rede elétrica do consumidor, a partir de um *software* especializado em simulações de sistemas de distribuição, o *OpenDSS*. Este *software* apresenta diversas vantagens para análise de redes de distribuição, tais como: capacidade de trabalho com redes nas quais haja a presença de sistemas fotovoltaicos; pode ser controlado através de outros programas, como *Python* e *MATLAB*; além de ser gratuito e livre (RADATZ, 2020).

Através das análises e estudos, será proposta uma possível solução com a utilização de transformadores de Estado Sólido (SST), tendo como base os trabalhos apresentados em Londero (2019) e Shah e Crow (2016), utilizando a integração entre *Python* e *OpenDSS*. Isso é justificável porque o transformador proposto permite o ajuste dos níveis de tensão na BT e correção do fator de potência através do controle de reativos, chamado de Volt-Var Control (VVC). Ou seja, trata-se de um equipamento o qual opera para garantir a qualidade de energia em Média e Baixa Tensão. (LONDERO, 2019) (RUIZ-GARZON; GONZÁLEZ-TRISTANCHO;

ESPINOSA-GONZÁLEZ, 2018) (HUNZIKER; SCHULZ, 2017)

Deste modo, pretende-se estudar a aplicação de tais equipamentos na rede elétrica, visando minimizar as complicações causadas pela variação dos níveis de tensão da rede elétrica do consumidor, além de possibilitar a correção do fator de potência na rede secundária. Sendo assim, o presente trabalho pretende contribuir com as linhas de pesquisa envolvendo novo tipo de transformador, estudando sua operação nos níveis de tensão e fator de potência de redes contendo sistemas fotovoltaicos na Baixa Tensão (BT).

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Geral

O objetivo geral do presente trabalho é estudar como os sistemas de geração fotovoltaica afetam a rede elétrica do consumidor, em especial no que se refere à tensão da rede elétrica do cliente, através do *software OpenDSS*, uma ferramenta que permite analisar e simular sistemas de distribuição com Geração Distribuída. Dentro deste contexto, propor a utilização do Transformador de Estado Sólido (SST), com controle na Baixa Tensão, simular a atuação desse equipamento nos sistemas com geração fotovoltaica, com a finalidade de regular os níveis de tensão, além do fator de potência, na rede do consumidor.

1.2.2 Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Estudo de uma rede de distribuição com geração fotovoltaica residencial, para avaliar os efeitos dos sistemas fotovoltaicos instalados em cargas do lado secundário, analisar os resultados obtidos e identificar anomalias a serem corrigidas na rede elétrica.
- Estudo de Transformadores de Estado Sólido (SST) e como estes equipamentos podem ser aplicados para corrigir os níveis de tensão na rede elétrica, assim como o fator de potência, propondo um controle para mantê-los em níveis aceitáveis pela ANEEL e concessionárias locais.
- Incluir a ação do transformador de Estado Sólido (SST) no simulador *OpenDSS*, com o controle de Baixa Tensão (BT), simulado pela linguagem de programação *python* e simular a sua atuação na rede de distribuição estudada, a fim de obter os resultados pretendidos.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições deste trabalho são:

- Verificação e comprovação de variações das tensões na Baixa Tensão (BT) e alteração do fator de potência das cargas mediante inserção de sistemas fotovoltaicos.
- Correções nas tensões e de fatores de potência, da rede BT por meio do SST, utilizando a linguagem *Python* integrada ao *OpenDSS*, com um controle na Baixa Tensão. Isso porque é perceptível que a maioria dos controles são empregados na Média Tensão.
- Percepção e comprovação de que o controle local permite a utilização de SSTs para ajuste de parâmetros, por meio de algoritmos. Ou seja, o controle é adaptável a cada situação específica, compondo o conceito de "Rede Inteligente".

2 ESTADO DA ARTE

Atualmente, pode-se perceber um crescimento de diversas fontes de geração de energia nos âmbitos nacional e mundial. Devido a expansão de diversos estudos, novas tecnologias permitem hoje a geração de energia por meio de outros tipos de fontes, no Brasil, sendo elas: a energia térmica, a energia nuclear, a energia hidrelétrica, a energia eólica e por fim, a energia solar fotovoltaica, tema central deste estudo.

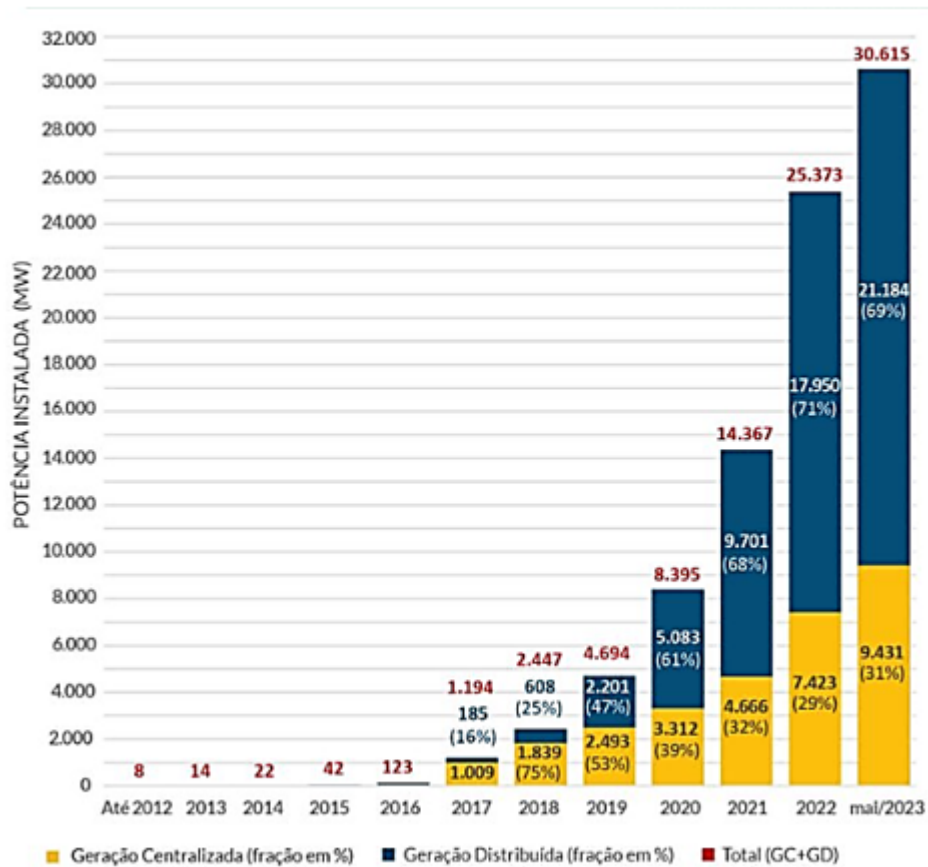
Todos os tipos de energia, em geral, têm tido expansão gradativa, pois há a necessidade da existência de energias de reserva para auxiliar o tipo principal de energia, que, no caso do Brasil, é a energia hidrelétrica. Além disso, há fatores que contribuem para a expansão da energia solar fotovoltaica, tais como: o fato de ser uma energia considerada limpa, ou seja, que não agride o meio ambiente, também possui vantagens de não exigir a ocupação de grandes áreas para ser instalada e requerer baixos custos de manutenção.

Por esses motivos, os sistemas fotovoltaicos têm, de fato, atualmente, uma vasta presença nos sistemas de distribuição de energia elétrica, porque foram legalizados pela Resolução 482 da ANEEL, no ano de 2012. Desde então, os sistemas fotovoltaicos ganharam espaço rapidamente no país.

Apesar disso, a geração solar fotovoltaica já estava sendo implantada no Brasil, antes do seu crescimento, a partir do ano de 2012. Entretanto, por não haver leis na época que permitissem seu regulamento, não era possível expandir-se no país. Quando, a Resolução Normativa de 2012 da ANEEL, chamada 482/2012, adquiriu vigência no Brasil, foi permitido às concessionárias de energia elétrica serem orientadas pela ANEEL. Esta Lei foi modificada, existindo hoje uma nova Lei, a 14300/2022, a qual modifica os custos sobre os serviços prestados pela Distribuidora, os quais aumentarão 15% a cada ano, até 2029 (Governo do Brasil, 2023).

Na Figura 2.1 é apresentada a evolução da energia solar fotovoltaica entre os anos de 2012 até março de 2023. Entende-se por Geração Centralizada as instalações de usinas de geração de grande porte.

Figura 2.1 – Potência instalada de Geração Centralizada e Distribuída de Energia Fotovoltaica no Brasil desde 2012 até março de 2023.



Fonte: ABSOLAR (2023).

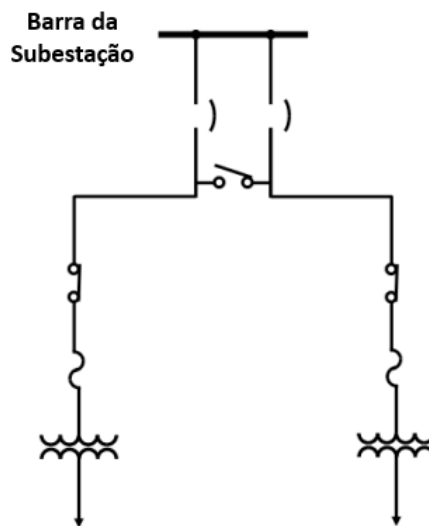
2.1 INTERFERÊNCIA DA GD FOTOVOLTAICA EM SISTEMAS DE BAIXA TENSÃO

Antigamente, segundo Alves (2020), não haviam análises profundas sobre as redes de distribuição. Hoje em dia, devido principalmente a instalação de sistemas de geração distribuída conectados à rede de distribuição, estudar e analisar os sistemas de distribuição tem sido de grande importância para verificar se o sistema opera nas condições adequadas como a máxima potência instalada e se funciona de acordo com os valores limites determinados em relação às tensões e correntes.

É conhecido que os sistemas de proteção dessa rede são fortemente atingidos de acordo com a concentração de sistemas de geração distribuída, isto é, quanto maior a quantidade, pois pode haver fluxo reverso, além de aumento dos níveis de tensão do lado secundário.

A rede primária é formada por um alimentador central e ramais, cuja tensão de operação é 13,8 kV no Rio Grande do Norte. Estes últimos consistem em derivações do alimentador, na topologia radial, como é apresentada na Figura 2.2, têm proteção realizada por chaves fusíveis, com a utilização de chaves seccionadoras para alternar blocos de cargas nos casos de manutenções ou interrupções. Tem como outros elementos banco de capacitores para controle da tensão, mantendo-a nos níveis requeridos. É importante ressaltar que, pelo fato dessas redes possuírem cargas de diversos tipos, cujas ligações podem ser monofásicas ou trifásicas, além de linhas com alta resistência e fator X/R inferior ao fator das linhas de transmissão, a queda de tensão é maior nas redes de distribuição. Antes da inserção da GD, tratavam-se de redes que apenas recebiam energia da rede da concessionária, porém, após chegada da GD, ocorreu a injeção de potência no sistema, o que provoca diversas alterações na rede.

Figura 2.2 – Sistema radial (Adaptado).



Fonte: Alves (2020).

O aumento da quantidade de usinas fotovoltaicas instaladas possui algumas vantagens, tais como: diminuição da queima de combustíveis fósseis, redução de perdas de potência pelo fato da carga estar próxima da unidade geradora, permite economia de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, geração de empregos e utilização de energia limpa e renovável, conforme citado anteriormente. Apesar disso, apresentam como dificuldades: elevação de tensão (ILO; SCHULTIS; SCHIRMER, 2018), carregamento dos alimentadores, alteração no perfil das redes, desbalanço dos valores de tensão e corrente, variação da tensão, alterações nas correntes de curto-circuito, elevação da distorção harmônica, entre outros (ALVES, 2020). Em Hunziker e Schulz (2017) os resultados evidenciam o problema de tensão que pode surgir com a alta instalação de sistemas fotovoltaicos, além de problemas como sobrecarregamento da rede, cabos e transformadores nos horários de maior geração fotovoltaica do dia.

Ou seja, conectar sistemas fotovoltaicos na Baixa Tensão pode representar vantagens para as concessionárias de energia, do mesmo modo que para o consumidor final, o cliente. Todavia, pode significar agravos no que diz respeito ao fluxo de potência, no perfil de tensão, afetando assim a qualidade de energia elétrica. Diante disso, é indispensável conhecer as causas dos efeitos negativos, para desta forma procurar solucioná-los.

Tal agregamento da Geração Distribuída apresenta-se como uma novidade a ser estudada, em que o planejamento, operação e manutenção das redes de distribuição devem ser adaptados para essa modalidade. A inclusão de unidades GD em sistemas de distribuição radial, cujo fluxo de potência está em um único sentido, será afetado por elementos os quais injetam potência na rede, incluindo a possível utilização da modalidade de compartilhamento de energia entre diversas unidades, o que faz com que uma parcela da energia gerada não seja consumida no local de geração: um enorme problema na inserção de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica, pois esses podem afetar a segurança, a qualidade de energia e estabilidade da rede. Níveis de energia inadequados podem implicar em mal funcionamento dos equipamentos elétricos, podendo assim influenciar no tempo de vida útil destes.

Pode-se afirmar que o sistema elétrico foi projetado para operar com energia elétrica em uma única direção, desde a transmissão até os consumidores finais. Por isso que os sistemas de distribuição são denominados passivos, com exceção das linhas de transmissão que podem transferir energia em um fluxo bidirecional. A inclusão da GD, de uma forma geral, torna obrigatoriamente a rede ativa, pois seus elementos passam a ser consumidores e geradores de energia, ao mesmo tempo. A questão é que a rede atual de distribuição não foi feita para o fluxo em duas direções de energia, mostrando que, sistemas fotovoltaicos, a depender do nível de potência instalada, podem causar problemas na rede de distribuição e ao cliente final (TREVISAN, 2011).

Sendo assim, a inserção de sistemas fotovoltaicos em grande escala pode afetar diversas características da rede em geral, tais como: a mudança do fluxo de potência para bidirecional, como já comentado, além do perfil e estabilidade da tensão os quais são alterados, o que modifica a qualidade da energia elétrica. Ou seja, nesse aspecto, a modificação no fluxo de potência e correntes da rede acarretam em elevações de tensão nas proximidades dos geradores fotovoltaicos, fazendo com que os níveis de tensão estejam com valores acima do valor máximo permitido pela concessionária.

Segundo Alves (2020) e Radatz (2020) a elevação de tensão no ponto de conexão da GD pode ser descrita de acordo com a equação 2.1:

$$\Delta V \approx \frac{((P_{PV} - P_L)R + (Q_{PV} - Q_L)X)}{V} \quad (2.1)$$

Onde: P_{PV} trata-se da potência ativa gerada pelo gerador FV; P_L a potência consumida pela carga; Q_{PV} a potência reativa do gerador FV; Q_L a potência reativa consumida pela carga; R é a resistência entre o ponto de conexão e a subestação principal, isto é, o transformador de distribuição de BT; X é a reatância entre o ponto de conexão e a subestação principal; e V é a tensão de fase no ponto de conexão da GD.

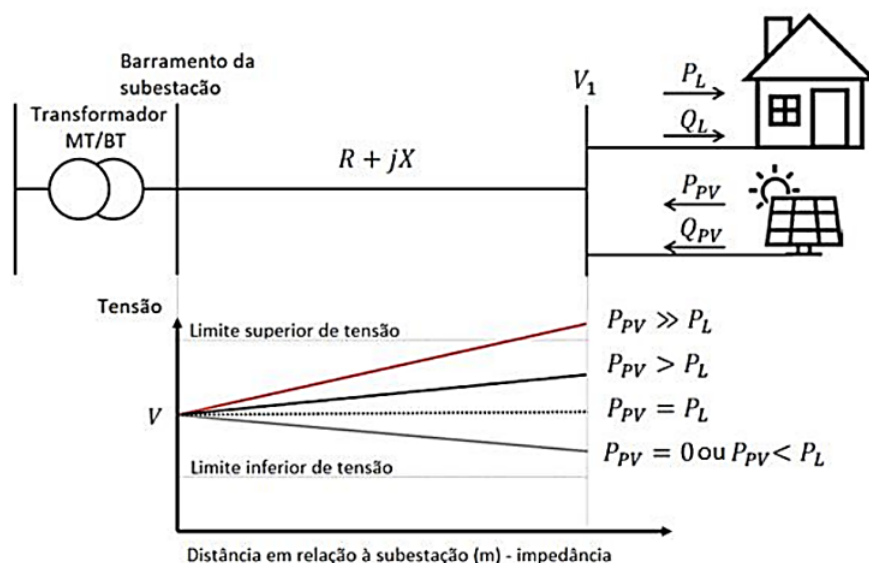
Isto é, a diferença das potências ativas e reativas entre si caracteriza-se nas quantidades de potência ativa ou reativa injetadas na rede, em que pode-se escrever a variação de tensão conforme mostra a Equação 2.2.

$$\Delta V = \frac{((R * \Delta P + X * \Delta Q))}{V} \quad (2.2)$$

Onde ΔP e ΔQ seriam resultantes das diferenças entre as potências ativas e reativas, respectivamente.

Na realidade, o fato de a resistência ser consideravelmente maior que a parcela reativa, a soma $R * \Delta P + X * \Delta Q$ deve ser positiva, o que promove a elevação dos níveis de tensão no ponto de conexão, onde a potência ativa é mais significativa que a injeção de reativos. A dedução completa desta equação e de outras as quais compreendem a influência dos sistemas FV na rede de distribuição encontram-se em Radatz (2020). Na Figura 2.3 pode-se notar a representação das situações nas quais ocorrem variação de tensão nas redes de distribuição contendo sistemas FV.

Figura 2.3 – Representação de situações do aumento e queda de tensão em redes de distribuição passivas.



Fonte: Alves (2020).

No momento em que P_{PV} é nula ou então possui valor inferior a potência consumida

da carga, P_L , a tensão diminui por causa da demanda da carga e devido a impedância da rede desde o ponto de conexão até o transformador de distribuição. Já quando a potência ativa gerada é totalmente consumida e se o fator de potência for igual a 1, a potência reativa é nula, logo, a variação de tensão, nessas condições, é nula igualmente. Se a potência de geração se torna maior que o valor da potência de carga, ocorre injeção de potência na rede, o que indica que P_{PV} é maior que P_L . Nesta situação, a tensão na fase aumenta, podendo ultrapassar os limites determinados pela concessionária.

Nas situações atuais, ocorre as seguintes situações:

I – A potência ativa injetada na rede pelo sistema fotovoltaico é muito superior a potência consumida pela carga, em especial nas situações em que há a modalidade de compensação de energia para outras unidades;

II – Devido aos altos valores de R , como citado, o termo $R * (\Delta P)$ tende a ser superior a $X * (\Delta Q)$, promovendo assim, o aumento dos níveis de tensão.

2.2 REQUISITOS TÉCNICOS PARA GD NA BAIXA TENSÃO

Atualmente, com a ampla instalação de sistemas GD, apesar de não haver uma regulamentação unificada sobre os requisitos de instalação destes sistemas, existe uma documentação chamada PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica), formulada pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, a qual possui vínculo com o Ministério de Minas e Energia para regularização e fiscalização da energia elétrica no Brasil, que permite determinar características de conexão da rede de distribuição, especialmente na Baixa Tensão.

Uma vez que este trabalho aborda somente alterações no valor de tensão de regime permanente, bem como no fator de potência, deve-se compreender que os limites para estes dois parâmetros são: (PRODIST, 2022)

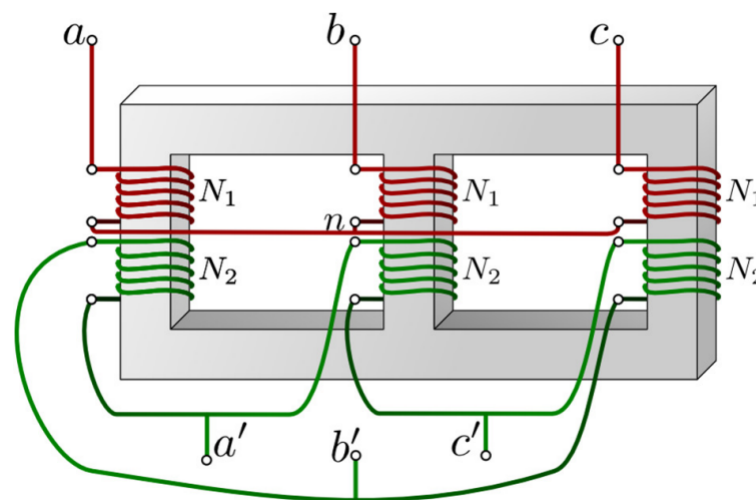
- **Tensão de regime permanente:** Segundo o PRODIST, a tensão contratada nos pontos de conexão deve estar entre 95% e 105% da tensão nominal de operação.
- **Fator de potência:** O valor do fator de potência adequado, de acordo com as normas do PRODIST, deve estar entre 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo.

2.3 O TRANSFORMADOR DE ESTADO SÓLIDO - SST

Sabe-se que o transformador convencional, utilizado na distribuição de energia, pode ser chamado de Transformador de Baixa Frequência (em inglês – *Low Frequency Transformer - LFT*), pois, como a nomenclatura sugere, trata-se de um equipamento estático, composto por dois ou mais enrolamentos, em que estes são acoplados magneticamente entre si, tendo um fluxo magnético mútuo (FITZGERALD; KINGSLEY; UMANS, 2006). Um desses enrolamentos, o primário, é conectado a uma fonte de tensão alternada (AC), permitindo que um fluxo alternado seja produzido, cuja amplitude depende da tensão primária, da frequência e do número de espiras. Tal fluxo é conectado na outra espira, chamada de lado secundário, que induz uma tensão cujo valor depende do número de espiras do lado secundário, da magnitude do fluxo e da frequência. Através da proporção entre o número de espiras do primário e secundário, é possível estabelecer uma relação entre as tensões do transformador.

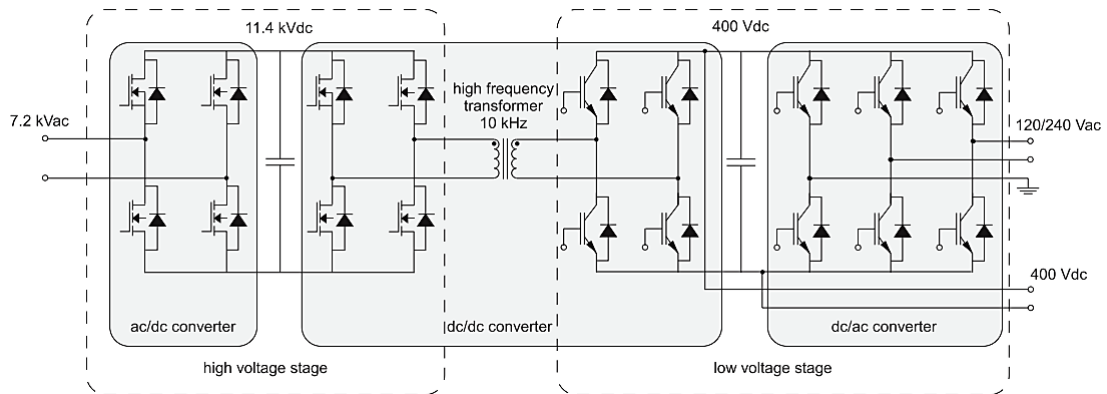
Na Figura 2.4 é apresentado um circuito esquemático do transformador convencional, ligado em Estrela-Delta, possuindo três enrolamentos, sendo assim um transformador trifásico. No Brasil, operam na frequência de 60 Hz.

Figura 2.4 – Transformador convencional trifásico Estrela-Delta.



Fonte: UNESP (2022).

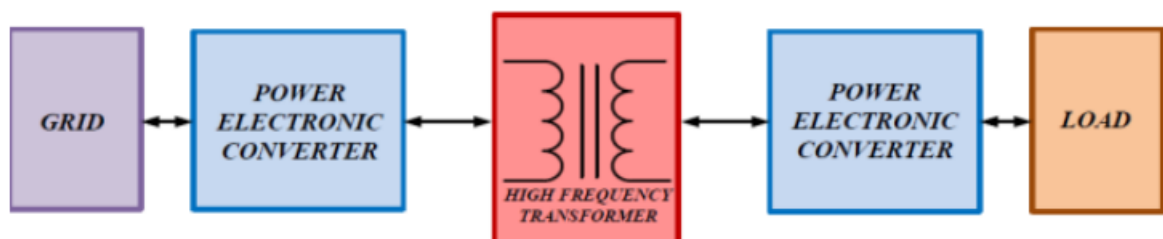
Já o Transformador de Estado Sólido (em inglês, *Solid-State Transformer - SST*) trata-se de um equipamento eletrônico recente que possui 3 estágios: sendo um de Média Tensão (MT), um de isolamento por meio de um transformador de alta frequência e um de Baixa Tensão (BT). Na Figura 2.5 é apresentado um esquemático representativo do SST.

Figura 2.5 – Esquemático de um SST.

Fonte: Shah e Crow (2016).

Primeiro, existe uma etapa de conversão na rede de MT, em que as tensões CA são convertidas para uma tensão CC. Posteriormente ela deve ser reconvertida em CA, em alta frequência. Por causa disso, o transformador pode ter tamanho reduzido, porém com a mesma capacidade de potência que um transformador comum. Em seguida, a tensão CA é novamente convertida para CC, depois do estágio do transformador de alta frequência, sendo convertida para CA, na frequência de 60 Hz. É essencial notar que o SST é composto por elementos ativos, tais como transistores do tipo MOSFET e IGBT, por exemplo, o que permite este dispositivo possuir um controle bidirecional (RASHIDI, 2017).

Basicamente, o SST consiste em dois conversores eletrônicos de potência abaixadores de tensão, sendo um um retificador ativo e o outro um inversor de tensão, conectados através de um transformador de alta frequência, como é ilustrado na Figura 2.6.

Figura 2.6 – Estágios de um SST.

Fonte: Rehman et al. (2017).

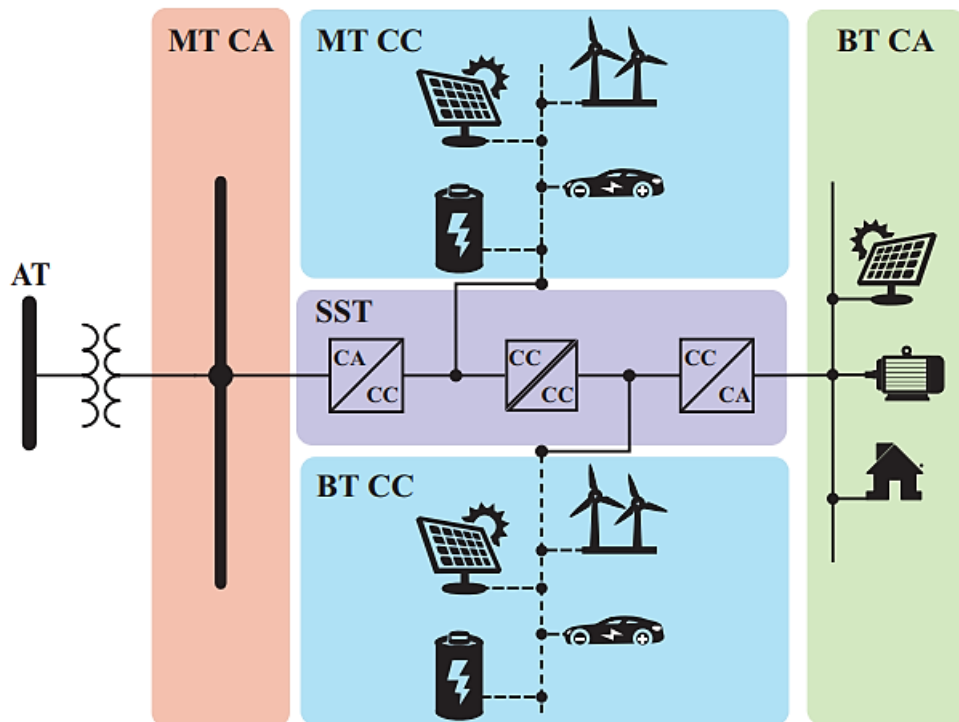
Artigos como Banaei e Salary (2014) destacam o SST como um novo tipo de transformador que utiliza a eletrônica de potência, para, além de converter a tensão para os níveis adequados do lado secundário, realizar a regulação de tensão instantaneamente, podendo suprimir as quedas de tensão e também corrigir o fator de potência.

Segundo Rashidi (2017), o conceito de Transformador de Estado Sólido está sendo estudado desde os anos 1980. A proposta deste equipamento é combinar diversos conversores eletrônicos de potência e transformadores de alta frequência, possibilitando assim um conversor que, além de isolado, permite ser controlado. Deste modo, possui ainda as funções de um transformador convencional, combinado com as vantagens de monitoramento e controle ativos no que se remete as tensões e correntes do SST.

O fato de o SST possuir um estágio onde há um transformador de alta frequência, trata-se de um equipamento de tamanho reduzido em comparação com o transformador convencional, mas com a mesma capacidade (LONDERO, 2019) (RASHIDI, 2017). Além disso, pode fornecer conexões CC/CA em seu estágio para cargas CA de baixa frequência. Como os estágios retificadores deste equipamento podem ser baseados em chaves ativas (por exemplo, transistores) permite a atuação bidirecional do SST. Este equipamento oferece portas CC para conexão de sistemas GD, além de atuar como interligação entre micro-redes em MT e sistemas de Baixa Tensão CA e CC.

Na Figura 2.7 é possível visualizar que o SST apresenta dois estágios CC, o que permite a conexão de sistemas fotovoltaicos e eólicos em MT, ou até mesmo carregar veículos elétricos, tal qual na BT pode-se conectar cargas que sejam utilizadas nos níveis de tensão em BT, sem a necessidade de algum sistema de refreio de tensão anterior (LONDERO, 2019) (RASHIDI, 2017).

Figura 2.7 – Possibilidades de utilização de cada estágio de um SST.



Fonte: Londero (2019).

O SST é capaz de controlar os valores da tensão do lado secundário, mantendo-os nos valores nominais. Isto é, não importando os valores de corrente nominais que a carga demanda, este equipamento retorna tensões nas três fases com valores nominais, dentro das faixas previstas.

Vale ressaltar que controle de potência reativa e ativa são distintos. O SST injeta potência reativa para o controle da tensão, em regime transitório e em permanente. Além disso, este dispositivo é capaz de controlar o fator de potência, desde que seja possível uma comunicação para informar os dados necessários para o controle dessa variável que depende de corrente e tensão.

Dentre as vantagens do SST pode-se citar: ser de tamanho menor, como já dito anteriormente; além de permitir um fluxo bidirecional, compensação de potência reativa - pois através dela que o controle é realizado; promove a proteção da carga contra sobretensões, afundamentos de tensão, variações de frequência, harmônicos; permite a conexão CC de outros equipamentos em MT e BT conforme já dito; proporciona a regulação de tensão.

Apesar de possuir muitas vantagens, a utilização de um SST pode possuir algumas desvantagens, tais como: serem menos eficientes que o transformador convencional, cuja eficiência é aproximadamente igual a 90%; e ainda são muito caros, até 5 vezes mais caros que os transformadores convencionais Londero (2019).

2.3.1 Controle do SST

O Transformador de Estado Sólido possui um funcionamento que é baseado em uma técnica chamada de Controle Volt/VAr (em inglês, Volt/Var Control - VVC), a qual trata-se de controle de tensão a partir da potência reativa. Este método tem sido estudado, visando a adequação dos níveis de tensão na rede de distribuição. Este controle, com a utilização dos SSTs, foi estudado em 2013 para delimitação de perdas do sistema, além de regular os níveis de tensão ao longo do alimentador. Entretanto, nesse estudo, todos os equipamentos deveriam estar em comunicação para informar a um transformador central os valores de tensão.

Em um estudo realizado por Shah e Crow (2016), o controle Volt-Var é realizado sem a necessidade de comunicação entre o SST e o transformador da subestação principal, onde através de um algoritmo, a quantidade de potência reativa necessária é absorvida ou injetada por uma interface que interliga o SST e o sistema de controle. Desta forma, O SST é capaz de corrigir tensões para valores adequados, além de corrigir adicionalmente o fator de potência. Primeiramente, deve-se identificar as barras cuja tensão deve ser regulada e o algoritmo de controle é acionado para verificação.

O SST pode atuar com o controle de tensão tanto do lado de Média Tensão como do lado de Baixa Tensão (BT). Neste trabalho, um algoritmo é feito da seguinte forma: Se a tensão do barramento estiver abaixo do limite especificado, o retificador do SST deve injetar potência reativa na rede CA. Se for maior, o retificador deve absorver energia reativa. Se estiver nos limites, os níveis de potência reativa permanecem inalterados. Esta mesma ideia possui similaridade com o algoritmo proposto por Londero (2019) e realizado neste trabalho. O SST auxilia na injeção ou absorção de potência reativa para reduzir as tensões na carga quando há um sistema fotovoltaico de potência ativa alta.

Quanto à correção do fator de potência, o SST é capaz de corrigir em tempo real, através da existência do retificador ativo, o que torna possível controlar o ângulo entre a corrente e tensão da rede. Os SSTs, sendo capazes de injetar ou absorver energia reativa, podem ser uma ferramenta controlada para manutenção dos níveis de tensão dentro de padrões especificados, seja na situação de maior utilização de carga, seja em momentos de maior geração fotovoltaica. (HUNZIKER; SCHULZ, 2017)

2.3.2 Comparativo entre transformadores convencionais e SSTs

Como resumo comparativo entre ambos os equipamentos apresentados, dentre as vantagens de um transformador convencional, pode-se citar:

- Maior eficiência;

- Maior tempo de vida útil;
- Pode operar em sobrecarga por muito tempo;
- Mais baratos.

Como desvantagens, é possível citar:

- Incapaz de regular tensão;
- Correntes *inrush* muito elevadas;
- É suscetível à harmônicos;
- Seu núcleo pode saturar;
- Altas quedas de tensão quando operando sobre carga.

Já o SST possui como vantagens, incluindo o fato de operar também como um transformador convencional:

- Possuir dimensões menores;
- Permite a compensação de potência reativa;
- Essencialmente proporciona o fluxo bidirecional;
- Permite que a tensão seja regulada;
- Pode conectar-se a outras cargas CC, como apresentado;
- Pode proteger a carga conectada contra: afundamentos e elevações de tensão por meio da potência reativa, variações de frequência e harmônicos.

Contudo, possui algumas desvantagens:

- Ainda são os mais caros (até 5 vezes mais se comparado aos transformadores convencionais, de mesma potência e relação de transformação). Não obstante, é importante destacar o trabalho realizado em Khan et al. (2021), onde são indicados os maiores fatores para seu elevado custo de implementação, sendo eles: os seus componentes e seu circuito de controle, destacando-se os dispositivos de energia de elevada tensão, transformadores

de alta frequência e os capacitores usados para o link CC. Estima-se que através de técnicas inovadoras na eletrônica de potência, estes custos podem ser reduzidos. Como por exemplo, a retirada do sensor de corrente referente ao estágio CC/CC do conversor multinível, usando apenas o componente de potência ativa do estágio retificador. É dito que a tecnologia SiC - *Silicon Carbide* poderá auxiliar nesta questão, pois reduzirá a quantidade de dispositivos eletrônicos de potência usados neste equipamento.

- Comutação de alta frequência, a qual pode afetar a eficiência. O trabalho realizado por Rashidi (2017) indica uma solução para tal - a utilização de circuitos ressonantes e em Khan et al. (2021) é citada a restringência dessas perdas na eficiência através de circuitos com SiC (Carbeto de Silício) e GaN (Nitreto de Gálio).

2.3.3 Resumo de trabalhos sobre os SSTs

Na Tabela 2.1 são citados trabalhos que investigaram a eficiência do SST e sua capacidade na manutenção da qualidade de energia elétrica em redes com e sem sistemas fotovoltaicos, alguns por meio de algoritmos, outros através de modificações em estruturas dos circuitos internos destes.

Tabela 2.1 – Artigos e trabalhos que contribuíram para a pesquisa de SSTs e sistemas fotovoltaicos.

Ano	Autores	Contribuição
2022	Rehman A, et al.	Investigação do SST em diversos artigos mostrando que a utilização destes é mais viável e prática.
2021	Khan S, et al.	SSTs estudados como uma nova alternativa de substituição aos LFTs em uma revisão da literatura.
2020	Shi H, et al.	SSTs com ampla faixa operacional por meio de uma função de penalidade, a qual é melhorada com um controle de mudança de fase tripla (ETPS), através de um algoritmo específico.
2020	Smith C, et al.	SSTs como tecnologia emergente permitindo a integração de redes com sistemas FV, através de pontes ativas duplas, inversor e Filtro LCL. Os controladores são implementados com MatLab/SimpowerSystem e um protótipo possui desenvolvimento com DSP dSpace. Utilizar a tecnologia SST possibilitou redução de harmônicos, diminuição de custo e tamanho do transformador.
2019	Londero, R P	Utiliza um algoritmo para implementação do SST, no <i>OpenDSS</i> , um controle Volt/Var mantendo tensões e fator de potência corrigidos, na rede de 13 Barras do IEEE.
2017	Rashidi M	SST implementado com MatLab/SimpowerSystem e dSpace DSP. Integração eficiente com FV e diminuição de harmônicos.
2016	Hunziker C, Schulz N	Compara SSTs com LFTs, em uma rede da Suíça através do DIgSilent Power Factory, com foco na rede de Baixa Tensão. SSTs garantem a qualidade de energia em redes FV.
2016	Shah D, Crow M L	SST como equipamento para redução das tensões de barramentos do sistema de distribuição, através de um algoritmo de restrição, com o PSCAD.
2014	Banaei M R, Salary E	Nova topologia de SST, para maior eficiência, utilizando um conversor de matriz. O SST projetado apresenta vantagens como correção do fator de potência, eliminação do aumento de tensão e capacidade de proteção, além de peso e volume menores.

Fonte: Autoria própria, 2023.

2.4 SST NO BRASIL E NO MUNDO

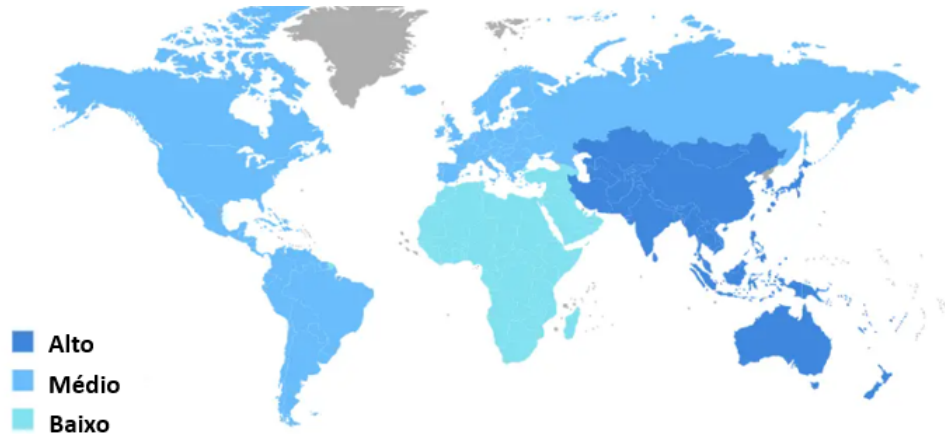
No que se refere ao Brasil, a tecnologia SST tem sido estudada, mas ainda não está em comercialização. Ainda assim, o país tem investido apenas em projetos de Rede Inteligente, segundo a Neenergia (2023), em que as suas cinco concessionárias (Coelba, Pernambuco, Cosern, Elektro e Distribuição Brasília) estão dentro desses patamares de atualização das redes de distribuição. Isso foi medido através dos indicadores de qualidade FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), os quais medem a frequência média das interrupções e a duração dessas.

Somente entre janeiro e abril deste ano, a Neoenergia já realizou a instalação de 184 equipamentos de *self-healing* em 63 municípios. Essa tecnologia consiste em um aprimoramento que é capaz de identificar e realizar a correção de falhas na energia elétrica, podendo ter sido causadas por animais, galhos de árvores ou intempéries. Quando a falta é localizada, o ramo é isolado para ser avaliado e corrigido, enquanto isso, a energia elétrica é transmitida por outros ramos alternativos cuja lógica é determinada por este sistema. A distribuidora foi a desenvolvedora do Centro de Gerenciamento de Redes Inteligentes (Cegri), o qual permite o gerenciamento das operações de telecomunicações, do mesmo modo que das redes inteligentes, monitorando equipamentos digitais: religadores, medidores, sensores e cita transformadores inteligentes, indicando um possível investimento futuro em transformadores de estado sólido.

Para ser ter ideia, a Neoenergia COSERN atingiu o FEC de valor de 4,59 nos primeiros três meses de 2020, inferior ao limite máximo da ANEEL de 8,01 vezes e comparado a 5,41 do ano de 2019. Por sua vez, a DEC foi de apenas 9,37 horas, enquanto o limite máximo admitido pela ANEEL é de 11,02 horas e no ano anterior àquele havia sido de 11,46 horas (COSERN, 2023). Além disso, o grupo da Iberdrola deve dobrar o número de projetos que diz respeito à inovação em *Smart Grids*. O grupo possui cerca de 120 projetos em desenvolvimento, estimados em 110 milhões de euros e possui 30 patrocinadores de tecnologia, em projetos envolvendo digitalização de redes, integração de energias renováveis, armazenamento de energia e possível integração futura com veículos elétricos.

No entanto, em relação à esfera mundial, o SST tem sido destaque em investimentos, conforme cita a fonte Mordor Intelligence (2023), em que o mercado tem sido crescente na Ásia, tendo a China como país destaque. A Figura 2.8 apresenta os continentes demarcados de acordo com o mercado de transformadores de estado sólido.

Figura 2.8 – Mercado de SSTs no mundo (Adaptado).



Fonte: Mordor Intelligence (2023).

Com relação às fabricantes e empresas interessadas, as principais citadas são a Hitachi Energy Ltd e a Delta Eletronics, Inc. A visão geral do mercado de transformadores de estado sólido foi estimada em 4,87 milhões de dólares em 2020, sendo que há previsão de alcançar 6,96 milhões de dólares até o ano de 2027. A pandemia da Covid-19 causou retrocesso nos investimentos nos Estados Unidos e Canadá, mas ainda assim estes países permanecem investindo nesta tecnologia.

2.4.1 Valores comerciais SSTs

Os valores dos SSTs consistem em torno de 5 vezes os valores de um transformador convencional, como mencionado. O fato de ainda ser um mercado muito novo não permite definir com precisão exata os valores até o momento (Verified Market Research, 2023).

Em um âmbito maior, o custo em torno de um LFT varia entre 10 dólares e 25 dólares por kVA, segundo Mollik et al. (2022), o custo do SST, por sua vez, varia entre 50 dólares e 125 dólares por àquela mesma unidade. Este artigo cita que, em geral, devido ao fato do estágio de Média Tensão ser mais abrangente e complexo que o de Baixa Tensão, este último tende a ser menos custoso, o que trata-se de uma vantagem para a proposta presente, observando-se que o controle é realizado apenas na Baixa Tensão. O artigo também cita a importância da tecnologia emergente do Carboneto de Silício (SiC), que possibilita estudos na diminuição dos valores comerciais destes equipamentos.

2.5 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi abordado o contexto da energia solar fotovoltaica no Brasil e como esta pode afetar a rede de distribuição. Além disso, foi apresentado o Transformador de Estado Sólido - SST, explicando seu funcionamento, vantagens e comparações com o transformador de distribuição convencional, bem como abordou sucintamente sobre o seu desenvolvimento no mercado mundialmente.

3 METODOLOGIA

Nesta etapa, é apresentada a rede a qual foi elaborada para o estudo, implementada por meio do *OpenDSS*, suas características e parâmetros de funcionamento, assim como é mostrada a maneira pela qual o SST foi implementado e estudado, através da integração entre a linguagem de programação *Python* e o *OpenDSS*. Isso visa evidenciar sua importância tanto no que diz respeito ao ajuste dos níveis de tensão na rede de Baixa Tensão (BT), quanto no que se refere à correção do fator de potência. Será feita adicionalmente uma breve apresentação do programa *OpenDSS* e seu funcionamento.

3.1 ENQUADRAMENTO DA PESQUISA

O trabalho tem por característica analisar diretamente as variáveis as quais influenciam o objeto de estudo, neste caso, verificar a influência de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição, além de empregar o SST como alternativa para solucionar os entraves causados pela Geração Distribuída. Desta maneira, visa relacionar as causas e efeitos, o que permite afirmar que trata-se de uma pesquisa experimental.

3.2 *OPENDSS*

O *software* utilizado trata-se do *OpenDSS* (*Open - Distribution System Simulator*), ou seja, Simulador de Sistemas de Distribuição de Código Aberto. Foi criado em 1997, tempo em que era chamado apenas de *DSS* (*Distribution System Simulator*), ou seja, ainda não possuía versão gratuita livre para uso, tendo sido criado por Roger Dugan e Thomas McDemontt (RADATZ, 2020).

Desde então, a finalidade de seu desenvolvimento já era centrada no estudo de redes com a inserção de GD. A disponibilidade desse *software* teve início apenas em 2008, quatro anos após o *Electric Power Research Institute* (EPRI) adquiri-lo da antiga criadora, a empresa *Electrotek Concepts Inc.* É uma ferramenta importante porque permite não somente estudar e simular aplicações complexas na área da distribuição de energia elétrica, como possibilita aos alunos de graduação e engenheiros mais recentes aprimorarem seus conhecimentos acerca dos sistemas elétricos de distribuição.

Consiste em uma ferramenta capaz de, como a nomenclatura sugere, realizar análises e simulações de sistemas elétricos de potência, podendo ter variadas finalidades práticas, dentre as quais pode-se citar: estudo e análise de sistemas fotovoltaicos, igualmente de usinas eólicas, análise em geral de sistemas de distribuição, estudo da presença de distorções harmônicas nos sistemas, entre outras possibilidades (BARBOSA, 2019) (EPRI, 2023).

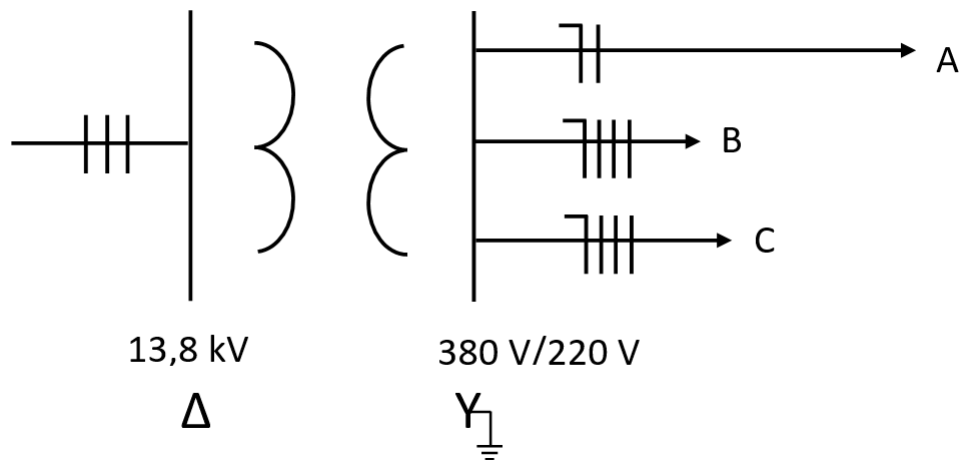
Este *software* possui versões que podem ser controladas por outros tipos de *softwares*, utilizando a interface *Component Object Model* (COM) da *Microsoft* (MS) e outra versão DLL (*Dinamic Link Library*), que permite que uma biblioteca dinâmica repleta de dados tenha comunicação com vários programas simultaneamente instalados no computador. Tais versões flexibilizam a operação de dados com programas como *Python*, MATrix LABoratory (MATLAB), e ferramentas do pacote *Office*, tais como o *Visual Basic for Applications* (VBA).

3.3 SISTEMA ESTUDADO

Para o estudo realizado, primeiramente, foi adotado o sistema apresentado na Figura 3.1, o qual é composto por um transformador abaixador de potência 75 kVA, sendo seus enrolamentos primário e secundário ligados em Delta-Estrela aterrado e em níveis de tensão 13,8 kV / 0,38 kV, respectivamente, sendo esta a configuração semelhante à utilizada nas redes de distribuição local.

Tal transformador foi conectado à três cargas distintas, sendo a primeira monofásica e as outras trifásicas, chamadas A, B e C. A Carga A aparece mais distante que as outras em relação ao transformador porque o comprimento da linha que a conecta com o transformador foi de 40 metros, enquanto que, para as Cargas B e C, 4 e 5 metros, nessa ordem. A potência instalada na Carga A é de 4,1 kW, enquanto que para as Cargas B e C os valores são de 7 kW e 16,19 kW. Vale ressaltar que a carga trifásica, segundo a norma da COSERN (NEOENERGIA, 2017), é determinada pela demanda. Já a carga monofásica deve ser de valor até, no máximo, 15 kW.

Figura 3.1 – Representação do sistema elaborado para estudo.



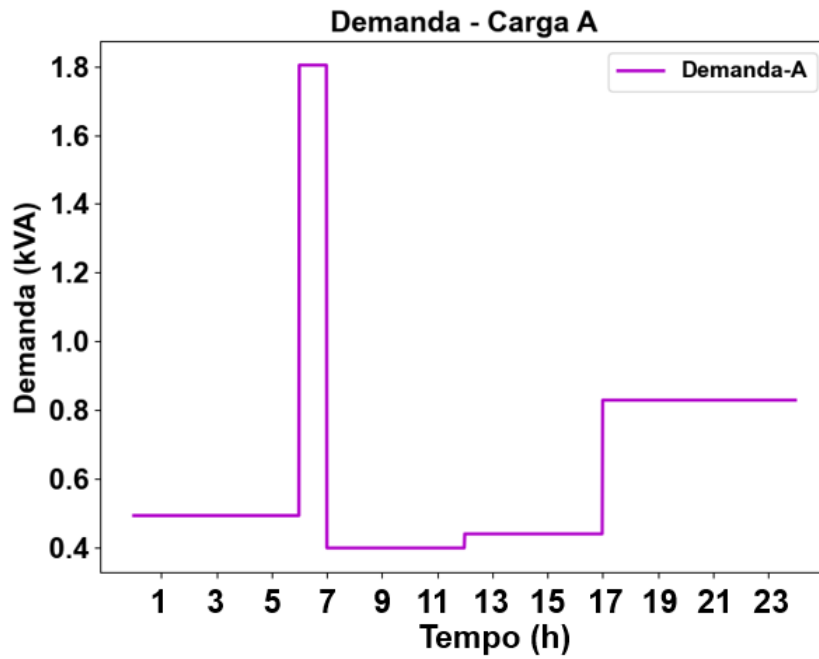
Fonte: Autoria própria.

É evidente que, o valor máximo da carga instalada não será alcançado, pois as cargas são utilizadas de forma diferente em cada momento do dia. Sendo assim, a Carga A possui demanda conforme a Figura 3.2, em que, entre as 0h até 6h da manhã, a demanda é de 12,4% do valor de carga instalada, já entre 7h e 8h a demanda é de 44%, por sua vez, entre 9h e 12h, é de 9,7%. Durante às 13h e 17h do dia, é de 10,7%. No fim do dia, entre 18h e 23h, é de 20,2%.

Para a Carga B, a Figura 3.3 mostra que, entre 0h e 6h, esse valor é de 27% da carga total instalada; entre 7h e 8h, é de 18,4%. Nas horas medianas do dia até o início da noite, 9h e 18h, é de 9,1%. Já entre as 19h e 23h é de 39,2%.

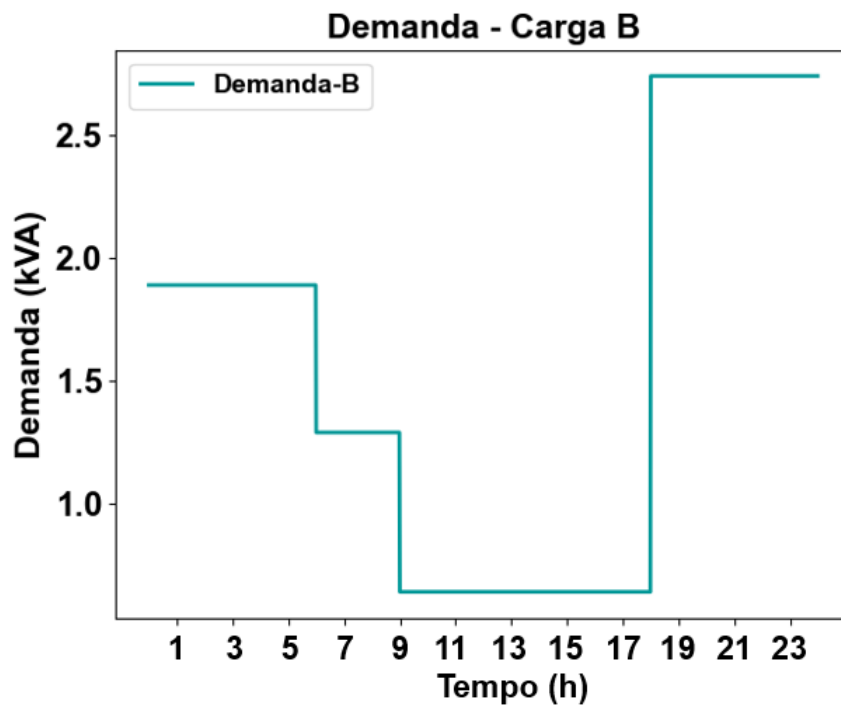
Já a Carga C possui demanda apresentada na Figura 3.4, em que, entre as 22h e 6h, possui demanda de 20,4% da carga total; já entre 7h e 8h, esse valor é de 4,5%; entre 9h e 10h, o valor é de 9,8%. Às 11h até 18h, este valor é ligeiramente menor, de 8,2%. No fim do dia, entre às 19h e 21h, é de 6,8%. É importante salientar que os valores dos gráficos estão em kVA, portanto, deve-se considerar a porcentagem do valor utilizado desta carga e o fator de potência para obter cada valor de demanda descrito.

Figura 3.2 – Demanda Carga A.



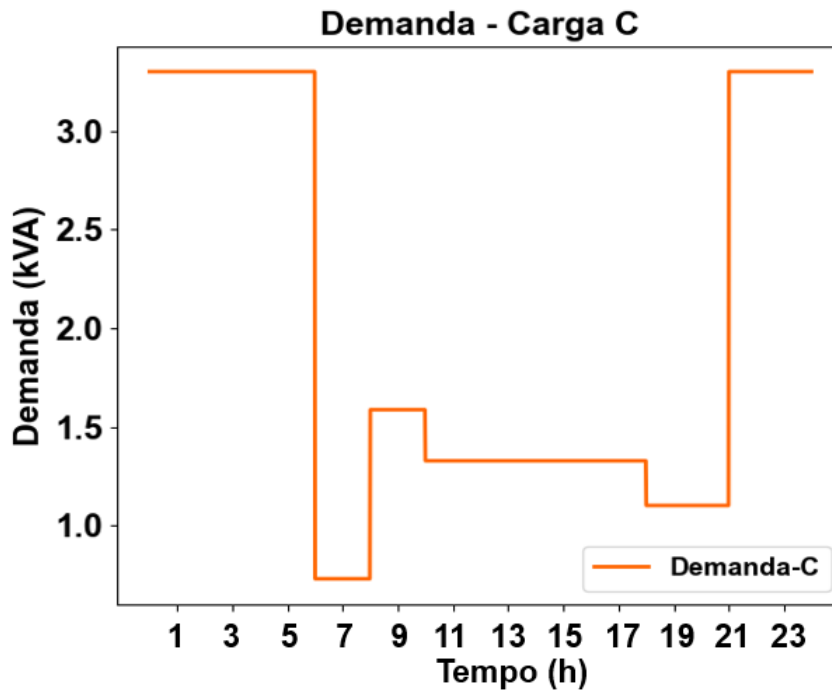
Fonte: Autoria própria.

Figura 3.3 – Demanda Carga B.



Fonte: Autoria própria.

Figura 3.4 – Demanda Carga C.



Fonte: Autoria própria.

Ou seja, foi considerado um perfil residencial, sendo aquele no qual a demanda é maior nas primeiras horas do dia e durante a noite. Porém, nas horas em torno do meio dia, as cargas são pouco utilizadas. Isso permite um cenário muito comum: a baixa utilização de carga, junto a uma alta injeção de potência ativa, podendo resultar no aumento das tensões da rede secundária.

As potências dos inversores conectados a cada carga foram dimensionadas conforme a Equação 3.1. Para isso, precisou-se avaliar a demanda da carga residencial, conforme os gráficos de demanda apresentados. Com isso, a potência total utilizada durante um dia é a soma das potências em cada hora. Logo, a energia total utilizada em um dia, considerando a demanda das cargas A, B e C, são, respectivamente: 15,89 kWh/dia, 36,54 kWh/dia e 48,27 kWh/dia, aproximadamente. Estes valores podem variar de acordo com a demanda, se considerada situação real onde ocorre utilização de equipamentos de maneira aleatória, logo, estes valores tratam-se de uma média aproximada.

$$Pot.FVA = \frac{E(kWh/dia)}{(N*HSP(h/dia))} \quad (3.1)$$

Onde: E é a energia consumida em um dia pela carga, N é o rendimento do módulo fotovoltaico e HSP trata-se das Horas de Sol Pleno, que consiste na quantidade de horas, em um dia, em que há maior irradiação solar (OLIVEIRA, 2018) (RIBEIRO, 2020). Portanto, considerando eficiência dos módulos de 80% e HSP de Natal sendo 5,67 h/dia (CRESESB,

2023), as potências de pico são: 3,5 kWp, 8,05 kWp e 10,64 kWp, aproximadamente. Portanto, na Carga A foi conectado um sistema fotovoltaico cujo inversor possui potência de 10 kW e é monofásico (potência adicional para o efeito de compensação, como será abordado na Seção 4.3); na Carga B, um sistema fotovoltaico de inversor de potência 8 kW monofásico (na fase 1 desta carga), considerando que um inversor geralmente é capaz de suportar sobrecarga de até 40% de sua potência nominal; e na Carga C, inversor de 15 kW trifásico.

Quanto à definição de cada sistema fotovoltaico, é importante ressaltar as seguintes características principais envolvendo temperatura, irradiância e eficiência do inversor. Primeiro, cada sistema foi simulado considerando uma curva de variação de temperatura desde 0 até 100 °C em passos de 25 °C, sendo que isso acarreta diretamente em um fator de correção na potência dos módulos. Quanto maior a temperatura, pior o desempenho do sistema, chegando a reduzir a potência de pico em até 40% do seu valor. Para 0°C, ocorre o melhor desempenho, de 120% da potência de pico do sistema. Já para as temperaturas de 75°C e 100°C, os piores desempenhos ocorrem, de valores 80% e 60% da potência de pico. Em 25°C tem-se a potência de pico em 100%, nas condições ideais, chamadas Condições Padrão de Teste (em inglês, *Standard Test Conditions*, STC), nas quais são definidos a temperatura em 25°C e a irradiância em 1000 W/m².

Segundo, de acordo com a potência do inversor fotovoltaico, tem-se a variação da eficiência deste equipamento, em que, em seus maiores valores de potência aparente, em kVA, a eficiência é mais significativa. Por exemplo, para uma potência de valor 1 p.u (o valor base de referência), tem-se uma eficiência de 97%. Já para os valores de 0,1 p.u, 0,2 p.u e 0,4 p.u, os valores de eficiência são menores: 86%, 90% e 93%.

Terceiro, quanto a irradiância, é preciso mencionar que foi considerado, para cada hora do dia, um valor deste parâmetro. Nas primeiras horas do dia, na ausência de luz solar, a irradiância, até 6h do dia, foi considerada nula. Já a partir das 7h, foi considerada 10% do valor de referência. Às 8h, 9h e 10h esses valores foram de 20%, 30% e 50%. A partir das 11h, foi considerado um valor de 80%, 13h e 14h um valor de 100%, já em 15h e 16h, 99% e 90%. Depois disso, a irradiância reduz-se para 70%, 20% e 10% do seu valor, chegando a ser novamente nula às 20h do dia.

A temperatura, para cada hora do dia, foi considerada 25°C entre 0h e 8h, também considerando as Condições Padrão de Teste (STC). Às 9h, considerada 35°C. Cresce gradativamente entre as 10h e 14h para 40°C até 60°C. Por fim, entre as 15h da tarde até 23h decresce novamente entre 55°C até 25°C. Haja vista que o sistema fotovoltaico contém quantidade desprezível de reativos, considerou-se o fator de potência unitário.

Foram realizados primeiramente testes sem considerar a geração fotovoltaica. Em seguida, foram instalados sistemas fotovoltaicos na Baixa Tensão, conectando as cargas à seus respectivos

sistemas fotovoltaicos, cujas potências instaladas dos inversores foram àquelas citadas. Depois, foi realizada a modificação da potência instalada na Carga A, assim como realizou-se a modificação das linhas quanto a seção da linha que interliga esta carga ao transformador, mudando assim a resistência e reatância R_L e X_L dessa. Foi alterado, ao mesmo tempo, para os dois experimentos anteriores, o comprimento da linha que conecta esta carga ao transformador. Em seguida, realizou-se a substituição do transformador LFT de 75 kVA por um Transformador de Estado Sólido e verificou-se a atuação deste equipamento, em relação aos sistemas fotovoltaicos conectados nas Cargas A, B e C um por vez.

3.4 MODELAGEM DO SST

O Transformador de Estado Sólido foi implementado por meio da integração entre a linguagem de programação *Python* e o *software OpenDSS*. Este equipamento foi analisado considerando que os limites de tensão devem ser de 0,95 p.u até 1,05 p.u, ou seja, considerando o valor nominal de 220 V como tensão de fase na BT, sendo que a tensão deve estar limitada pelo SST entre os valores de 209 V e 231 V. Com relação ao controle de fator de potência, foi considerado que o mesmo deve ser inferior a -0,92 no lado secundário. É importante mencionar que, devido ao fato do estudo ter sido realizado do lado secundário, naturalmente todos os valores obtidos de potências e fator de potência são negativos, considerando que o lado secundário é o consumidor da energia proveniente do lado primário.

Para tanto, o SST foi modelado conforme o algoritmo explicado a seguir, a qual consiste em uma adaptação e otimização do código proposto em Londero (2019). O código mantém a mesma lógica que propõe o funcionamento do SST, com o diferencial de ser realizado o controle na Baixa Tensão, ao invés de ser na Média Tensão.

O SST foi estudado em dois modos: modo 1, no qual há apenas o controle de Tensão na Baixa Tensão; e o modo 2, o qual inclui este controle citado, e adicionalmente, o controle do fator de potência do lado secundário do transformador. Este estudo é interessante pois permite duas maneiras de utilização do SST, sendo que a primeira controla a potência ativa indiretamente apenas quando a tensão possui valores indevidos, já a segunda limita sempre a injeção de ativos na rede, por controlar o fator de potência.

O algoritmo do SST deve funcionar da seguinte forma: deve-se obter, a cada minuto, as tensões do lado secundário de cada carga. Se alguma tensão estiver acima do limite superior, o SST deve ler a potência ativa e a potência reativa atuais e incrementar a potência reativa. Em seguida, deve calcular a nova potência aparente com o novo valor de potência reativa modificado.

Se a potência aparente nova não ultrapassar o valor limite da potência do transformador SST, deve ser resolvido o fluxo de potência, devem ser lidos os novos valores das tensões novas obtidas e verificar novamente se estão dentro dos limites especificados. Se não, este processo é repetido até os valores serem corrigidos ou a potência nova calculada estar acima da potência limite do SST. Para tensões com valor abaixo do limite inferior de tensão, a lógica é semelhante, com a diferença de que, ao invés de incrementada, a potência reativa é decrementada.

Quanto ao fator de potência, este é corrigido sendo calculado com a leitura das potências ativa e reativa: se o valor do fator de potência estiver acima de $-0,92$ e for negativo, a potência reativa do SST é decrementada, se não, esta é incrementada. Neste momento, a nova potência aparente é calculada e um novo fluxo de potência é resolvido, obtendo-se os novos valores de potências ativa e reativa, o que permite calcular os novos fatores de potência, verificando se estes estão de acordo com os limites determinados.

3.5 SÍNTESE DO CAPÍTULO

O capítulo tratou sobre os materiais e métodos utilizados no presente trabalho, cujo sistema elaborado foi simulado através do *OpenDSS*, contendo três cargas e um transformador do tipo LFT de 75 kVA. Foi apresentado um resumo sobre o *software* utilizado, assim como mostrado a maneira como o SST foi implementado, em substituição ao transformador LFT, utilizando a linguagem de programação *Python*.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos por meio das simulações, em que foram estudados os efeitos dos sistemas fotovoltaicos e os efeitos da mudança da resistência (através da alteração da seção transversal dos cabos) e do comprimento da linha que conecta uma das cargas à subestação principal. Posteriormente, são abordados os resultados da aplicação do transformador SST, sendo subdivididos em quatro seções:

- Efeitos dos sistemas fotovoltaicos;
- Efeito da compensação de energia fotovoltaica;
- Efeito da alteração da resistência da rede;
- Atuação do SST.

4.1 EFEITOS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Nessa etapa, foram conectados os sistemas fotovoltaicos descritos nas Cargas A, B e C. Considerando o inversor, a carga A instalada totaliza 14,1 kW, o que, segundo a NEOENERGIA (2017), deveria alterar a seção do ramal de entrada para 10 mm². Justamente com a finalidade de apresentar a problemática em torno de características inadequadas quando a presença de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição, manteve-se a resistência do cabeamento da linha A de 2,5 mm². Em relação às demais cargas, foi considerada seção de 10 mm², adequada segundo a norma (pois com o inversor, cada uma totaliza os valores de 15 kW e 31,19 kW, nessa ordem, configurando essa seção).

Através das Figuras 4.1, 4.2 e 4.3 pode-se notar o efeito da instalação de sistemas fotovoltaicos sobre as tensões de cada carga. Reparou-se a variação das tensões, em especial ultrapassando os valores limites definidos pela ANEEL, nos barramentos de tensão das cargas A e B, cuja fase 1 da primeira citada alcançou 232,95 V às 12h30min, bem como a fase 2 da segunda atingiu 204 V às 10h28min. Além disso, foram elevados os valores das fases 1 e 3 para 226,7 V e 232,6 V às 12h30min, nessa ordem. Na Carga C houve modificação de tensão, contudo esta permaneceu em torno dos valores nominais. Isto é esperado, pois nesta carga não houve alteração significativa quanto ao comprimento da linha ou da seção do transformador, ou

ainda quanto à instalação de um sistema em apenas uma das fases, como é a situação da Carga B, sobrecarregando uma fase e desequilibrando os valores de tensão das demais.

Figura 4.1 – Valores de tensão da carga A, com e sem sistemas fotovoltaicos, durante o dia.

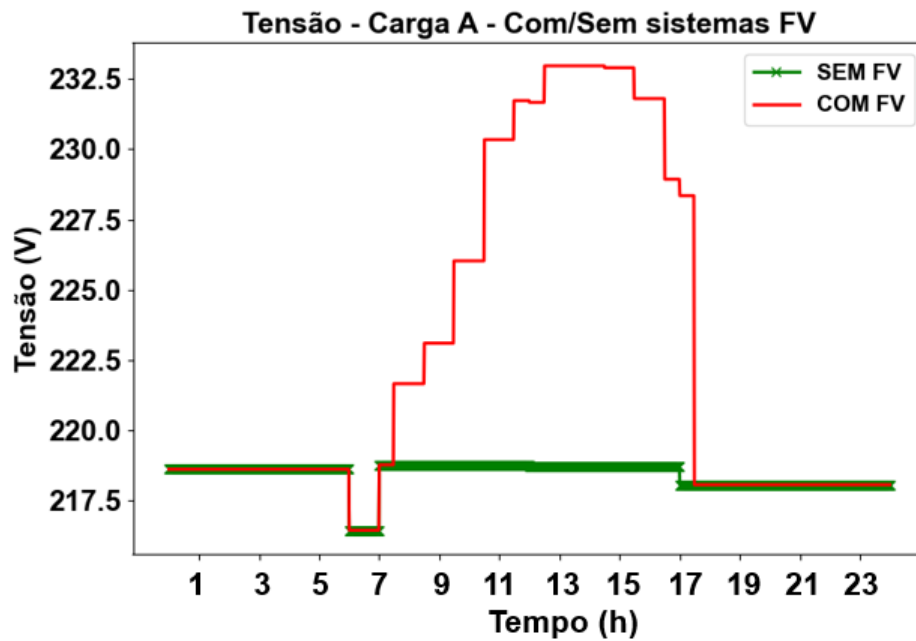


Figura 4.2 – Valores de tensão da carga B, com e sem sistemas fotovoltaicos, durante o dia.

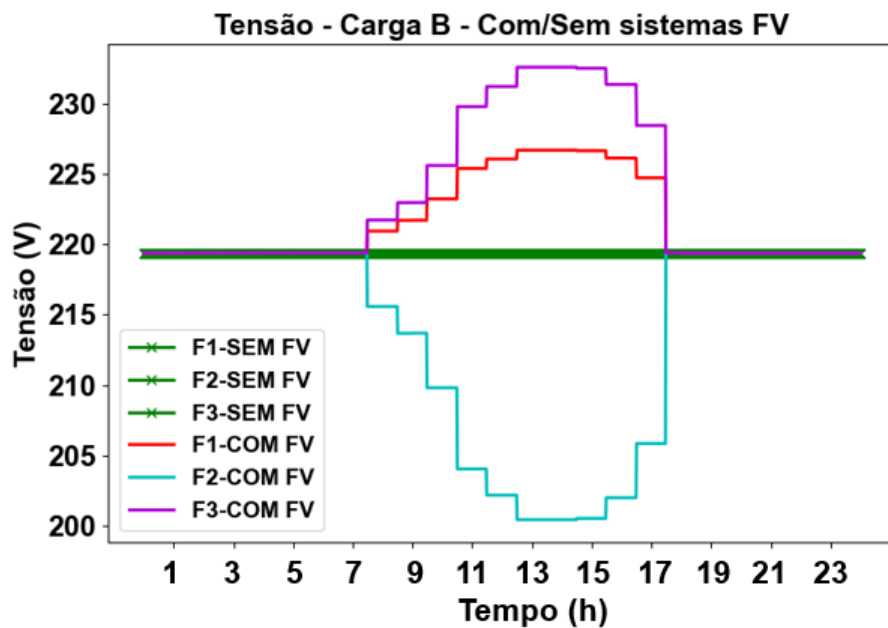
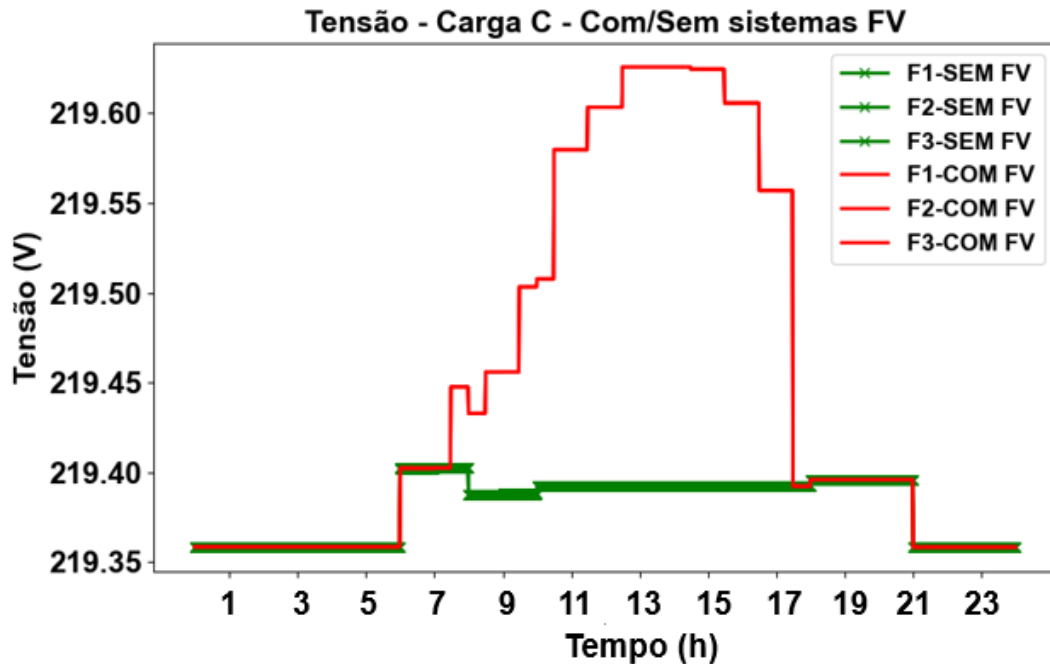


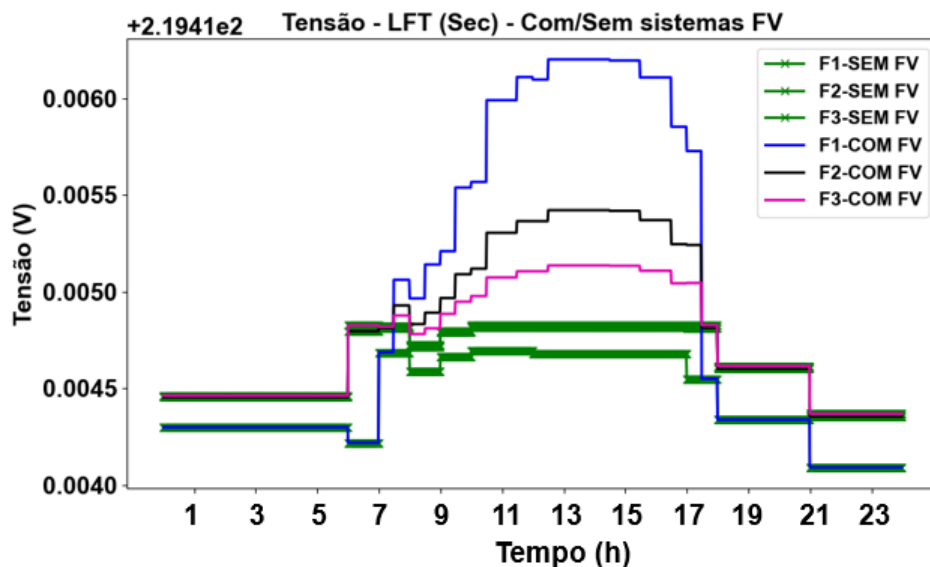
Figura 4.3 – Valores de tensão da carga C, com e sem sistemas fotovoltaicos, durante o dia.



Fonte: Autoria própria, 2023.

Já no barramento do lado secundário do transformador, avaliou-se que os valores de tensão nas três fases mantiveram-se na faixa de 219 V, como pode ser visto na Figura 4.4, conforme foi esperado, pois quanto maior a distância em relação a este equipamento, os valores de tensão tendem a ser maiores; se ocorrer o contrário, espera-se diminuição dos valores de tensão, considerando a conexão de sistemas fotovoltaicos na linha.

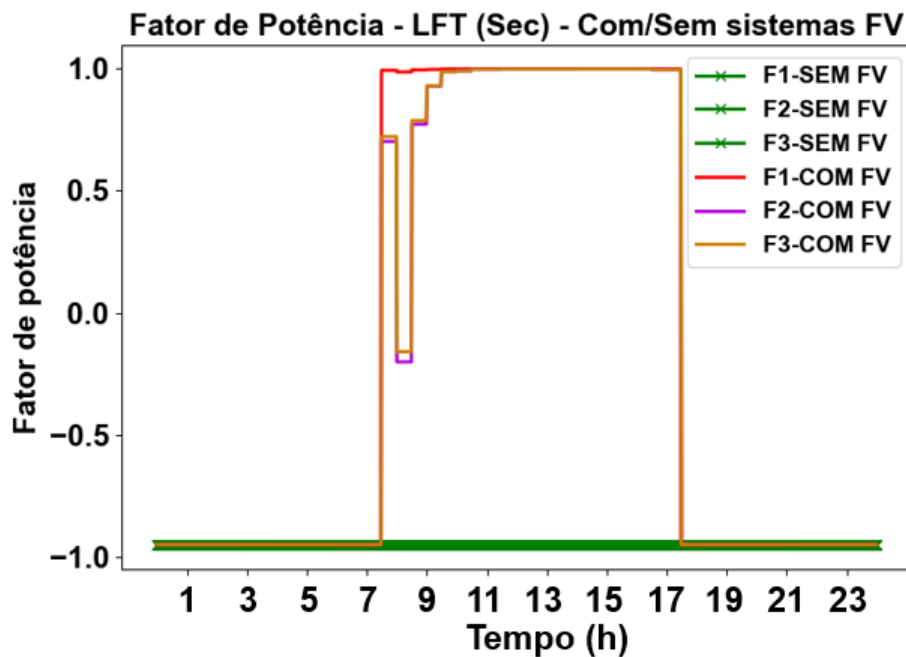
Figura 4.4 – Valores de tensão do lado secundário do transformador LFT, com e sem sistemas fotovoltaicos, durante o dia.



Fonte: Autoria própria, 2023.

Na presença de sistemas fotovoltaicos, os fatores de potência do lado secundário, como pode ser notado na Figura 4.5, variaram entre -0,95 e 0,99, entre às 7h28min e 17h28min, como esperado, tendo em vista que o sistema fotovoltaico injeta potência ativa à rede, quando esta potência não é consumida pela carga. Isso gera o fluxo reverso de potência, alterando portanto o sinal do fator de potência.

Figura 4.5 – Valores dos fatores de potência do lado secundário do transformador LFT, com e sem sistemas fotovoltaicos, durante o dia.



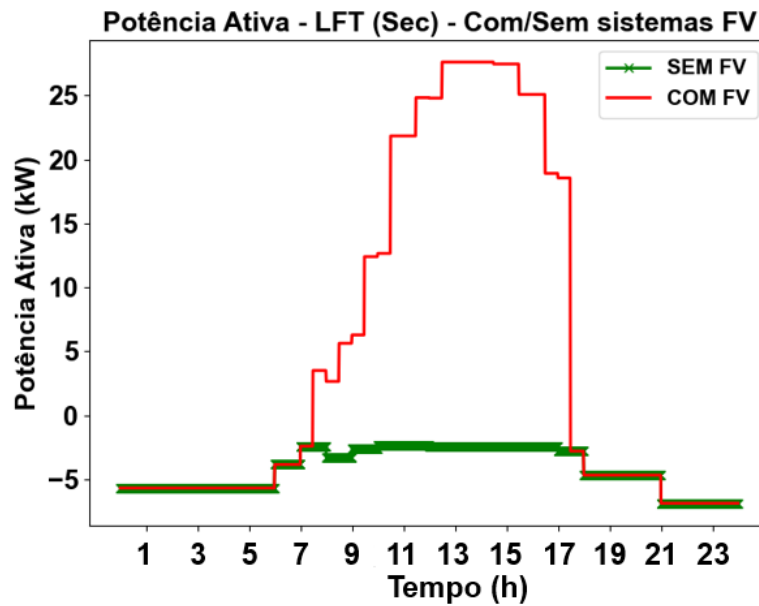
Fonte: Autoria própria, 2023.

Em relação à potência ativa, na Figura 4.6, é mostrado que, desde o início do dia até às 7h27min, variou entre -5,70 kW a -2,4 kW. Se observados os gráficos das demandas das cargas, poderá ser calculado que a demanda inicial é de aproximadamente -5,69 kW variando até -3,82 kW, às 7h30min, o que indica que estes valores estão de acordo com o esperado (o último valor é maior em módulo do que o obtido porque, na simulação, o sistema fotovoltaico está gerando energia e, portanto, suprindo a demanda de 1,42 kW aproximadamente - que corresponde a diferença entre o valor calculado e o medido). Porém, às 7h28min, variou de -2,4 kW até 3,5 kW, atingindo o valor máximo de 27,60 kW às 12h30min, o que demonstrou a injeção de potência ativa devido a dois fatores: baixo consumo das cargas no meio dia e notável geração fotovoltaica nesse momento.

Enquanto isso, a potência reativa teve o valor esperado de -1,83 kvar (considerando fator de potência das cargas de -0,95) entre 0h e 6h do dia. Entre 7h e 8h, como pode-se ver na Figura 4.7, esse valor é de -1,25 kvar, pois a potência ativa demandada deve ser de aproximadamente

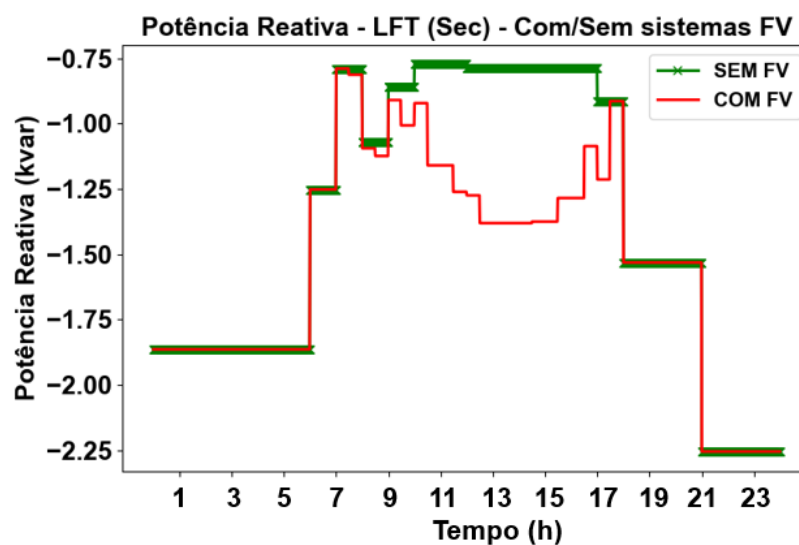
-3,82 kW. Porém, foi levemente aumentada quando considerados os sistemas fotovoltaicos conectados, entre às 9h e 17h, cujo valor máximo no momento da geração fotovoltaica foi de -1,38 kvar às 12h30min, diferentemente do valor de -0,768 kvar, o qual seria obtido sem a presença destes sistemas.

Figura 4.6 – Valores de potência ativa trifásica do lado secundário do transformador, com e sem sistemas fotovoltaicos, durante o dia.



Fonte: Autoria própria, 2023.

Figura 4.7 – Valores de potência reativa trifásica do lado secundário do transformador, com e sem sistemas fotovoltaicos, durante o dia.



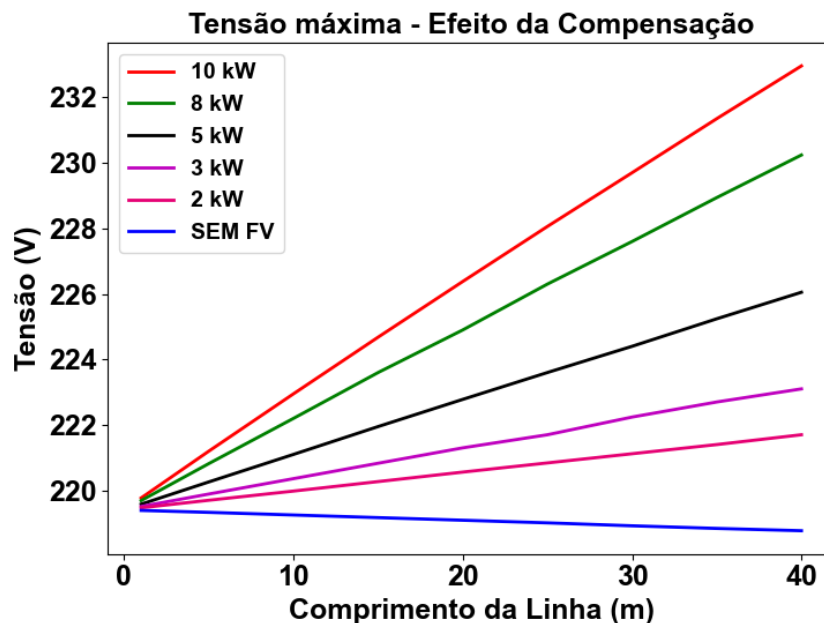
Fonte: Autoria própria, 2023.

4.2 EFEITO DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Nesta seção é apresentada a consequência da compensação de sistemas fotovoltaicos, isto é, da potência ativa injetada na rede, de forma a mostrar a elevação das tensões do sistema. Este experimento foi realizado utilizando a Carga A, sem sistemas fotovoltaicos e instalando sistemas fotovoltaicos com potências de 2 kW, 3 kW, 5 kW, 8 kW e 10 kW. Foi variado, simultaneamente, o comprimento do cabo que interliga a Carga A ao transformador.

Na Figura 4.8, pode-se apurar comportamento semelhante ao apresentado na Seção 2, na Figura 2.3, em que, quanto maior a potência ativa injetada na rede, pelo sistema fotovoltaico, maiores são os valores de tensão nas fases, sendo elevada conforme o comprimento da linha aumenta. Constatou-se que, sem a presença destes sistemas, a tensão é reduzida conforme o comprimento da linha, como esperado, devido a queda de tensão dessa. Isso foi realizado considerando seção de 2,5 mm².

Figura 4.8 – Valores das tensões máximas obtidas na Carga A com variação do comprimento da linha até 40 metros, considerando diferentes valores de potências instaladas de sistemas fotovoltaicos.



Fonte: Autoria própria, 2023.

4.3 EFEITO DA ALTERAÇÃO DA RESISTÊNCIA DA REDE

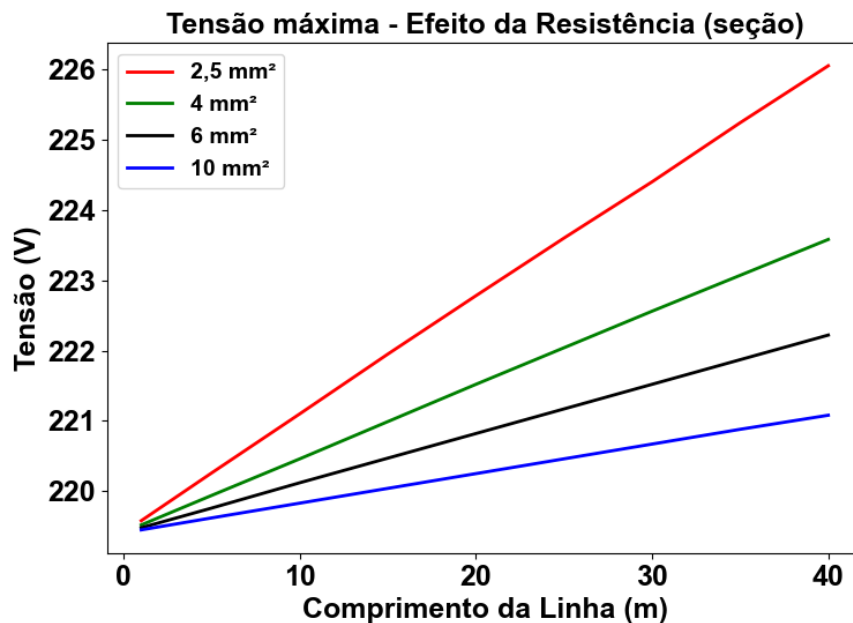
A alteração da resistência dos cabos foi feita considerando a seção mínima dos condutores, de acordo com a Norma NBR-5410 - Instalações Elétricas de Baixa Tensão (ABNT, 2004) e com

as determinações da concessionária local, através da DIS-NOR-ENGE-0021 (NEOENERGIA, 2017). Foi estudada a Carga A, onde, devido ao fato de ser monofásica e de corrente máxima cerca de 8,2 A (de acordo com a demanda máxima de 1,804 kW - 44% do valor total de 4,1 kW instalado), pode ter seções de 2,5 mm², 4 mm², 6 mm² e 10 mm² (este último valor tendo em vista a carga instalada total). Considerando o Método de Referência F (dois condutores justapostos), na NBR 5410, Tabela 38, tais cabos suportam, respectivamente, correntes em torno de 31 A, 41 A e 53 A.

Da mesma forma que no teste anterior, foi alterado também o comprimento da linha que destina esta carga ao transformador, cujos valores variaram até 40 metros. A Figura 4.9 apresenta a tensão máxima obtida para cada situação. O sistema fotovoltaico considerado foi de potência 5 kW monofásico, para que, deste modo, não houvesse influência da compensação de energia.

Foi possível visualizar, como esperado de acordo com a literatura apresentada, que, quanto menor à seção, maior a resistência do cabo e, portanto, maiores são as tensões. Por exemplo, com seção de 2,5 mm², os valores atingidos foram de 225,24 V e 226,05 V em 35 metros e 40 metros nessa ordem, enquanto que, para a seção maior, de 10 mm², os valores, nessas mesmas condições, foram 220,88 V e 221,08 V, respectivamente.

Figura 4.9 – Valores das tensões máximas obtidas na Carga A com variação do comprimento da linha até 40 metros, considerando diferentes seções de cabos.



Fonte: Autoria própria, 2023.

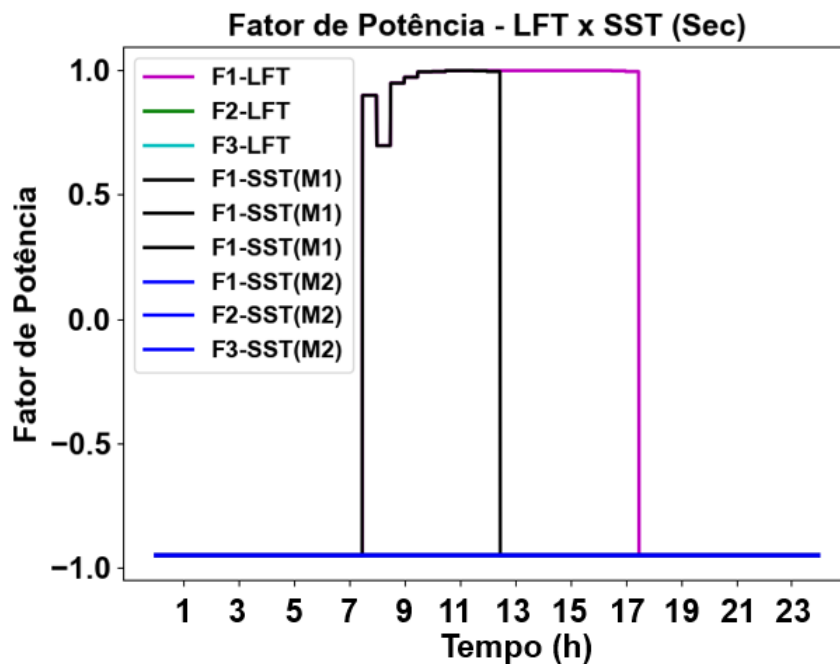
4.4 ATUAÇÃO DO SST

Nesta seção, são apresentados os resultados obtidos mediante substituição do LFT por um SST. Desta forma, cada carga foi conectada a seu respectivo sistema fotovoltaico somente na subseção em que foi estudada, para que a análise fosse restrita a apenas uma carga por vez, sem considerar a influência dos outros sistemas fotovoltaicos em relação às potências ativa e reativa trifásicas. O SST foi simulado nos modos 1 e 2, explicados no Capítulo 3.

4.4.1 Carga A

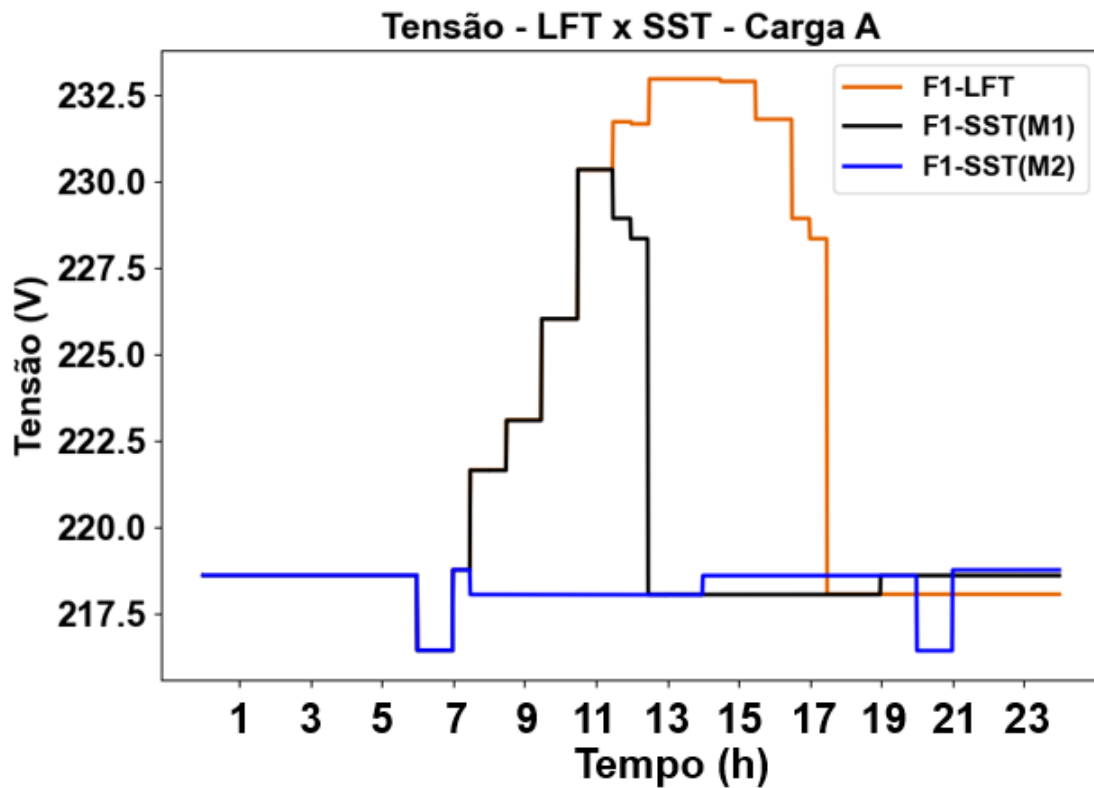
Nessa seção, o sistema desenvolvido foi simulado apenas com a Carga A conectada. Dessa forma, obteve-se valores de tensão de 231,72 V, na Carga A, às 11h28min. Nesse momento, reparou-se a atuação do SST, no modo 1, corrigindo as tensões para 228,92 V. Já o modo 2, atuou às 7h28min, quando o fator de potência seria elevado para 0,898, apresentado na Figura 4.10, reduzindo-o para -0,95. As tensões permaneceram em torno de 216 V a 219 V, devido à elevação de reativos para correção do fator de potência, o que promoveu a limitação das tensões de forma geral durante todo o dia. A Figura 4.1 permite visualizar as variações de tensão na Carga A com a utilização de um transformador LFT comum e utilizando SST em ambos os modos.

Figura 4.10 – Valores dos fatores de potência dos transformadores LFT e SST, com sistema fotovoltaico conectado à Carga A, durante o dia.



Fonte: Autoria própria, 2023.

Figura 4.11 – Valores de tensão da Carga A com a atuação do LFT e SST e com sistema fotovoltaico conectado àquela, durante o dia.

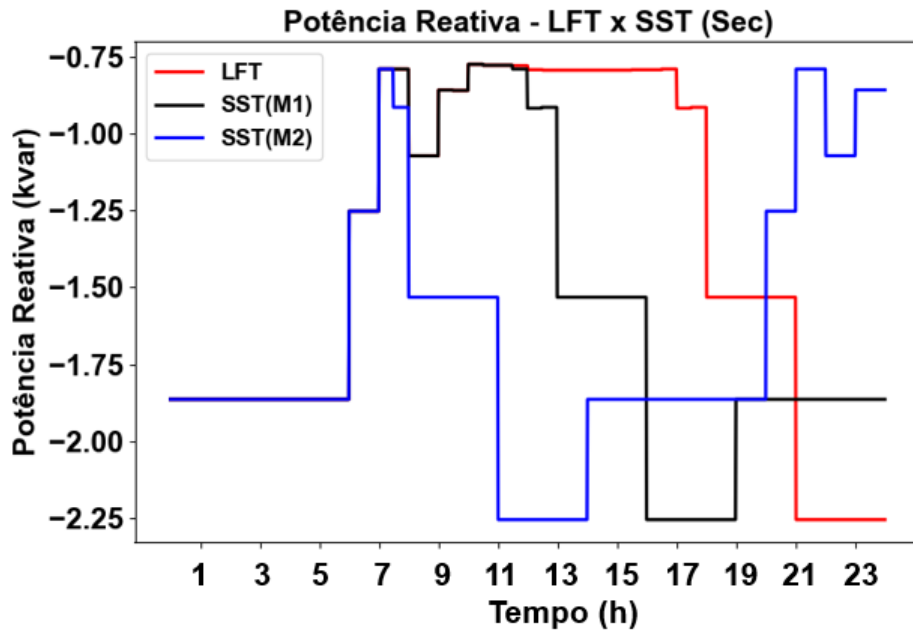


Fonte: Autoria própria, 2023.

Em relação à potência reativa, no modo 1, é ampliada desde -0,778 kvar para -0,789 kvar às 11h28min, momento da elevação das tensões superior ao limite de 231 V. Este comportamento é esperado, porque deve-se reduzir os valores de tensão, o que permite afirmar que a potência reativa deve ser aumentada. No modo 1, o fator de potência é corrigido automaticamente às 12h30min.

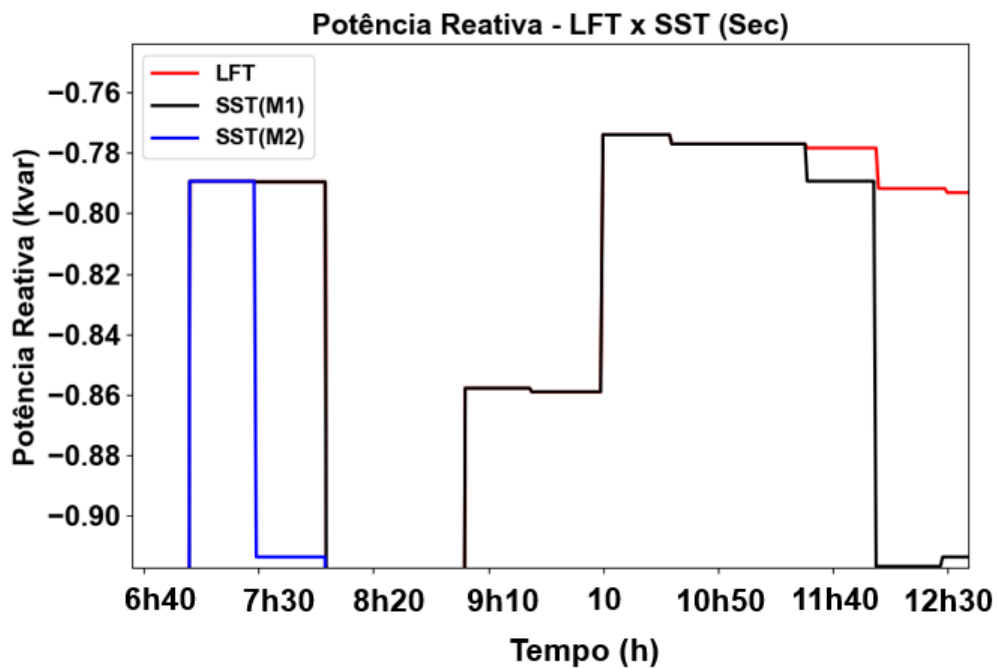
No modo 2, a correção ocorre às 7h28min, como explicado, momento em que o fator de potência possui valores de 0,898, sendo então corrigido para -0,95. Para que isso fosse possível, a potência reativa foi modificada de -0,789 kvar para -0,914 kvar às 7h28min, alcançando valor máximo de -2,25 kvar às 11h. Na Figura 4.12 isto pode ser visualizado e com mais detalhes na Figura 4.13.

Figura 4.12 – Valores de potência reativa trifásica dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga A, durante o dia.



Fonte: Autoria própria, 2023.

Figura 4.13 – Valores de potência reativa trifásica entre às 6h40min e 12h30min, dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga A, durante o dia.

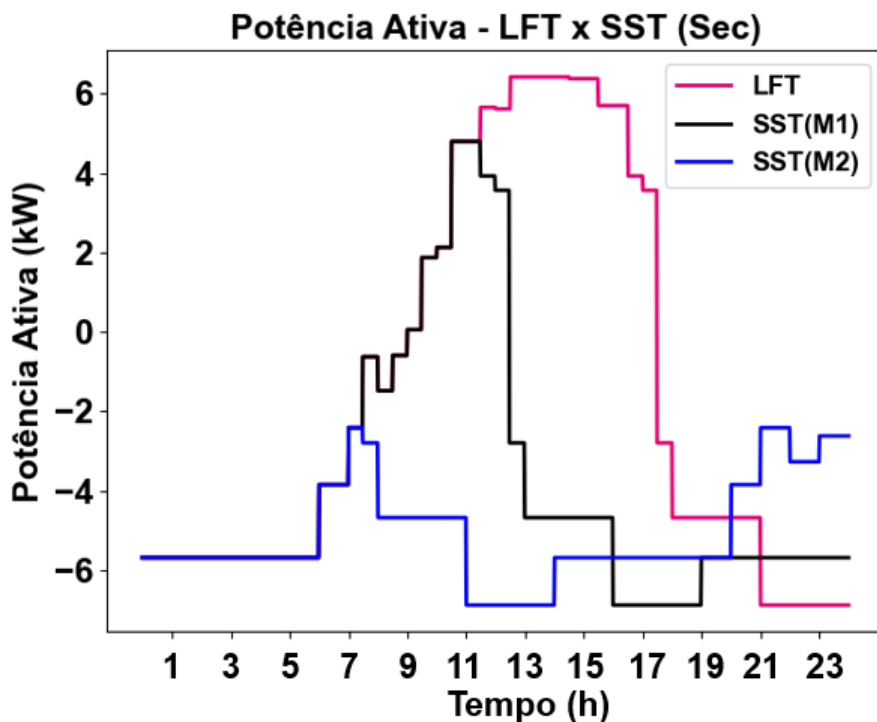


Fonte: Autoria própria, 2023.

Quanto à potência ativa, é interessante visualizar na Figura 4.14 que, com a presença de

sistemas fotovoltaicos, ocorre a redução do consumo de ativos, como esperado, já que o sistema fotovoltaico é responsável por demandar ativos suficientemente para suprimento das cargas. Possui valor máximo positivo de 6,42 kW, que corresponde à potência injetada pelo sistema na rede às 12h30min. Nota-se que, com a atuação do SST no modo 1, é modificada de 4,79 kW para 3,92 kW às 11h28min, visto que as tensões são reduzidas, o que permite afirmar que o sistema de distribuição será encarregado de transmitir energia também às cargas neste momento. Possui o valor máximo negativo de -6,88 kW às 16h. No modo 2, devido a correção do fator de potência, é mudada de -0,63 kW para -2,8 kW, às 7h28min, indicando que nessa situação não há injeção de potência ativa na rede, haja vista que os valores permanecem negativos durante todo o dia.

Figura 4.14 – Valores de potência ativa trifásica dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga A, durante o dia.

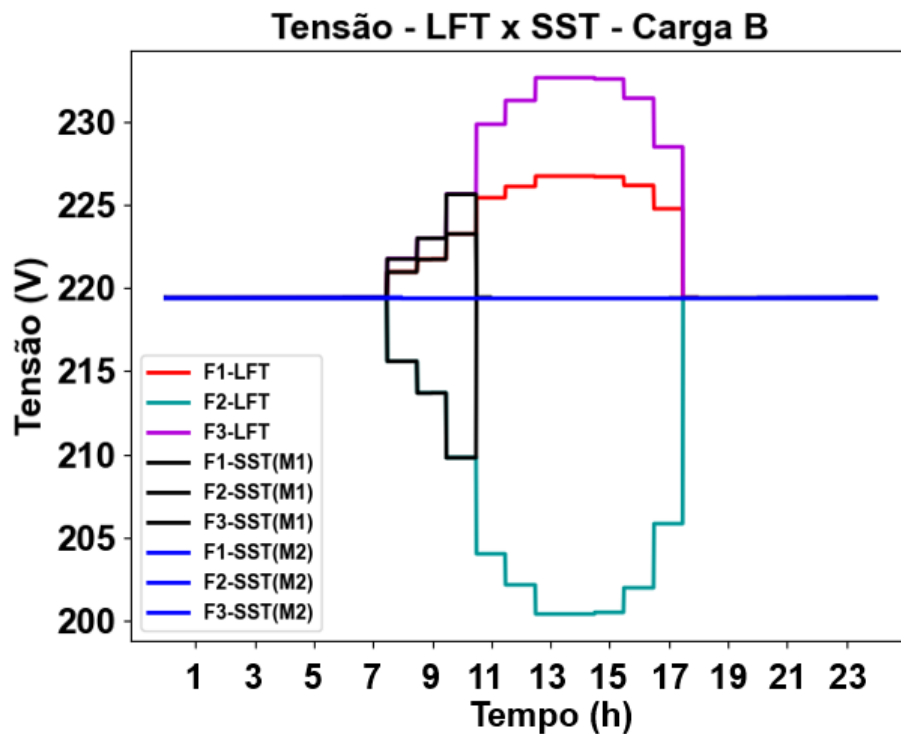


Fonte: Autoria própria, 2023.

4.4.2 Carga B

Com a atuação do SST no modo 1, a carga B teve os valores de tensão das fases 1 e 3 reduzidos de 225 V e 223,25 V para 219 V, às 10h30min, respectivamente, enquanto que os da fase 2 foram elevados de 204 V para aquele valor. Ou seja, com a correção da fase 2, as demais fases retornam ao equilíbrio. A Figura 4.15 apresenta esses valores comparando o SST nos modos 1 e 2.

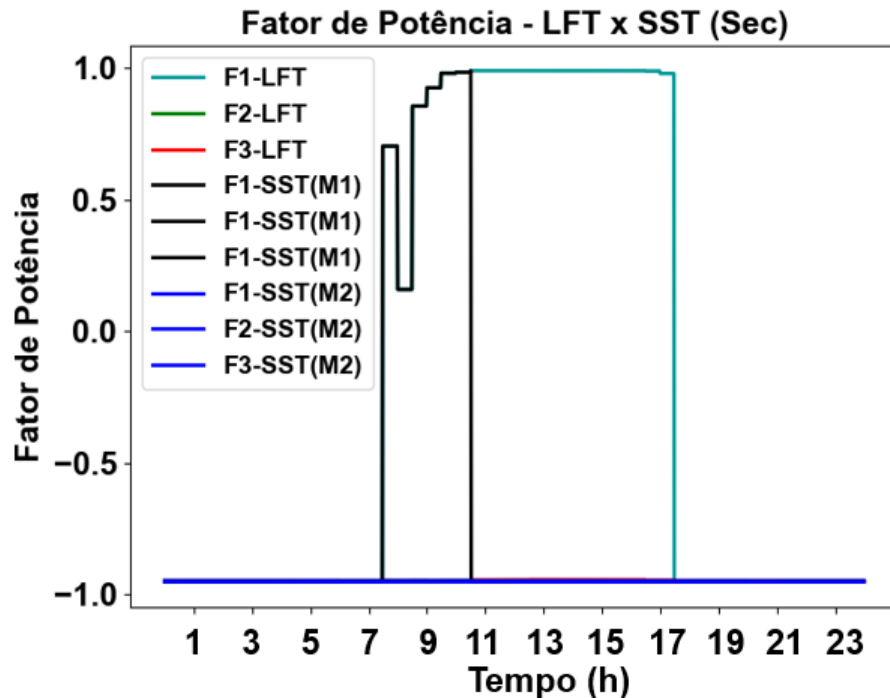
Figura 4.15 – Valores de tensão da Carga B, com a atuação do LFT e SST e com sistema fotovoltaico conectado àquela, durante o dia.



Fonte: Autoria própria, 2023.

Em relação ao fator de potência, nota-se que, nesta situação, somente o fator de potência da fase 1 do lado secundário do transformador foi afetado pelo sistema fotovoltaico, pois é conectado a essa fase. Conforme esperado, o fator de potência do lado secundário foi reduzido de 0,98 para -0,95 às 10h30min. utilizando o modo 1. Com o modo 2, foi diminuído seu valor de 0,70 para -0,95 às 7h28min, porque o controle de tensão foi acionado, o que permitiu o ajuste de reativos. Considerando que a variação desses promove a alteração da tensão, a potência ativa sofreu mudanças. A Figura 4.16 compara os valores deste parâmetro usando ambos os modos e o LFT.

Figura 4.16 – Valores dos fatores de potência dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga B, durante o dia.

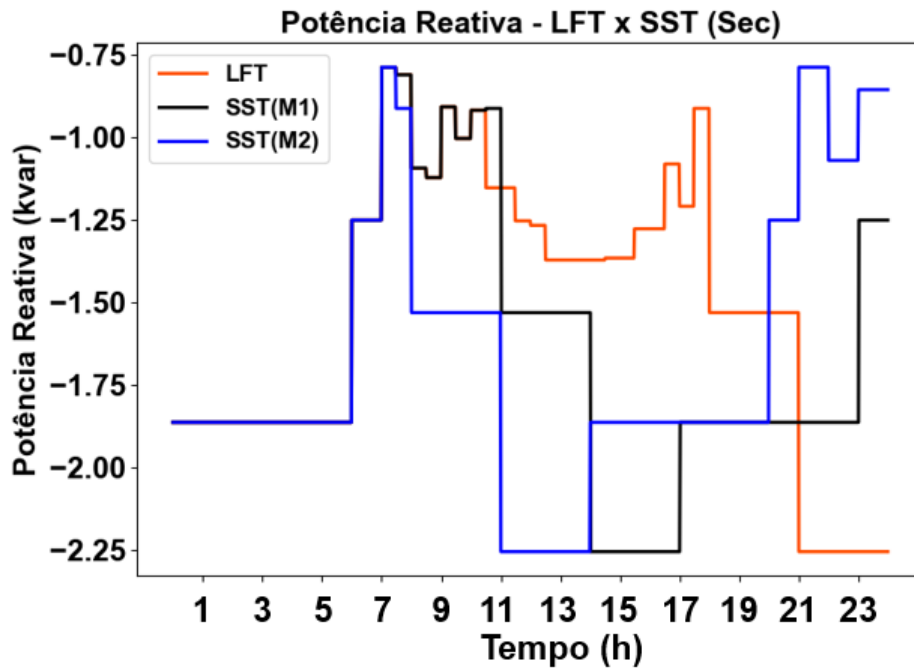


Fonte: Autoria própria, 2023.

Na Figura 4.17, identificou-se a variação da potência reativa do lado secundário utilizando os dois modos do SST e com o LFT. Examinou-se que, com o modo 1, ocorre a modificação de reativos de -1,15 kvar para -0,914 kvar, às 10h28min, quando a tensão da fase 2 é fortemente reduzida para 204 V e o SST deve corrigir esse valor para 219 V. Isso é esperado, pois, para ocorrer a elevação de tensão dessa fase, a potência reativa deve ser reduzida em módulo. A partir das 11h, começa a ser aumentada para -1,53 kvar, alcançando o valor máximo de em comparação ao valor sem o SST, de -2,25 kvar, às 14h.

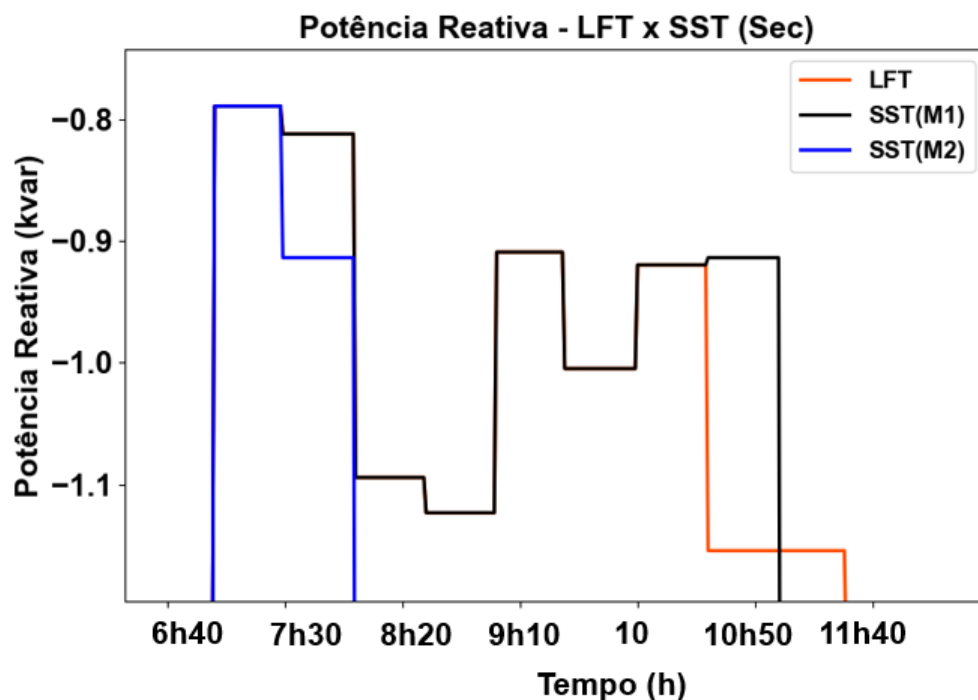
Já com o modo 2, o controle é iniciado às 7h28min, fazendo com que a quantidade de reativos seja modificada de -0,812 para -0,914 kvar. Na Figura 4.18, isso pode ser visualizado com ênfase no momento em que ocorre a variação da potência reativa.

Figura 4.17 – Valores de potência reativa trifásica dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga B, durante o dia.



Fonte: Autoria própria, 2023.

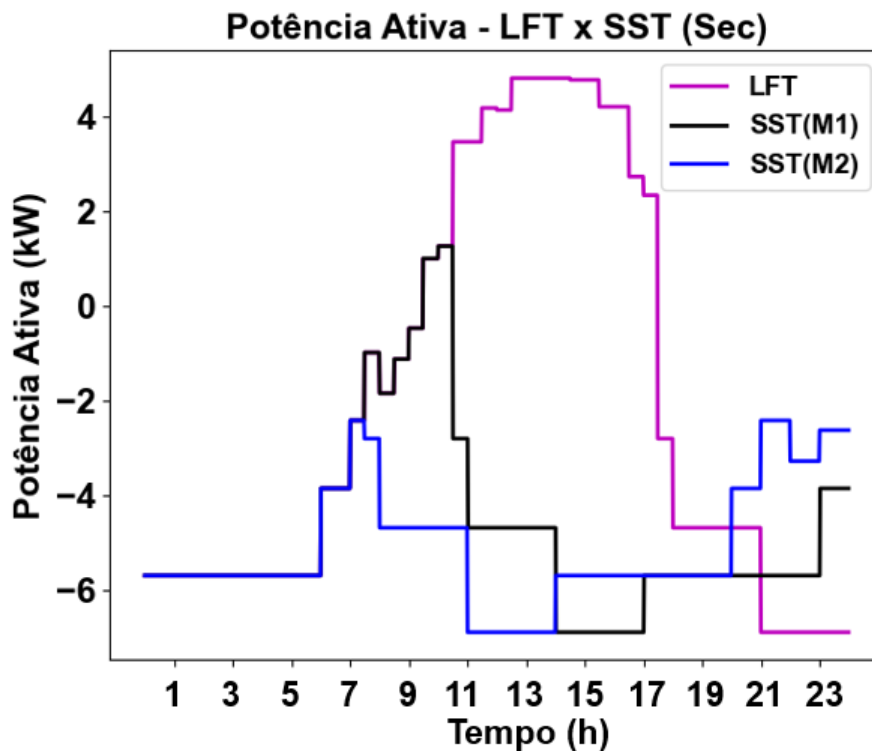
Figura 4.18 – Valores de potência reativa trifásica, entre às 6h40min e 11h40min, dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga B, durante o dia.



Fonte: Autoria própria, 2023.

Em relação a potência ativa, percebeu-se que, no momento da atuação do SST, com o modo 1, a potência tem modificação de 3,4 kW para -2,8 kW, com o objetivo de manter os valores de tensão em 219 V às 10h28min. Com o modo 2, os valores são modificados de -1 kW para -2,80 kW, às 7h28min, alcançando o valor máximo de -6,88 kW, 3 horas e meia após, como mostra a Figura 4.19.

Figura 4.19 – Valores de potência ativa trifásica dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga B, durante o dia.

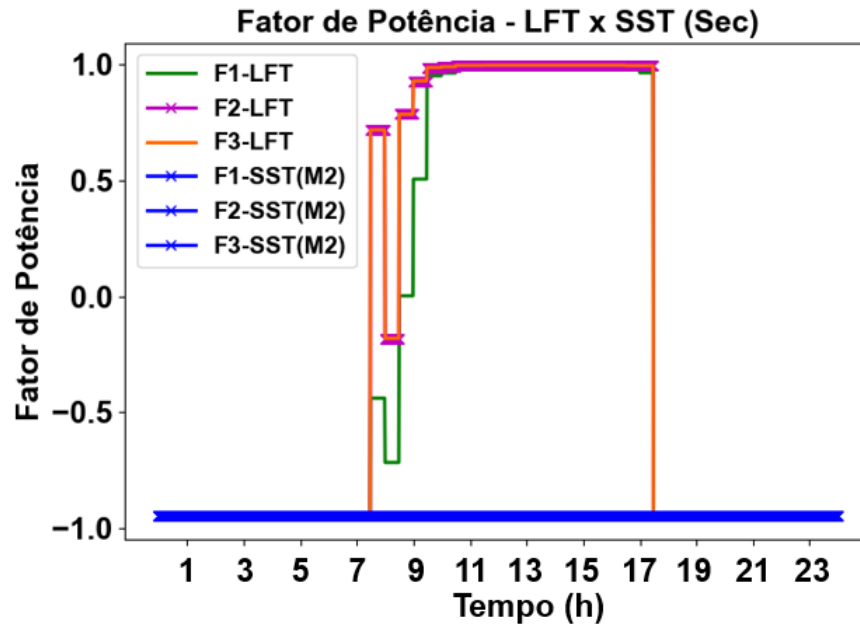


Fonte: Autoria própria, 2023.

4.4.3 Carga C

Neste experimento, foi conectada somente a Carga C a seu respectivo sistema fotovoltaico. Desta maneira, foram obtidos os valores do fator de potência, conforme mostra a Figura 4.20. Nota-se que, às 7h28min, o fator de potência é alterado para o valor de -0,44 na fase 1 e 0,71 nas fases 2 e 3. Com a atuação do SST no modo 2, estes valores são corrigidos para -0,95 durante todo o dia, conforme se espera.

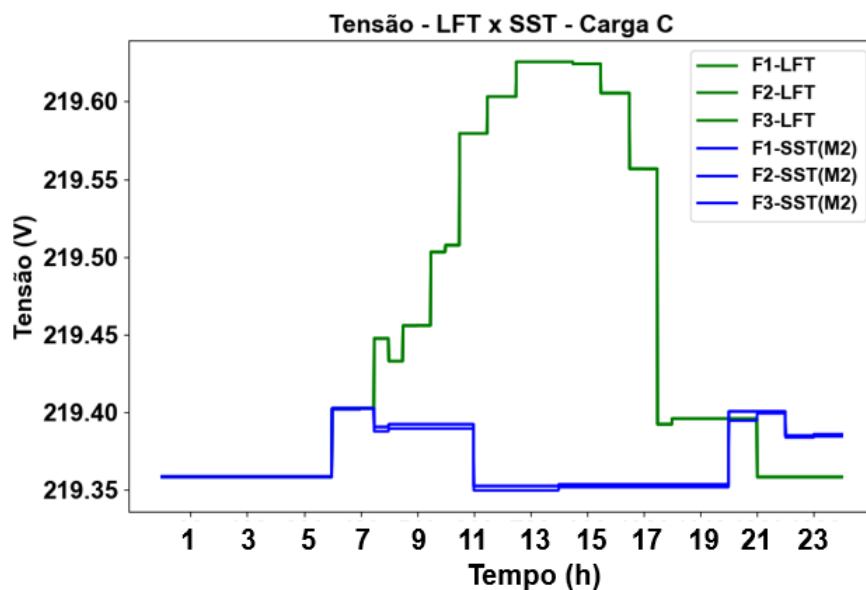
Figura 4.20 – Valores dos fatores de potência dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga C, durante o dia.



Fonte: Autoria própria, 2023.

Quanto aos valores de tensão, praticamente não foram alterados, considerando que se estabilizaram entre 219,35 V e 219,40 V, como pode ser visto na Figura 4.21.

Figura 4.21 – Valores de tensão da Carga C, com atuação dos transformadores LFT e SST e com o sistema fotovoltaico conectado àquela, durante o dia.

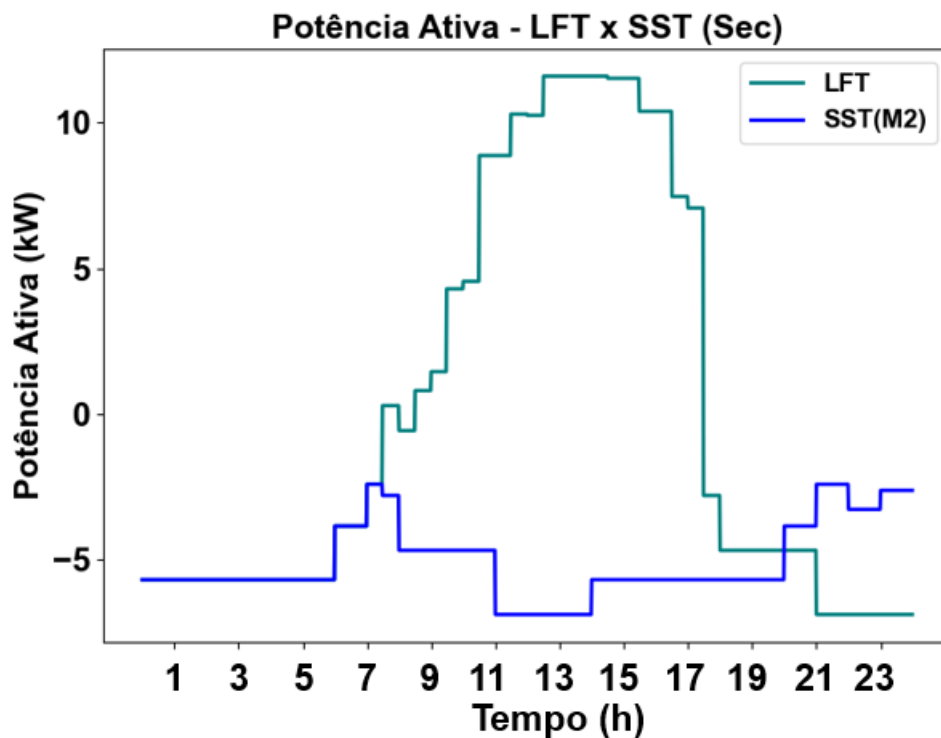


Fonte: Autoria própria, 2023.

A potência reativa, às 7h28min, é alterada de -0,789 kvar para -0,914 kvar, para ajustar o fator de potência para -0,95, como esperado.

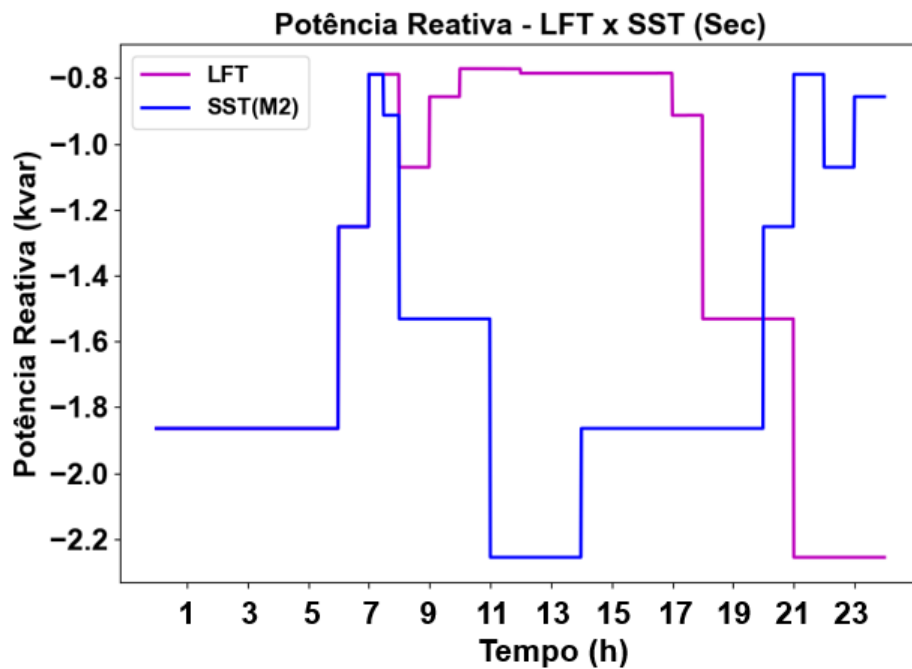
Com o LFT, ponderou-se que a potência ativa máxima injetada foi de 11,59 kW e ocorreu injeção de potência entre o período de 7h28min às 17h30min. Com o modo 2, a potência ativa teve valor alterado de 0,28 kW para -2,8 kW às 7h28min, como um controle indireto sobre a potência ativa, consequência do controle direto sobre o fator de potência. Os valores destes parâmetros podem ser vistos nas Figuras 4.22 e 4.23. Na Figura 4.24, pode-se perceber no momento em que ocorre a variação de potência reativa.

Figura 4.22 – Valores de potência ativa trifásica dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga C, durante o dia.



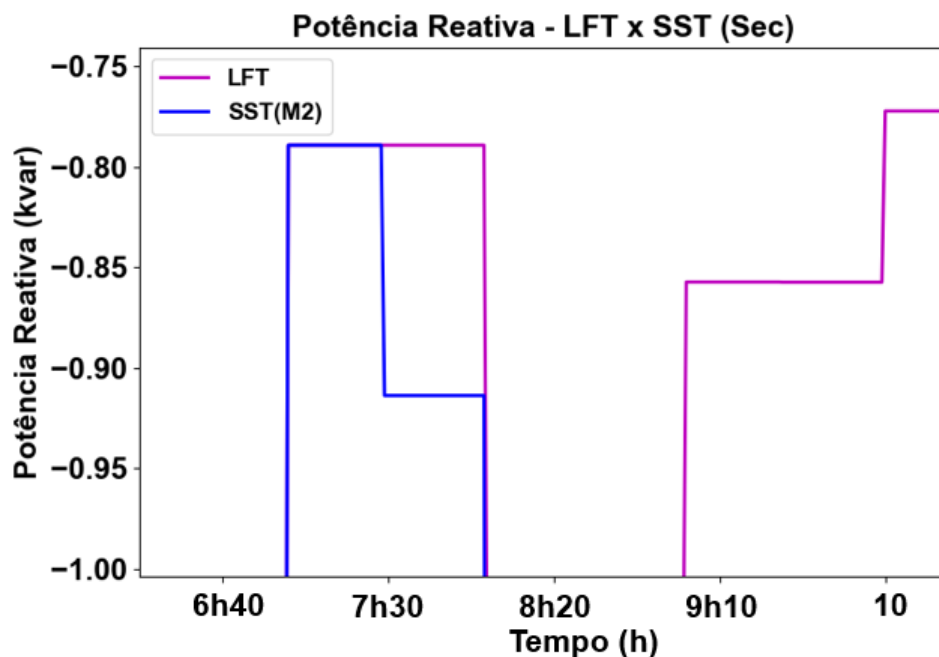
Fonte: Autoria própria, 2023.

Figura 4.23 – Valores de potência reativa trifásica dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga C, durante o dia.



Fonte: Autoria própria, 2023.

Figura 4.24 – Valores de potência reativa trifásica, entre às 6h40min e 10h, dos transformadores LFT e SST, com o sistema fotovoltaico conectado à Carga C, durante o dia.



Fonte: Autoria própria, 2023.

4.5 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentados em detalhes os resultados obtidos por meio das simulações com o sistema adotado nas seguintes condições: comparando a rede com e sem sistemas fotovoltaicos; estudando a influência da compensação de energia de sistemas fotovoltaicos, resistência dos cabos e, ao mesmo tempo, modificando o comprimento da linha que conecta o transformador a uma das cargas. É concluído com a atuação do SST, para cada carga conectada a seu respectivo sistema fotovoltaico, tendo sido testado o algoritmo com controle em Baixa Tensão em duas versões: no modo 1, com controle apenas de tensão e no modo 2, incluindo o controle do fator de potência.

5 CONCLUSÕES

No presente trabalho de conclusão de curso um Transformador de Estado Sólido (SST - *Solid State Transformer*) é implementado através da integração da linguagem de programação *Python* com o *software OpenDSS*, cuja a finalidade é corrigir elevações de tensão e fator de potência em redes com a presença de sistemas fotovoltaicos.

Foram inicialmente mostradas e exploradas as principais alterações nas características elétricas da rede ao utilizar sistemas fotovoltaicos, a saber: desbalanceamento nas tensões da rede de Baixa Tensão (BT), além da correção do fator de potência. Para isso, foi realizada uma revisão da literatura, onde são abordadas as principais problemáticas causadas pela massiva instalação de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição, afetando parâmetros como fator de potência e tensões da rede.

Visando buscar uma solução para evitar a ocorrência desses fatores prejudiciais à rede, foi estudado o SST, o qual, por meio do controle Volt-Var (VVC - *Volt-Var Control*), é capaz de realizar o controle da tensão através da injeção ou consumo de reativos na rede.

Para simular a atuação do SST em redes contendo sistemas fotovoltaicos, ao mesmo tempo, observar as modificações na rede por causa dos sistemas de geração renovável, foi utilizado um sistema composto por um transformador Delta-Estrela aterrado de 75 kVA, tendo sido conectado à três cargas do lado secundário, sendo uma monofásica e as demais trifásicas. Nesse sentido, foram realizadas as seguintes simulações: a primeira, conectando-se sistemas fotovoltaicos de potências 10 kW, 8 kW e 15 kW nas Cargas A, B e C estudadas e avaliando parâmetros como tensão, fator de potência e potências ativa e reativa; a segunda com modificação das potências instaladas do sistema fotovoltaico da Carga A e alteração nas seções do cabeamento desde o transformador até essa carga, para avaliar o efeito nas tensões de acordo com o comprimento da linha que a conecta ao transformador; e em seguida, conectou-se cada carga por vez a seu sistema fotovoltaico e aplicou-se o SST em dois modos para correção das anomalias de tensão e fator de potência: no modo 1, com controle apenas de tensão e no modo 2, que permite controlar o fator de potência.

Sem a presença de sistemas fotovoltaicos, pode-se ponderar que as cargas apresentam tensões dentro dos valores determinados pela ANEEL, entre 0,95 p.u e 1,05 p.u, além de fatores de potência no lado secundário inferiores a -0,92. Porém, ao conectar sistemas fotovoltaicos, observa-se primeiramente a modificação dos valores das tensões médias das Cargas A e B, além da alteração do fator de potência do lado secundário do transformador, devido a injeção de

potência ativa.

Diante disso, foi realizada a aplicação de um algoritmo, com implementação do controle em Baixa Tensão, em que o SST injeta ou absorve reativos caso as tensões das cargas ultrapassem os limites definidos pela ANEEL ou se o fator de potência estiver acima de -0,92. Como resultado, percebeu-se que o SST foi capaz de regular o fator de potência na rede secundária para valores inferiores a -0,92 e ajustar as tensões das Cargas A e B, durante o dia.

Os objetivos do trabalho foram atingidos, comprovando que é possível realizar o controle em Baixa Tensão (BT) através do SST, ajustando a tensão das cargas e fator de potência do lado secundário da rede.

Apesar de serem um pouco mais caros que os transformadores de distribuição convencionais, são extremamente eficientes no controle de tensão e fator de potência, como foi avaliado. Considerando a tendência de crescimento dos sistemas fotovoltaicos no Brasil, deve-se equipar a rede de distribuição para manter as características da rede de distribuição de acordo com as normas previstas, permitindo dessa forma a segurança dos componentes da rede e dos consumidores.

REFERÊNCIAS

ABNT. **Norma Brasileira 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. 2^a. ed. [S.l.], 2004. Citado na página 48.

ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. 2023. [Online; accessed 17-Abril-2023]. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Citado na página 19.

ALVES, M. **Aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Solar Fotovoltaica Distribuída**. 110 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, 2020. Citado 5 vezes nas páginas 12, 19, 20, 21 e 22.

BANAEL, M. R.; SALARY, E. Mitigation of Voltage Sag, Swell and Power Factor Correction Using Solid-State Transformer Based Matrix Converter in Output Stage. **Alexandria Engineering Journal**, v. 53, p. 563–572, 2014. Citado na página 25.

BARBOSA, J. **Análise Comparativa entre os Resultados de Simulações dos Impactos da Integração de Geração Distribuída na Rede Elétrica Empregando-se os Softwares Anarede e OpenDSS**. 179 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília (UnB), Brasília, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 12 e 36.

CGEE, C. de Gestão e E. E. **Redes elétricas inteligentes: contexto nacional**. Brasília, DF: [s.n.], 2012. [Online; accessed 16-junho-2023]. Disponível em: <https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Redes_Eletricas_Inteligentes_22mar13_9539.pdf/36f87ff1-43ed-4f33-9b53-5c869ace9023?version=1.5>. Citado na página 13.

COSERN, N. **Neenergia aposta em tecnologias de redes inteligentes e alcança melhores indicadores de qualidade**. 2023. [Online; accessed 16-junho-2023]. Disponível em: <<https://www.neoenergia.com/pt-br/sala-de-imprensa/noticias/Paginas/neoenergia-aposta-em-tecnologias-de-redes-inteligentes-e-alcanca-melhores-indicadores-de-qualidade.aspx>>. Citado na página 32.

CRESESB, C. **Potencial solar**. 2023. [Online; accessed 17-Abril-2023]. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Citado na página 40.

ELRAYYAH, A. Y.; WANIK, M. Z. C.; BOUSELHAM, A. Simplified Approach to Analyze Voltage Rise in LV Systems With PV Installations Using Equivalent Power Systems Diagrams. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 4, p. 2140–2149, 2017. Citado na página 15.

EPRI. **OpenDSS**. 2023. [Online; accessed 25-Abril-2023]. Disponível em: <<https://www.epri.com/pages/sa/openss>>. Citado na página 36.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, C.; UMANS, S. D. **Máquinas Elétricas**. 6. ed. [S.l.]: Porto Alegre: Bookman, 2006. Citado na página 24.

GODOI, L. **Transformador de Estado Sólido no Controle do Fluxo de Potência em Redes de Distribuição**. . 117 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual Paulista (UNESP), Ilha Solteira, 2018. Citado na página 15.

Governo do Brasil. **Lei 14300 de 6 de janeiro de 2022**. 2023. [Online; accessed 16-junho-2023]. Disponível em: <<https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-3724678>>. Citado na página 18.

HUNZIKER, C.; SCHULZ, N. Potential of Solid-State Transformers for Grid Optimization in Existing Low-Voltage Grid Environments. **Elsevier - Electric Power Systems Research**, v. 146, p. 124–131, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 13, 16, 20 e 28.

ILO, A.; SCHULTIS, D.-L.; SCHIRMER, C. Effectiveness of Distributed vs. Concentrated Volt/Var Local Control Strategies in Low-Voltage Grids. **MPDI - Applied Sciences**, v. 8, n. 1382, p. 1–21, 2018. Citado na página 20.

KHAN, S. et al. Solid-State Transformers: Fundamentals, Topologies, Applications, and Future Challenges. **MPDI - Sustainability**, v. 14, n. 39, p. 2–20, 2021. Citado 4 vezes nas páginas 13, 14, 29 e 30.

LONDERO, R. P. **Análise do Transformador de Estado Sólido em Substituição ao Transformador Convencional de Redes de Distribuição de Energia para a Conexão de Sistemas de Geração Distribuída**. 73 p. — Universidade Federal do Pampa, Alegrete, 2019. Citado 6 vezes nas páginas 13, 15, 26, 27, 28 e 41.

LUCCHESI, F. C. et al. Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica na Rede Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, p. 10, 2018. Citado na página 12.

MARTINS, F. **Estudo de um Transformador Eletrônico em Transmissão de Energia Bidirecional Aplicado ao Conceito de Smart Grid**. 76 p. — Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Divinópolis, 2019. Citado na página 13.

MOLLIK, M. et al. The Advancement of Solid-State Transformer Technology and Its Operation and Control with Power Grids: A Review. **MPDI - Symmetry**, v. 11, p. 1–20, 2022. Citado na página 33.

Mordor Intelligence. **Mercado de Transformadores de Estado Sólido - Crescimento, Tendências, Impacto do Covid-19"e Previsões (2023-2028)**. 2023. [Online; accessed 16-junho-2023]. Disponível em: <<https://www.mordorintelligence.com/pt/industry-reports/solid-state-transformer-market>>. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.

NEOENERGIA. **Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária de Distribuição a Edificações Individuais**. 2ª. ed. [S.l.], 2017. Citado 3 vezes nas páginas 36, 43 e 49.

NEONERGIA. **Smart Grids: O que é e como funciona essa inovação em distribuição de energia elétrica**. Brasília, DF: [s.n.], 2023. [Online; accessed 16-junho-2023]. Disponível em: <https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/Redes_Eletricas_Inteligentes_22mar13_9539.pdf/36f87ff1-43ed-4f33-9b53-5c869ace9023?version=1.5>. Citado na página 32.

OLIVEIRA, L. H. de. **Dimensionamento de um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Uberlândia, 2018. Citado na página 39.

PRODIST. **Anexo VIII da Resolução Normativa ANEEL. MÓDULO 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2022. [Online; accessed 17-Abril-2023]. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>. Citado na página 23.

RADATZ, P. R. **Impacto de Funções Inteligentes de Inversores de Sistemas Fotovoltaicos na Operação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 191 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2020. Citado 5 vezes nas páginas 12, 15, 21, 22 e 35.

RASHIDI, M. **Design and Implementation of a Multi-Port Solid State Transformer for Flexible Der Integration**. 135 p. Tese (Doutorado) — University of Wisconsin Milwaukee, 2017. Citado 6 vezes nas páginas 12, 13, 15, 25, 26 e 30.

REHMAN, A. et al. Comprehensive Review of Solid State Transformers in the Distribution System: From High Voltage Power Components to the Field Application. **MPDI - Symmetry**, v. 14, p. 2–23, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 13, 14 e 25.

RIBEIRO, V. D. A. P. **Dimensionamento de um sistema fotovoltaico das áreas comuns de um condomínio multifamiliar**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Candido Mendes, 2020. Citado na página 39.

RUIZ-GARZON, J.; GONZÁLEZ-TRISTANCHO, D. J.; ESPINOSA-GONZÁLEZ, F. C. Impact of Changing Location and Power of a PV System in Electrical Distribution Networks, Integrating MATLAB and OpenDSS. **DYNA**, v. 85, n. 205, p. 125–131, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.

SHADFAR, H.; PASHAKOLAEI, M.; FOROUD, A. Solid-state transformers: An overview of the concept, topology, and its applications in the smart grid. **Wiley Online Library**, v. 31, n. 9, p. 1–24, 2021. Citado na página 14.

SHAH, D.; CROW, M. L. Online Volt-Var Control for Distribution Systems With Solid-State Transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 31, n. 1, p. 343–350, 2016. Citado 4 vezes nas páginas 14, 15, 25 e 28.

SHI, H. et al. Efficiency Optimization of DC Solid-State Transformer for Photovoltaic Power Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 67, n. 5, p. 3583–3595, 2020. Citado na página 14.

TREVISAN, A. **Efeitos da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão**. 116 p. — Universidade Federal do Paraná (UFPR), 2011. Citado 2 vezes nas páginas 12 e 21.

UNESP. **Transformadores Trifásicos**. 2022. [Online; accessed 22-Abril-2023]. Disponível em: <<https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/trafo3.pdf>>. Citado na página 24.

Verified Market Research. **Global Solid State Transformers (SST) Market Size By Voltage Level (MV/LV, and HV/MV), By Application, By Product, By Geographic Scope And Forecast**. 2023. [Online; accessed 16-junho-2023]. Disponível em: <<https://www.verifiedmarketresearch.com/product/solid-state-transformers-sst-market/>>. Citado na página 33.