



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"  
Campus de Ilha Solteira

**FACULDADE DE ENGENHARIA  
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

**LUCAS ANTONIO ALVES DE GODOI**

**TRANSFORMADOR DE ESTADO SÓLIDO NO CONTROLE DO FLUXO DE  
POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Ilha Solteira

2018

**LUCAS ANTONIO ALVES DE GODOI**

**TRANSFORMADOR DE ESTADO SÓLIDO NO CONTROLE DE FLUXO DE  
POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada à Faculdade  
de Engenharia - UNESP – Campus de  
Ilha Solteira, para obtenção do título  
de Mestre em Engenharia Elétrica.  
Área de Conhecimento: Automação.

Prof. Dr. Júlio Borges de Souza  
Orientador

Ilha Solteira

2018

## FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

G588t Godoi, Lucas Antonio Alves de.  
Transformador de estado sólido no controle do fluxo de potência em redes de distribuição / Lucas Antonio Alves de Godoi. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2018  
115 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. Área de conhecimento: Automação, 2018

Orientador: Júlio Borges de Souza  
Inclui bibliografia

1. Transformador de estado sólido. 2. Redes elétricas inteligentes.  
3. Regulação dos níveis de tensão. 4. Qualidade de energia. 5. FACDS.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: TRANSFORMADOR DE ESTADO SÓLIDO NO CONTROLE DO FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

AUTOR: LUCAS ANTÔNIO ALVES DE GODOI

ORIENTADOR: JULIO BORGES DE SOUZA

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. JULIO BORGES DE SOUZA  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. DÍONIZIO PASCHOARELLI JUNIOR  
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. GIULIANO PIERRE ESTEVAM  
Departamento de Engenharia Elétrica / FATEC Araçatuba

Ilha Solteira, 17 de abril de 2018

Dedico este trabalho a Deus, por sempre se fazer presente em minha vida.

À mulher da minha vida, Fabiola, pelo apoio incondicional em todas as situações. Sem você nenhuma conquista valeria a pena.

Aos meus pais, Antonio e Sueli, por serem um dos pilares da minha vida.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço imensamente a Deus, por ter me concedido vida através do seu Filho Jesus, por ter conduzido todas as etapas deste trabalho tranquilizando meu Espírito nos momentos mais difíceis da minha trajetória acadêmica até então. Sem Ele, nada poderia fazer.

Ao meu orientador Prof. Dr. Júlio Borges de Souza, pela colaboração no desenvolvimento deste trabalho, por toda confiança e prontidão em me ajudar.

Ao Prof. Dr. Dionízio Paschoarelli Jr., por todas as contribuições na construção desta dissertação, pela disposição em sempre discutir ideias, pelos muitos ensinamentos e pela amizade.

Ao Prof. Me. João Batista Romero, pela inspiração como professor e por incentivar meu desenvolvimento profissional.

Ao Prof. Dr. Walter Henrique Bernardelli, pela amizade, por compartilhar das suas experiências acadêmicas, por toda ajuda e incentivo ao longo desta pesquisa.

A meus pais, por estarem sempre presentes e por sempre me incentivarem a correr atrás dos meus sonhos.

A minha amada esposa Fabiola Godoi, por compreender que minha ausência foi necessária para meu aprimoramento profissional e por sempre se fazer uma comigo em todas as circunstâncias. Que você sinta que esta conquista também é sua.

A todos os meus familiares, amigos e irmãos, pelas orações e torcida.

## RESUMO

O transformador de estado sólido tem se apresentado como uma ferramenta indispensável na construção das novas redes elétricas inteligentes, uma vez que essa nova estrutura de rede altera o layout tradicional, viabilizando a conexão de fontes de energia descentralizadas. Contudo, essa conexão de sistemas de geração distribuída na rede originou a bidirecionalidade do fluxo de potência, resultando em um novo panorama para as atividades de operação e manutenção das redes para as distribuidoras de energia. A análise dos possíveis impactos técnicos gerados na rede de distribuição deve ser realizada, com o intuito de garantir um nível de qualidade energética dentro dos padrões estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Dentre os impactos, destacam-se a elevação do nível de tensão e a alteração do fator de potência, ambos, produzidos pelo excesso de potência injetada na rede por este novo cenário de geração de energia. Nesse contexto, esta dissertação tem como principal objetivo analisar o comportamento de uma rede de distribuição genérica com penetração de geração distribuída e avaliar o perfil de tensão diante de diferentes níveis de inserção dessa geração na rede. As características de ajuste de tensão instantânea e capacidade de interação com sistemas de armazenamento que o transformador de estado sólido possui foram empregadas no auxílio da regulação dos níveis de tensão que se apresentaram fora dos padrões determinados pela resolução 794/2018 da ANEEL, quando um alto nível de geração distribuída foi inserido na rede.

**Palavras Chave:** Controle do fluxo de potência. Geração distribuída. Redes elétricas inteligentes. Regulação dos níveis de tensão. Transformador de estado sólido.

## ABSTRACT

The solid state transformer has been presented as an essential tool in the construction of new intelligent electric grids, since this new network structure changes the traditional layout, making possible the connection of decentralized energy sources. However, this connection of distributed generation systems in the network created the bidirectionality of the power flow, resulting in a new panorama for the power distributors concerning the networks activities of operation and maintenance. The analysis of the possible technical impacts generated in the distribution network should be carried out with the purpose of guaranteeing a level of energy quality within the standards established by the National Electric Energy Agency (ANEEL). Among the impacts, we highlight the elevation of the voltage level and the change in the power factor, both produced by the excess power injected into the grid by this new energy generation scenario. In this context, the main objective of this dissertation is to analyze the behavior of a generic distribution network with distributed generation penetration and to evaluate the voltage profile before different levels of insertion of this generation in the network. The solid state transformer has instantaneous voltage adjustment characteristics and interaction capacity with storage systems, which were used to aid in the regulation of voltage levels that were out of the standards determined by ANEEL resolution 794/2018, when a high level of distributed generation was inserted into the network.

**Key words:** Power flow control. Distributed generation. Smart grids. Adjusting the voltage levels. Solid state transformer.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama do futuro sistema de distribuição proposto pela FREEDM .....	16
Figura 2 – Estrutura básica do SST.....	17
Figura 3 – Integração do SST com fontes de energia, dispositivos de armazenamento e diferentes cargas .....	19
Figura 4 – DIF em sistema de distribuição baseado no SST.....	20
Figura 5 – Aplicação do SST na rede.....	21
Figura 6 – Hexaedro de comparação entre as características do TBF e do SST .....	23
Figura 7 – Curvas diárias da potência fotovoltaica e da demanda de carga.....	28
Figura 8 – Perfil de tensão de uma rede BT para diferentes níveis de inserção de GD .....	31
Figura 9 – Tipos de desequilíbrio de tensão.....	34
Figura 10 – Sistema trifásico equilibrado .....	36
Figura 11 – Sistema trifásico desequilibrado pela distribuição desigual de GD entre as fases.....	36
Figura 12 – Condição convencional para uma rede de distribuição.....	37
Figura 13 – Cenário para uma rede de distribuição com geradores PV instalados no final da linha ....	37
Figura 14 – Fluxo de Potência Reversa para vários níveis de penetração de GD .....	38
Figura 15 – Demandas residenciais e comerciais negativas quando a GDFV injeta potência na rede de distribuição.....	39
Figura 16 – Representação esquemática das topologias do SST.....	40
Figura 17 – Comparação das estruturas de um TBF com um SST de três estágios .....	41
Figura 18 – Etapa de entrada do SST.....	42
Figura 19 – Conversores com diferentes quantidades de níveis .....	43
Figura 20 – Braço de um conversor em cascata de 9 níveis (a) e célula do inversor (b) .....	45
Figura 21 – Etapa de isolamento expandida.....	46
Figura 22 – Conversor de ponte dupla ativa monofásica .....	48
Figura 23 – Etapa de conversão cc-ca.....	48
Figura 24 – Representação do conversor trifásico quatro fios .....	50
Figura 25 – Módulo de três etapas para o SST .....	51
Figura 26 – Visão ampliada do SST proposto .....	51
Figura 27 – Perfil da demanda e da geração fotovoltaica .....	52
Figura 28 – Classificação de tecnologias de armazenamento de energia.....	53
Figura 29 – Interação do SST com sistema de armazenamento via etapa de isolamento.....	56
Figura 30 – Interação do SST com sistema de armazenamento via barramento cc do lado da baixa tensão .....	56
Figura 31 – Interação entre SST e bateria via rede de comunicação .....	57
Figura 32 – Layout dos três estágios do SST para uma única fase .....	59

Figura 33 – Ponte H.....	60
Figura 34 – Retificador com n pontes H (a), retificador no semiciclo positivo (b) e retificador no semiciclo negativo (c).....	62
Figura 35 – Retificação para a condição: $V_{c2} > V_{c3} > V_{c1}$ .....	63
Figura 36 – Controle de desacoplamento d-q para uma única fase.....	65
Figura 37 – Geração do PWM para as Pontes H de uma única fase.....	66
Figura 38 – Estágio de isolamento (a) e esquema de controle para a regulação da tensão (b).....	67
Figura 39 – Formas de onda da tensão e da corrente dos conversores DAB1 e DAB2.....	68
Figura 40 – Potência transferida em cada módulo DAB.....	69
Figura 41 – Controle do Equilíbrio da Potência.....	70
Figura 42 – Inversor trifásico com quatro fios com filtro LC na saída.....	71
Figura 43 – Vetores de comutação em coordenadas $\alpha\beta 0$ .....	72
Figura 44 – Sequência de comutação para o prisma e tetraedro 1.....	75
Figura 45 – Circuito esquemático do software PSIM do inversor trifásico quatro fios.....	76
Figura 46 – Esquema de controle do inversor trifásico quatro fios no software PSIM.....	77
Figura 47 – Representação da rede de distribuição em análise.....	78
Figura 48 – Perfil da carga no sistema.....	79
Figura 49 – Perfil de geração de um sistema fotovoltaico.....	79
Figura 50 – Representação da rede de distribuição em análise com distribuição de GDs.....	81
Figura 51 – Controle para correção da amplitude e do ângulo da tensão de saída do SST para a fase A.....	82
Figura 52 – Nível de tensão (p.u.) ao longo da rede com carga e GDs equilibradas.....	84
Figura 53 – Perfil da tensão ao longo da rede para uma penetração de 60% de GD.....	84
Figura 54 – Fator de potência.....	85
Figura 55 – SST no controle do nível da tensão em uma rede de distribuição.....	86
Figura 56 – Níveis de tensão após a regulação com o SST.....	86
Figura 57 – Comportamento do fator de potência para diversos ajustes da tensão do SST.....	87
Figura 58 – Amplitude das tensões de fase na condição de carga e distribuição de GD desequilibradas.....	88
Figura 59 – Comparativo entre as tensões de linha.....	89
Figura 60 – Tensões de fase após regulação do SST.....	89
Figura 61 – Inserção do sistema de armazenamento na rede de distribuição com SST.....	90
Figura 62 – Níveis de tensão na rede após a conexão do sistema de bateria de 13,5kWh.....	91
Figura 63 – Níveis de tensão na rede após a conexão do sistema de bateria de 27 kWh.....	92
Figura 64 – Comportamento do Fator de Potência após conexão do sistema de armazenamento.....	93
Figura 65 – Potência de entrada no SST para condições com e sem sistema de armazenamento.....	94
Figura 66 – Distribuição dos vetores após aplicação da matriz.....	107

Figura 67 – Identificação dos prismas (a) e identificação dos tetraedros do prisma 1 (b) .....110

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação entre as topologias multiníveis .....	44
Tabela 2 – Sequência de comutação para obter três níveis de tensão de saída num conversor convencional em cascata.....	46
Tabela 3 – Comparação entre as topologias dos conversores cc-cc .....	47
Tabela 4 – Comparação entre as topologias para a etapa de inversão .....	49
Tabela 5 – Possibilidades de comutação para a ponte H.....	61
Tabela 6 – Vetores adjacentes para cada um dos 24 tetraedros.....	73
Tabela 7 – Vetores de comando para cada braço do inversor .....	106
Tabela 8 – Vetores $V_0$ a $V_{15}$ após transformação .....	107
Tabela 9 – Identificação dos tetraedros .....	110
Tabela 10 – Matrizes para o cálculo das razões cíclicas dos vetores adjacentes não nulos .....	112
Tabela 11 – Sequência de comutação para os vetores adjacentes .....	113

## ISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BT	Baixa Tensão
ca	Corrente Alternada
cc	Corrente Contínua
DAB	<i>Single-phase Dual Active Bridge Converter</i>
DIF	Dispositivo de Identificação de Falha
FREEDM	<i>Future Renewale Eletric Energy Delivery and Management</i>
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
HF	<i>High Frequency</i>
MT	Média Tensão
NPC	Conversor com neutro grampeado
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PI	Proporcional Integral
PWM	<i>Modulation Pulse Width</i>
PV	Photovoltaic
REI	Rede Elétrica Inteligente
SiC	Carboneto de Silício
SST	<i>Solid State Transformer</i>
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
SVM	<i>Space Vector Modulation</i>
TBF	Transformador de Baixa Frequência
VUF	Voltage Unbalance Factor

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
1.1	A MODERNIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO .....	14
1.2	A IMPORTÂNCIA DO SST NAS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES.....	16
1.3	PROPOSTA DO TRABALHO .....	23
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	24
<b>2</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....</b>	<b>26</b>
2.1	IMPACTO NO NÍVEL DE TENSÃO .....	29
2.2	DESEQUILIBRIO DE TENSÃO.....	32
2.3	FLUXO REVERSO.....	36
<b>3</b>	<b>TOPOLOGIAS APLICADAS AO TRANSFORMADOR DE ESTADO SÓLIDO .....</b>	<b>40</b>
3.1	TOPOLOGIA DA ETAPA DE RETIFICAÇÃO .....	41
3.2	ESCOLHA DA TOPOLOGIA DA ETAPA DE ISOLAÇÃO .....	46
3.3	ESCOLHA DA TOPOLOGIA DA ETAPA DE SAÍDA INVERSÃO.....	48
3.4	CIRCUITO DO SST DE TRÊS ESTÁGIOS .....	50
3.5	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA .....	52
<b>3.5.1</b>	<b>Classificação de tecnologias de armazenamento de energia .....</b>	<b>53</b>
<b>3.5.2</b>	<b>Interação do SST com os sistemas de armazenamento de energia .....</b>	<b>55</b>
<b>4</b>	<b>ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DO SST .....</b>	<b>58</b>
4.1	CONTROLE DA ETAPA DE ENTRADA .....	59
<b>4.1.1</b>	<b>Controle do equilíbrio das tensões .....</b>	<b>64</b>
4.2	CONTROLE DA ETAPA DE ISOLAÇÃO.....	66
<b>4.2.1</b>	<b>Controle do equilíbrio de potência.....</b>	<b>68</b>
4.3	CONTROLE DA ETAPA DE SAÍDA.....	70
<b>4.3.1</b>	<b>Vetores de estado de comutação.....</b>	<b>71</b>
<b>4.3.2</b>	<b>Cálculo das razões cíclicas dos vetores adjacentes não-nulos.....</b>	<b>73</b>
<b>4.3.3</b>	<b>Sequência de comutação.....</b>	<b>74</b>

<b>5</b>	<b>ANÁLISE DA APLICAÇÃO DO SST NO CONTROLE DO PERFIL DA TENSÃO DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>78</b>
5.1	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES.....	83
5.1.1	Carga e distribuição de GD equilibradas .....	83
5.1.2	Carga e distribuição de GD desequilibradas.....	87
5.1.3	Conexão do sistema de armazenamento na rede .....	90
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>96</b>
6.1	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	98
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>99</b>
	<b>ANEXO 1 – MODULAÇÃO VETORIAL ESPACIAL TRIDIMENSIONAL .....</b>	<b>105</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 A MODERNIZAÇÃO DA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO

O setor elétrico mundial tem passado por amplo processo de reestruturação organizacional, mas ainda mantém as mesmas características do sistema apresentado no final do século, de modo que os elementos principais de uma representação simplificada se resumem à geração, transmissão e distribuição. Porém, atualmente, o maior desafio deste setor tem sido, além de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica, executar essas três ações com alto grau de confiabilidade, menor custo, disponibilidade, qualidade, segurança e mínimo impacto ambiental.

Como a maioria dos consumidores está conectadas no sistema elétrico de distribuição secundária, estes são atendidos com energia de baixa qualidade, uma vez que a compensação que ocorre na transmissão não garante uma melhora na qualidade da energia entregue aos mesmos e na distribuição esta evolução tem sido muito mais vagarosa.

Para solucionar problemas de controle, estabilidade da tensão e de qualidade energética é que surgem as redes elétricas inteligentes (REIs, em inglês *Smart Grids*), uma tecnologia que se resume a uma nova arquitetura de distribuição de energia elétrica, mais segura e inteligente, com grande capacidade de controle e monitoramento em tempo real. Essa tecnologia também leva em consideração a necessidade de incorporar à rede diferentes tipos de fontes de energia, como fontes geradoras descentralizadas renováveis, além de criar novas perspectivas de integração com novos tipos de consumidores, como por exemplo, os de veículos elétricos. Segundo (HUANG et al., 2011) as REIs irão mudar o paradigma do sistema elétrico, fazendo com a eletricidade o que a internet fez com a obtenção e troca de informação, afinal, hoje os usuários da rede mundial de computadores podem não somente consultar conteúdo, como também gerar.

Um dos principais objetivos das redes inteligentes é entregar a quantidade ideal de informação e controle de carga para clientes, distribuidores e operadores da rede, a fim de reduzir os custos e aumentar a eficiência energética.

Para aplicar toda essa ideia de controle e inteligência ao sistema elétrico de distribuição, a rede deve receber diversos sensores e controladores automatizados integrados com várias tecnologias diferentes, incluindo Tecnologia da Informação e Comunicação. Com essas novas tecnologias empregadas nas redes será mais fácil a detecção de interrupções. As informações em tempo real possibilitarão o isolamento das áreas afetadas por dispositivos



inteligentes e telecomandados, além de realizar o redirecionamento do fluxo de energia, de forma a manter o maior número possível de consumidores atendidos, ajudando na prevenção de interrupção de fornecimento e melhorando a qualidade do serviço prestado.

Com este novo layout que as redes elétricas inteligentes apresentam o fluxo de potência passa a ser bidirecional, permitindo que os usuários gerem sua própria energia através de, por exemplo, plantas solares ou eólicas, em que as mesmas são conectadas à rede, possibilitando vender para as concessionárias a energia excedente gerada, o que caracteriza a geração distribuída. Assim é criada a figura do “prossumidor”, que é aquele que além de consumir energia também a produz.

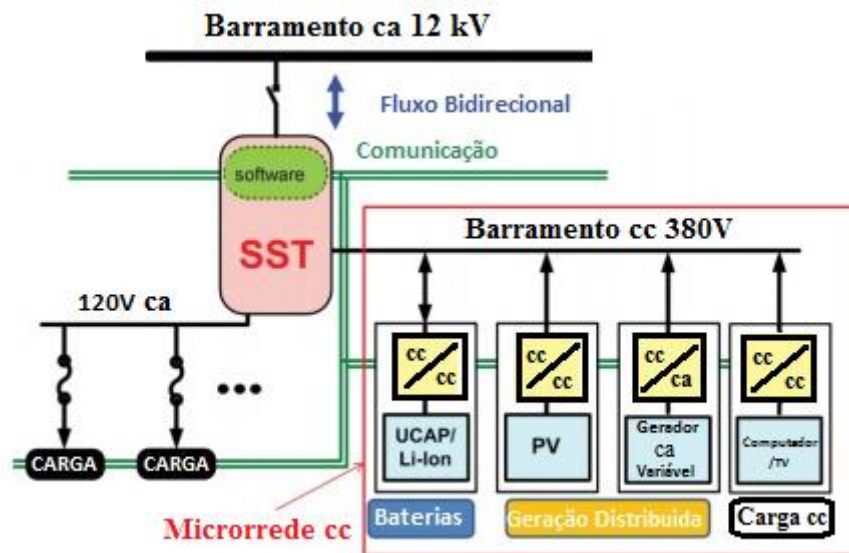
O Ministério de Minas e Energia (2010) afirma que a geração distribuída poderá ampliar o mercado de fornecimento, aliviando o sistema como um todo, já que ela se encontra próxima das regiões de consumo, considerando que a produção de energia, hoje atendida por grandes unidades geradoras, seja diluída entre os consumidores através dessa geração distribuída.

Um dos principais pontos para implantar as redes inteligentes associadas à automação da rede e da comunicação entre dispositivos é a instalação de medidores inteligentes, que possuem a capacidade de medir o fluxo bidirecional da energia, o fator de potência e horários de consumo dos usuários, podendo assim aplicar a cobrança de uma tarifa diferenciada.

Este novo projeto de rede, torna necessário sistemas eletrônicos inteligentes para gerenciar e estabilizar este sistema tanto corrente contínua (cc) quanto corrente alternada (ca). Para ocupar esta lacuna, foi desenvolvido o transformador eletrônico ou transformador de estado sólido (em inglês Solid State Transformer - SST) que, além de executar o papel convencional do transformador, também executa outras funções de controle da qualidade de energia elétrica e a interação com tensões cc e ca. Este dispositivo é essencial para a garantia do bom funcionamento das REIs, como pode ser visto na Figura 1 onde, na estrutura proposta pelo Centro de Pesquisas *Future Renewable Electric Energy Delivery and Management* (FREEDM) (HUANG et al., 2013), que é um dos centros que pesquisam as redes inteligentes, o SST é o equipamento central de toda rede de distribuição, sendo responsável por todo controle desta parte da rede em que foi introduzido, interagindo com cargas cc e ca. Como pode-se observar na figura 1, o SST pode tanto alimentar cargas ca como tem a capacidade de atender, através de um barramento cc, uma microrrede cc, podendo receber potência originária da geração distribuída, e pode ainda alimentar cargas cc. Caso a inserção de potência na rede seja maior que a demanda, o SST pode armazenar esta energia em baterias e reutilizá-la quando necessário ou, ainda, enviar este excesso para a rede de MT, realizando um

controle inteligente do fluxo de potência. Observa-se também que o SST interage com todas as cargas no ramal inserido através da comunicação, podendo gerenciar toda a rede de forma precisa e segura.

Figura 1 – Diagrama do futuro sistema de distribuição proposto pela FREEDM



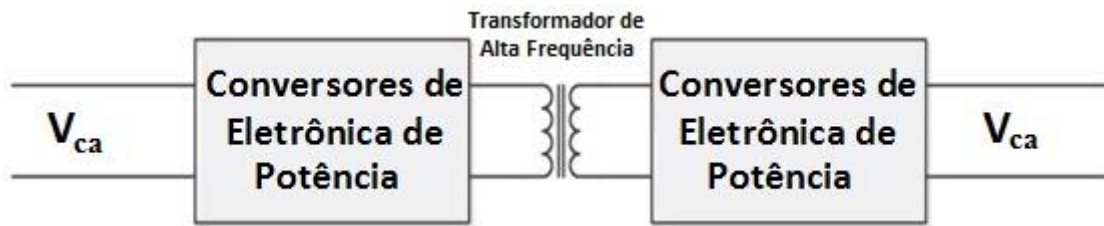
Fonte: Adaptado de Huang et al. (2013).

## 1.2 A IMPORTÂNCIA DO SST NAS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

A rede de distribuição de energia elétrica existente é caracterizada por diferentes níveis de tensão. A adequação e isolamento entre os diferentes níveis da rede são realizados por transformadores convencionais operados em uma frequência de 60 Hz.

O transformador é o dispositivo elétrico mais confiável e eficiente. Entretanto, os transformadores de distribuição convencionais de baixa frequência (TBF) perdem flexibilidade por não possuírem capacidade de controle inteligente do fluxo de potência bidirecional, interação com cargas cc e funcionalidades associadas à qualidade de energia, sendo estas requisitos para as modernas redes de distribuição. Então, analisando a evolução e a modernização do sistema elétrico, é pertinente imaginar que o transformador, o principal elemento do sistema, também sofra modificações de modo a se enquadrar nos novos modelos das REIs. Sendo assim, a substituição do convencional TBF por um transformador de média ou alta frequência, com conversores eletrônicos adequados acoplados em sua entrada e saída, resulta no Transformador de Estado Sólido (SST), como ilustra a Figura 2.

Figura 2 – Estrutura básica do SST



Fonte: Adaptado de Geetha et al. (2015).

O SST possui todos os requisitos que o conceito de *smart grid* requer. Desta forma, ele se transforma em um elemento essencial para as REIs, pois oferece maneiras de controlar o fluxo de eletricidade e fornece métodos flexíveis para a interface de geração distribuída com a rede. O SST também permite o controle do fluxo de potência, que é necessário para assegurar um funcionamento estável e seguro da rede. Um SST típico consiste de um retificador de ca-cc, um conversor cc-cc na etapa de isolamento e um inversor cc-ca.

O aumento da produção científica e o número de patentes sobre o SST nos últimos anos, tem mostrado que é um equipamento de extrema importância para a implementação e o correto funcionamento das REIs, além de ser uma tecnologia que tem amadurecido e está se consolidando, justificando os grandes investimentos de pesquisa sobre este assunto.

Segundo o centro de pesquisa de mercado *Markets e Markets* (2016), o investimento previsto no mercado de SST para 2017 é de aproximadamente US \$105,3 milhões. O mercado deve crescer nos próximos anos, com perspectivas de em 2020 chegar à ordem de US \$204,3 milhões. O SST será implementado principalmente nas atividades de geração de energias alternativas, locomotivas de tração elétrica e distribuição de energia. O mercado europeu deve contabilizar a maior quota, seguido pela Ásia e América do Norte. O mercado europeu deve se destacar neste setor devido à alta capacidade de fontes renováveis instaladas e por ser um mercado importante para os veículos elétricos.

Apesar de o convencional TBF ter sido usado desde a introdução dos sistemas ca para a conversão da tensão e isolamento de circuitos elétricos e de se ser uma tecnologia madura, barata, eficiente e confiável, ainda assim apresenta várias desvantagens, tais como (MERWE et al., 2009):

- Tamanho volumoso e pesado;
- Óleo do transformador pode ser prejudicial quando exposto ao ambiente;
- Saturação do núcleo produz harmônicas, o que resulta em elevadas correntes de energização;

- Características indesejadas no lado de entrada, como quedas de tensão, influenciam na tensão de saída;
- Harmônicas na corrente de saída tem uma influência sobre a entrada: dependendo da conexão do transformador, as harmônicas podem propagar-se pela rede ou levar a um aumento das perdas no enrolamento primário;
- Todos os transformadores convencionais apresentam regulação de tensão não perfeita;

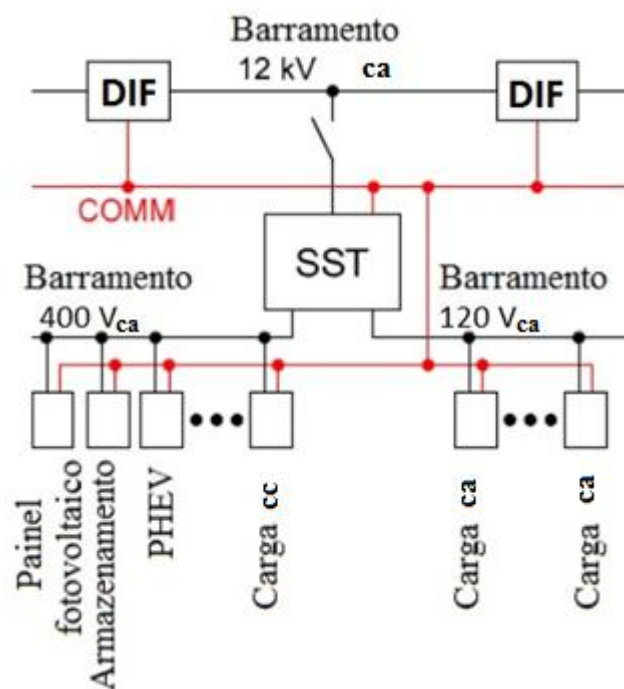
Sendo assim, a substituição do transformador convencional pelo SST, não se caracteriza por uma simples troca, pois, além do transformador eletrônico executar as mesmas funções do convencional, possui algumas vantagens e funções para melhorar a qualidade da energia, como, por exemplo (BHATTACHARTA et al., 2010; ROASTO et al., 2012):

- Tamanho e peso reduzido devido ao seu transformador de alta frequência: o tamanho do transformador é proporcionalmente inverso à sua frequência, portanto, um transformador menor para uma frequência mais elevada;
- Regulação instantânea da tensão;
- Alta controlabilidade, devido ao uso de eletrônica de potência;
- Correção do fator de potência;
- Controle do fluxo de potência ativa e reativa;
- Gerenciamento de falhas no lado da baixa e da média tensão;
- Boa capacidade de regulação da tensão;
- A saída pode ter diferentes frequências e número de fases do que a entrada;
- Possibilidade de entrada ou de saída cc;
- Capacidade de correção de sobretensão e subtensão, desde que o armazenamento de energia existente seja suficiente;
- Capacidade de manter a potência de saída para alguns ciclos devido à energia armazenada no capacitor do link cc (esse tempo depende da capacidade do capacitor);
- Detecção rápida de falhas e tomada de decisão de proteção;
- Isolação de falha, funcionando como um disjuntor: uma vez que os componentes eletrônicos de potência usados no SST estão desligados, o fluxo de eletricidade vai parar e o circuito é interrompido;
- Estrutura de Comunicação (*Smart Grid*).

O SST também fornece portas para uma integração adequada das fontes de energia distribuídas e dispositivos de armazenamento, aumentando, assim, a confiabilidade do sistema

de distribuição. Essa integração é mostrada na Figura 3, que apresenta o layout de uma REI proposto pelo centro de pesquisa FREEDM que, além de permitir a implementação do gerenciamento inteligente do sistema através de uma rede de comunicação segura (representada pelo barramento “COMM” na Figura 3), garante também a estabilidade e otimização do funcionamento do sistema de distribuição, ou seja, o SST consegue identificar quando alguma carga ou gerador se conecta à rede, tendo sempre o controle da demanda.

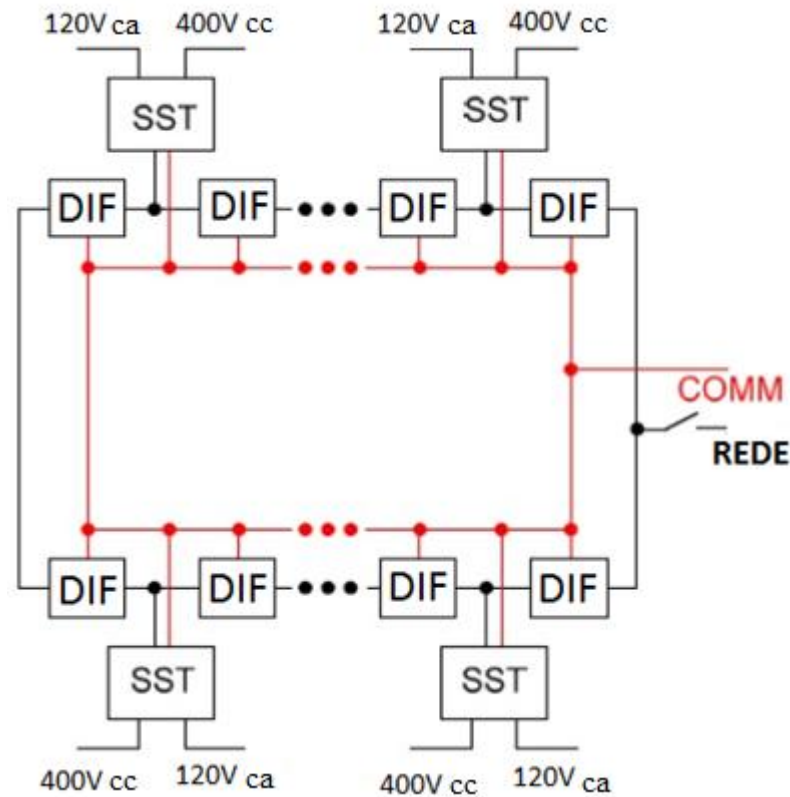
Figura 3 – Integração do SST com fontes de energia, dispositivos de armazenamento e diferentes cargas



Fonte: Adaptado de Karady et al. (2010).

Outro componente importante do sistema de distribuição FREEDM é o dispositivo de identificação de falha (DIF), que é um dispositivo de proteção rápida, implantado para permitir gerenciamento inteligente de falhas, garantindo que sistemas inteiros não sejam derrubados, como mostra a Figura 4.

Figura 4 – DIF em sistema de distribuição baseado no SST



Fonte: Adaptado de Karady et al. (2010).

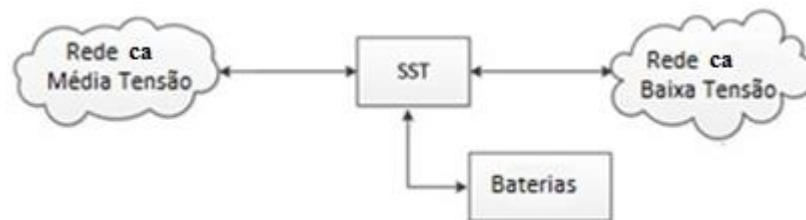
Outra característica em destaque do SST é a sua modularidade, pois a utilização de conversores modulares em sua estrutura possibilita a produção dos módulos em massa, diminuindo os custos de fabricação e facilitando a montagem e manutenção do sistema. Essa modularidade também permite a implementação de circuitos com redundância, elevando a confiabilidade do equipamento e tornando-o extremamente versátil, sendo possível aplicá-lo em diferentes níveis de tensão e potência.

O transformador de estado sólido pode realizar diferentes funções na rede inteligente, mas esta pesquisa vai limitar o seu âmbito às aplicações do SST como interface para geração distribuída e as redes inteligentes, pois, com o aumento das fontes de energias renováveis, os sistemas de energia do futuro terão que executar a gestão de energia inteligente, que é possível através do SST com interface direta com o sistema de distribuição. Para uma gestão eficiente e rápida das mudanças em diferentes cargas e fontes, o SST pode ser usado para ajustar dinamicamente a distribuição de energia na rede. A função do SST, como descrito no presente caso, é idêntica ao de um roteador, mas em vez de gerenciamento de dados, o SST

irá gerir o fluxo de energia. Por esta razão, o SST é por vezes também chamado de um roteador de energia (JUNEJA et al., 2011).

Diferente do transformador convencional, o SST pode controlar com precisão a quantidade de potência ativa que flui da rede de MT para a rede de BT. Isto é válido se do lado da rede de BT também houver fontes de geração distribuída, como painéis fotovoltaicos (em inglês *Photovoltaic* – PV). Ou ainda, o SST pode armazenar a potência excedente que a rede de BT gerar nos horários de pico de geração desses painéis fotovoltaicos e injetar novamente essa energia no horários de maior consumo, como representado na Figura 5.

Figura 5 – Aplicação do SST na rede



Fonte: Adaptado de Bhuskute et al. (2015).

Apesar das muitas vantagens e aplicações do SST, ele ainda enfrenta alguns desafios que o impedem de ter aceitação universal. Ser uma tecnologia emergente é o principal desafio, o que pode ser solucionado com a difusão do emprego do SST.

As desvantagens atuais do SST em comparação com o TBF podem ser resumidas como (MERWE et al., 2009):

- **Custo:** o menor custo dos transformadores tradicionais em relação a essa primeira geração dos SSTs. Porém, com a diminuição do preço dos semicondutores e circuitos de controle, o preço do SST também tende a diminuir; e o preço crescente de recursos, tais como o cobre e ferrite para construir os TBFs tem um efeito positivo sobre a implantação do SST. Além disso, o SST tem a vantagem da possibilidade de a parte eletrônica ser projetada com modularidade e capacidade expansiva.
- **Confiabilidade:** a natureza complexa do SST em um sistema não é tão confiável quanto ao transformador convencional. No entanto, um design modular do SST permite o isolamento e o contorno do problema através da redundância de módulos. Tal como acontece com todos os sistemas, espera-se que a confiabilidade do SST aumente à medida que a tecnologia amadureça.

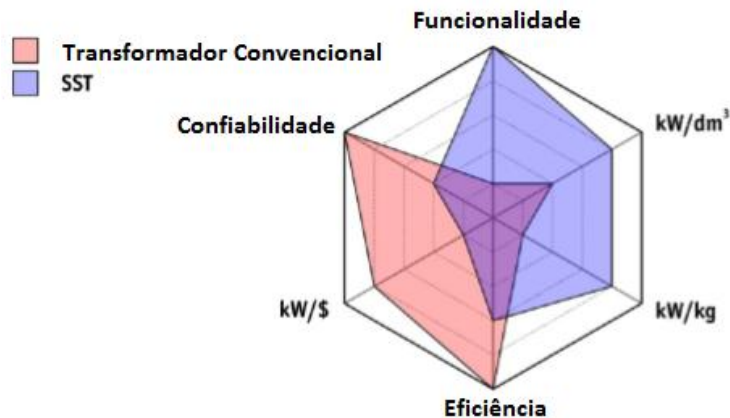
- **Isolação:** um dos grandes desafios da tecnologia do SST é a isolação dos dispositivos que compõem o equipamento, uma vez que se deseja não utilizar óleo para sua isolação e refrigeração.
- **Dissipação térmica:** uma vez que o transformador fica exposto a elevadas temperaturas ambientes (no caso de países tropicais como o Brasil) somado às perdas térmicas por parte dos componentes, uma das grandes vantagens do SST é seu tamanho reduzido que, no design final do equipamento, poderá contar com refrigeração a água ou ventilação forçada. Porém, todas essas possibilidades precisam ser melhor estudadas para um projeto final eficiente.
- **Eficiência:** a eficiência do SST é difícil de ser comparada com a do transformador convencional, pois ainda não está claro qual será o rendimento de um SST quando a tecnologia estiver madura, uma vez que os valores na literatura variam entre 90% e 98,1% (em comparação com o TBF, que é  $> 97,3\%$ ).

Apesar das suas desvantagens, o aumento das funcionalidades de uma rede de distribuição com um SST faz este conceito economicamente viável em um futuro próximo, além de sua aplicação em aeronaves e navios, nos quais a alta qualidade de conversão de energia é extremamente desejável.

Na Figura 6 é apresentado um hexaedro comparativo entre as características do TBF e o SST, onde observa-se que em relação à funcionalidade, potência, tamanho e peso o SST tem vantagem sobre o TBF, justamente por trabalhar com transformador de alta frequência que possui menor tamanho e peso mas entrega a mesma potência, o que resulta em uma relação potência/peso (kW/Kg) e potência/tamanho (kW/dm<sup>3</sup>) mais interessante. Porém, no quesito confiabilidade, eficiência e custo, o SST ainda é desvantajoso em relação ao TBF, pois o TBF é um componente extremamente robusto e com uma tecnologia bastante difundida, mas estes são os pontos em que a tecnologia do SST tende a melhorar conforme se consolida. Além disso, a eletrônica de potência embarcada no SST viabiliza a execução de várias funcionalidades de qualidade de energia que o TBF tradicional não tem capacidade de executar.



Figura 6 – Hexaedro de comparação entre as características do TBF e do SST



Fonte: Adaptado de Kolar et al. (2014).

Nos últimos anos, os custos da eletrônica de potência têm diminuído e os componentes tem se tornado mais confiáveis, com menor perda, maior capacidade de potência e maior frequência de trabalho, principalmente com o desenvolvimento de componentes de caborneto de silício (SiC), em que se espera que a eficiência dos transformadores de estado sólido construídos com estes novos componentes, possam atingir 98% de rendimento ficando bem próximo dos transformadores convencionais (rendimento de > 97,3%). Com a redução dos preços dos componentes e o fato do SST poder vir a substituir certos dispositivos na rede, faz com que o SST se torne uma alternativa potencialmente viável economicamente (HATUA et al., 2011; SHE et al., 2013).

### 1.3 PROPOSTA DO TRABALHO

A crescente exigência por parte dos consumidores em receber uma energia de melhor qualidade e com um menor custo impulsionou o aumento da penetração das energias renováveis e da implantação da geração distribuída, composta, em sua maioria, por painéis fotovoltaicos. Com isso, o layout do sistema elétrico de distribuição é alterado e o controle do fluxo de potência e as operações do sistema ficam muito mais complexos. O alto índice de inserção dessas novas fontes de energia descentralizadas na rede de distribuição acarreta no problema da elevação do nível de tensão que, por sua vez, influencia a amplificação do desequilíbrio de tensão entre as fases e altera o fator de potência, devido ao excedente de potência injetado na rede, uma vez que o pico de geração dos painéis fotovoltaicos é diferente do pico de consumo da rede.

Portanto, esta dissertação propõe-se a analisar os impactos que ocorrem na rede de distribuição conforme o nível do índice de penetração de geração distribuída vai aumentando e propõe-se a utilizar algumas das funcionalidades do transformador de estado sólido para controlar o fluxo de potência dessa rede alterado pela elevada penetração de geração distribuída, com o intuito de contribuir com a melhora no problema de elevação do nível de tensão. O SST pode regular os níveis de tensão na rede de distribuição interagindo através da comunicação com sistemas de armazenamento, podendo armazenar toda ou parte da energia excedente da geração distribuída. Outra possibilidade de regulação dessa tensão na rede é o SST ajustar a amplitude da tensão fornecida por ele à rede.

#### 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

A presente dissertação de mestrado é dividida em seis capítulos mais Referências Bibliográficas. O primeiro capítulo apresenta as principais justificativas para a modernização da rede elétrica de distribuição e a importância da introdução do transformador de estado sólido nas redes elétricas inteligentes, apresentando na sequência a motivação para realização da pesquisa e os principais objetivos da mesma.

O Capítulo 2 é destinado à definição de geração distribuída, os motivos que têm levado à penetração desse tipo de geração, principalmente a fotovoltaica, na rede de distribuição e os impactos mais relevantes para esse trabalho que essa penetração tem acarretado na rede.

O Capítulo 3 aborda a definição das diferentes topologias para cada etapa do SST, determinando qual topologia é mais adequada para atender aos objetivos dessa pesquisa, apresentando ao final dessa descrição uma visão geral do SST com todas as etapas já definidas e como um sistema de armazenamento pode ser acoplado a esse SST.

O Capítulo 4 apresenta o detalhamento das estratégias para controlar cada etapa do SST, propondo equilibrar as tensões na etapa de retificação, equilibrar a potência da etapa de isolamento e gerar o sistema trifásico a quatro fios na etapa de inversão.

O Capítulo 5 aplica-se à proposta da dissertação de se beneficiar da capacidade do SST de controlar a tensão da rede de distribuição e de interagir com sistemas de armazenamento que viabilizarão armazenar energia para utilizar em momento oportuno, demonstrando essas funcionalidades através de simulações com resultados apresentados graficamente.

O Capítulo 6, por fim, é destinado às conclusões do trabalho e prospecção de novas frentes de pesquisa relacionadas ao tema da dissertação.

## 2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A reestruturação do sistema elétrico, ocorrida em diversos países, incluindo o Brasil, possibilitou a alteração do paradigma de que os sistemas de distribuição só fossem projetados e operados para uma topologia radial sem a presença intermediária de fontes de energia, tal que a energia fluísse somente em uma direção. Essa reestruturação trouxe uma nova alternativa de topologia conhecida como geração distribuída (GD), que pode ser explicada como sendo qualquer fonte de geração de energia elétrica que esteja integrada internamente ao sistema de distribuição, independente de sua natureza, renovável ou não renovável.

Essas tecnologias são instaladas próximas aos consumidores, em contraste com as grandes centrais de energia, que se encontram distantes dos consumidores finais, necessitando de longas linhas de transmissão para que a energia flua para seu destino. Sua implementação não muda a topologia das redes de distribuição radial, mas o fluxo de potência não será mais em uma única direção (OLIVEIRA, 2010).

Os recursos energéticos distribuídos podem representar diferentes tipos de tecnologia, incluindo dispositivos de microgeração, de carga flexível e armazenamento de energia. Muitos tipos de tecnologia de microgeradores são projetados para utilizar fontes de energia renováveis a fim de gerar eletricidade. Entre elas, destacam-se as unidades de geração distribuída com base eólica, fotovoltaica e biomassa (MOREIRA, 2017).

A GD possui basicamente duas funções relevantes: como fonte de energia, essencialmente voltada para atender cargas que lhe são contíguas, seja para autoconsumo industrial ou predial, com ou sem produção de excedentes, seja para suprir necessidades locais de distribuição de energia; ou como reserva descentralizada, isto é, como um parque descentralizado capaz de suprir seja as necessidades momentâneas de excesso de demanda (demanda de ponta) ou para cobrir interrupções no fornecimento da rede.

Os motivos que mais tem contribuído para a penetração de geração distribuída no sistema elétrico mundial são:

- Consumidores procurando uma maior eficiência na qualidade e continuidade no fornecimento de energia e investidores atraídos por preencher esta lacuna no mercado de geração.
- A flexibilidade de implantação em curto espaço de tempo em relação às grandes centrais.
- A utilização da GD para operação nos horários de pico, evitando a flutuação no preço da energia, já que as tarifas são na maioria das vezes diferenciadas nestes horários.

Nos casos em que o valor da tarifa é diferenciado em função da localização da instalação, aumenta o interesse do investidor em implantar sua geração próxima a centros de carga, com claras vantagens para a tecnologia de GD.

- Quando são utilizadas fontes renováveis de energia (eólica, solar ou biomassa), a GD apresenta ganhos ambientais importantes quando comparada com a queima de recursos fósseis da geração centralizada nas usinas termelétricas, ou a construção de grandes reservatórios nas hidrelétricas. Sendo assim, a utilização em larga escala da GD permite que a humanidade possa usufruir dos confortos disponibilizados pela energia elétrica de forma sustentável, com menor agressão ao meio-ambiente (OLIVEIRA, 2010).
- Algumas tecnologias de GD reduzem emissões de CO<sub>2</sub> e, assim, posicionam-se no sentido de auferir recursos internacionais capazes de subsidiar o investimento correspondente através de créditos de carbono. Na Europa, a minimização da emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) é um dos principais alvos do continente para um crescimento inteligente, sustentável e inclusivo. As metas definidas pelo Conselho Europeu em Junho de 2010 incluem o objetivo de reduzir 20% do consumo de energia primária até 2020. Como as emissões de gases de efeito estufa provenientes da utilização dessa energia primária representam quase 80% do total da União Europeia, o uso eficiente do insumo pode dar uma importante contribuição para diminuir os níveis de carbono e para combater as alterações climáticas. No Brasil, o Plano Nacional de Energia 2030, desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia com colaboração da Empresa de Pesquisa Energética no período 2006-2007, destaca também a importância da disseminação de políticas que contribuam para a redução de emissão de gases de efeito estufa. (MOREIRA, 2017; RIBEIRO et al., 2005).
- Com relação aos ganhos sistêmicos, a GD pode reduzir as perdas elétricas, à medida que atende a carga localmente.
- A GD cria uma condição auto-regulada de apoio à geração centralizada, pois insere no sistema gerações prontas para injetar excedentes na rede ou substituir a ausência de energia, levando a um aumento de confiabilidade no atendimento à carga (RIBEIRO et al., 2005).

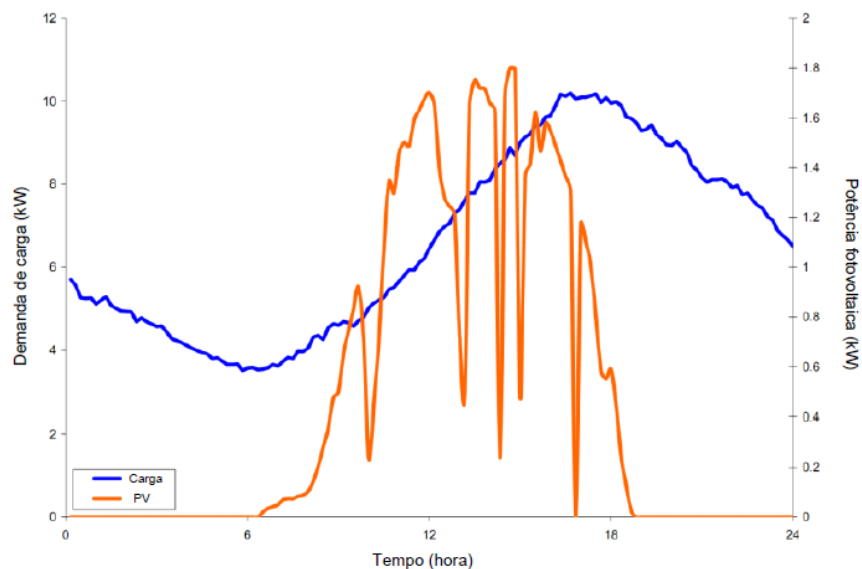
Mesmo diante de tantos benefícios decorrentes desta tecnologia, é preciso levar em consideração que, dependendo da tecnologia de GD empregada, em que ponto do sistema é conectada e do aspecto de qualidade, a inserção de GD pode contribuir para melhorar ou deteriorar a qualidade de energia. Uma baixa quantidade de geração distribuída inserida na

rede de distribuição de BT traz pouca preocupação para o sistema, porém uma vez que este número de interação da geração distribuída com a rede cresce, pode ocasionar grandes desafios de operação em redes de distribuição.

A instalação de energia solar fotovoltaica tem crescido consideravelmente no mundo nos últimos anos, quebrando recorde a cada ano, chegando a 301,5 GW de capacidade mundial instalada em 2016. Em vários países a geração fotovoltaica representa uma importante fonte de energia; na Itália, na Alemanha e na Grécia este tipo de geração representa mais de 7% da demanda nacional de eletricidade (SOLARPOWER, 2015). No Brasil esse crescimento e o investimento neste método de geração não são diferentes. Segundo o Ministério de Minas e Energia, em 2016 o Brasil fechou o ano com aproximadamente 80 MW de potência instalada e projeta estar entre os 15 países maiores geradores de energia solar em 2018, ao se considerar a operação da potência já contratada de 2,6 GW (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2017). Portanto, considerando que esse tipo de geração distribuída é o que mais cresce no mundo e que, no Brasil, a quantidade de irradiação solar contribui com a utilização dessa tecnologia, este trabalho dará ênfase nessa categoria de geração distribuída.

A Figura 7 ilustra a curva diária típica da potência fornecida por um sistema fotovoltaico e o perfil de carga residencial. É possível observar que o pico da geração ocorre em um momento diferente do pico da demanda.

Figura 7 – Curvas diárias da potência fotovoltaica e da demanda de carga



Fonte : Adaptado de Smith et al. (2011).

Durante essas condições de alta produção e baixa demanda de carga, pode ocorrer fluxo de energia reversa no alimentador, elevação da tensão ao longo dos alimentadores de rede e variações da magnitude da tensão em relação aos limites de projeto, podendo acarretar sobrecarga nos componentes da rede (DEMIROK et al., 2011). Como a maioria das instalações fotovoltaicas, são painéis solares monofásicos e estão instalados no telhado das residências e conectados à rede de distribuição, se esses inversores fotovoltaicos estiverem distribuídos de forma desigual entre as três fases do sistema, um problema de integração adicional é representado pelo desequilíbrio de fase de tensão (MOREIRA, 2017; OLIVEIRA, 2010).

A inserção de fontes de energia no sistema de distribuição sempre envolverá questões de ordem técnica no funcionamento dos sistemas de energia. Portanto, para evitar que estas conexões prejudiquem a qualidade da operação desses sistemas, estudos estão sendo realizados atualmente nesta área para minimizar os problemas e maximizar os benefícios da GD (MOREIRA, 2017).

Sendo assim, os impactos na qualidade de energia causados pela penetração de fontes de geração distribuída, relevantes para esta pesquisa serão analisados a seguir.

## 2.1 IMPACTO NO NÍVEL DE TENSÃO

A geração distribuída tem um impacto sobre vários aspectos relacionados à operação das redes elétricas de distribuição. Este impacto pode ser substancialmente significativo para os níveis de tensão da rede, podendo extrapolar os limites máximos e mínimos estabelecidos pelas normas, influenciando a qualidade da energia entregue aos consumidores.

Devido à natureza estocástica da irradiância solar, as unidades fotovoltaicas são consideradas incontroláveis em relação à potência ativa.

A corrente de carga que flui através das impedâncias da linha e dos transformadores de distribuição faz com que a tensão caia ao longo da rede, porém, com as unidades fotovoltaicas distribuídas ao longo da rede e fornecendo potência, a corrente extraída da rede MT reduz, resultando em perfil de tensão melhorado. Esta observação é válida enquanto a geração dos painéis fotovoltaicos for suficiente para atender a demanda de carga e o fluxo de energia líquido for da rede primária para a carga final. Uma vez que as perdas das linhas segundo a lei de Joule são definidas como:

$$P_{\text{Joule}} = R \times I^2 \quad (1)$$

As perdas de linha aumentam com  $I^2$ , mas se a corrente for reduzida pela metade, as perdas de linha seriam reduzidas em quatro vezes. Os sistemas de GD podem ser implantados em um alimentador para reduzir as perdas de linha, especialmente se estiverem localizadas perto das cargas mais significativas, contribuindo com uma melhor regulação do nível de tensão. Por outro lado, pode ocorrer condições de baixa demanda por parte da rede e uma alta geração por parte da GD, fazendo com que a quantidade de potência ativa ou reativa seja excessiva em comparação com o consumo de carga, resultando em um aumento da tensão nas localizações em que as unidades fotovoltaicas estão conectadas à rede. Este efeito pode ser ainda agravado pela ação de bancos de capacitores de correção de tensão.

A quantidade máxima de energia que pode ser fornecida a uma rede pela geração distribuída é limitada pelas variações de tensão no ponto de acoplamento comum (PAC) e na faixa de tensão permitida da rede (AUDRIG et al., 2003). Segundo (PRATA, 2006) a variação da tensão ( $\Delta V$ ) pode ser calculada como uma função da potência de curto-circuito e do ângulo no PAC, bem como a potência nominal e o ângulo da unidade GD, como na equação (2).

$$\Delta V = \frac{S}{S_{pac}} \cdot e^{j(\gamma - \phi)} \quad (2)$$

Onde:  $\Delta V$  = Variação da Tensão

$\phi$  = Ângulo do fator de potência da GD

$S$  = Potência Complexa da GD

$S_{pac}$  = Potência de curto-circuito na PAC

$\gamma$  = Ângulo de curto-circuito no PAC

Diversas pesquisas científicas analisam o impacto no nível de tensão proveniente da penetração da geração distribuída. Em Quiroga et al. (2016) é avaliado o impacto sobre a qualidade da tensão para diversos cenários de inserção da GD à rede de distribuição. O resultado desta pesquisa é apresentado na Figura 8 através de um perfil diário da tensão de uma rede de distribuição de BT para vários valores de inserção de unidades fotovoltaicas. A pesquisa ainda investigou os limites de inserção de GD na rede ou, em outras palavras, que porcentagem de prosumidores é necessária para que os níveis de tensão aumentem acima dos

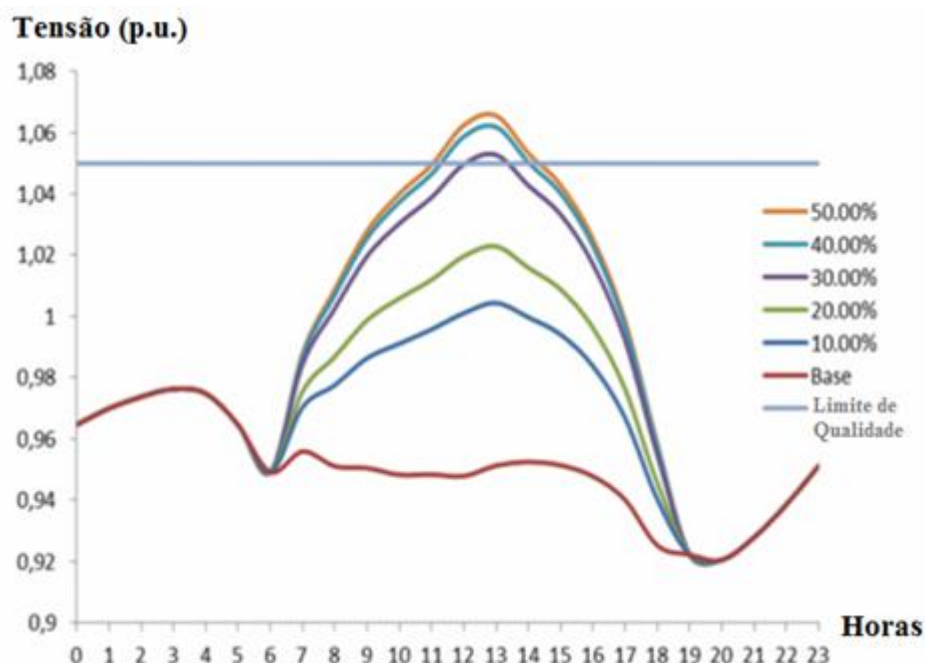


limites regulatórios definidos pela ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL, 2014).

Analisando a Figura 8 algumas observações devem ser consideradas, como: o pico de geração que ocorre entre 12:00 e 14:00 horas não contribui significativamente com o nível de tensão na hora de demanda máxima (entre as 18:00 e 21:00 horas), uma vez que o pico da geração e o pico da demanda não se sobrepõem, devido ao comportamento de consumo da rede. O traço nomeado como base é o comportamento do nível da tensão sem nenhum tipo de geração distribuída conectada a rede.

Uma primeira análise do perfil de tensão apresentado, mostra que uma porcentagem baixa de penetração, no caso 10%, contribui positivamente para a regulação da tensão, alterando o nível da tensão de 0,95 p.u. para aproximadamente 1,00 p.u. no momento de maior geração. Uma segunda análise demonstra que quanto maior o índice de inserção de GD na rede, maior será a magnitude da tensão, principalmente no horário de maior geração, tanto que para valores de penetração igual ou superior à 30%, a amplitude da tensão da rede de BT ultrapassa o limite regulatório, que é definido como 1,05 p.u.

Figura 8 – Perfil de tensão de uma rede BT para diferentes níveis de inserção de GD



Fonte: Adaptado de Quiroga et al. (2016).

Cada rede de distribuição tem um comportamento próprio, sendo necessário o responsável pelas mesmas, no caso as concessionárias, efetuar uma análise individual e o

planejamento para a determinação do nível de penetração de GD, de forma a não produzir impactos negativos na rede.

Caso ocorra a desconexão dos geradores da rede, a queda da tensão ao longo do alimentador poderá reduzir a qualidade da tensão, fazendo com que a mesma fique abaixo dos níveis permitidos. Exemplos disso são: se uma grande nuvem cobrisse uma boa parte dos sistemas fotovoltaicos diminuindo a potência gerada, ou ainda, se ocorresse um curto-circuito severo fazendo com que os geradores rapidamente se desconectassem da rede. Nestes casos, o regulador de tensão irá atuar, reajustando a posição do tap do transformador para se adequar às novas condições do sistema elétrico, porém, durante este intervalo de adequação os consumidores estariam sujeitos a um afundamento da tensão.

## 2.2 DESEQUILIBRIO DE TENSÃO

Na rede de distribuição de BT, a penetração da GD é composta em sua grande maioria por painéis fotovoltaicos monofásicos ou bifásicos e, como qualquer carga monofásica/bifásica distribuída de forma desigual ao longo da rede de distribuição, pode acarretar o desequilíbrio de tensão no sistema trifásico de distribuição. A representação deste desequilíbrio é dada por uma variação na amplitude e/ou na alteração de sua relação normal de fase de 120 graus, tendo como consequência a existência de componentes de sequência negativa, uma vez que o sistema não está operando de forma simétrica.

O desequilíbrio de tensão é um problema de qualidade de energia frequentemente encontrado em redes de distribuição de baixa tensão, porém pode ser amplificado com o aumento da inserção da GD à rede. As causas do desequilíbrio de tensão são complexas, mas podem ser categorizadas como estruturais ou funcionais. O primeiro se refere à assimetria nas impedâncias trifásicas de linhas de transmissão/distribuição, cabos, transformadores, entre outros, e ocorre porque não é econômico nem necessário manter o sistema de distribuição com impedâncias perfeitamente simétricas. Já o segundo está diretamente ligado ao modo em que as cargas são distribuídas na rede (SINGH et al., 2007).

Este desequilíbrio traz para a rede consequências como: alta corrente no cabo do neutro, elevações de tensão no ponto de conexão e ainda pode prejudicar o funcionamento de motores de indução e equipamentos de regulação de tensão.

O sistema elétrico pode apresentar diferentes tipos de desequilíbrio de tensão. Os oito mais típicos conhecidos pela literatura científica são apresentados a seguir:

- 1) Desbalanceamento de subtensão monofásica - **1 $\phi$  - SUB**
- 2) Desequilíbrio de subtensão de duas fases - **2 $\phi$  - SUB**
- 3) Desequilíbrio de subtensão em três fases - **3 $\phi$  - SUB**
- 4) Desbalanceamento de sobretensão monofásica, - **1 $\phi$  - SOB**
- 5) Desequilíbrio de sobretensão de duas fases - **2 $\phi$  - SOB**
- 6) Desequilíbrio de sobre tensão em três fases - **3 $\phi$  - SOB**
- 7) Deslocamento de ângulo de fase única desigual - **1 $\phi$  - A**
- 8) Deslocamento desigual de ângulo duplo - **2 $\phi$  - A**

A Figura 9 demonstra cada tipo de desequilíbrio citado anteriormente, onde cada círculo representa o valor de 1 pu para a tensão.

O nível de desequilíbrio da tensão é influenciado pelo carregamento do alimentador em que o sistema fotovoltaico é conectado. Em Mitra et al. (2012), um estudo apresentou dois cenários com diferentes níveis de carga para uma rede de distribuição em 12,47 kV. Para o primeiro caso, a potência gerada pela GD constituía cerca de 57,14% da carga. Já para o segundo cenário, a carga foi aumentada e a penetração da energia fotovoltaica passou a corresponder a 21,81%. Com isso, foi possível observar que na condição de carga pesada (cenário 2), a geração distribuída reduziu a queda da tensão da linha e melhorou o desequilíbrio da tensão, mas no caso 1 em que a carga era leve houve uma piora no fator de desequilíbrio, sendo que essa alteração do fator de desequilíbrio também depende do carregamento das fases e da localização dos geradores fotovoltaicos.

Figura 9 – Tipos de desequilíbrio de tensão

		Fasores	Comportamento no tempo
<b>Tipos de Desequilíbrio</b>	T1 1Φ-SUB		
	T2 2Φ-SUB		
	T3 3Φ-SUB		
	T4 1Φ-SOB		
	T5 2Φ-SOB		
	T6 3Φ-SOB		
	T7 1Φ-A		
	T8 2Φ-A		

Fonte: Adaptado de Rodriguez et al.(2015).

Como já foi discutido, grandes desequilíbrios de tensão na rede de distribuição pode gerar grandes problemas para as cargas mais sensíveis, por isso, muitos países utilizam como limite um fator de desequilíbrio de tensão (em inglês *Voltage Unbalance Factor* - VUF) em torno de 2% (PILLAY et al., 2001). A literatura apresenta várias formas de calcular o fator de desequilíbrio; segundo Rodriguez et al. (2015) a forma mais confiável é o método proposto pelo IEC (International Electrotechnical Commission), uma vez que considera não apenas as amplitudes das fases, mas também dos ângulos. Com este método, o fator de desequilíbrio de tensão pode ser deduzido da seguinte maneira:

$$\%VUF = \frac{V_2}{V_1} \times 100\% \quad (3)$$

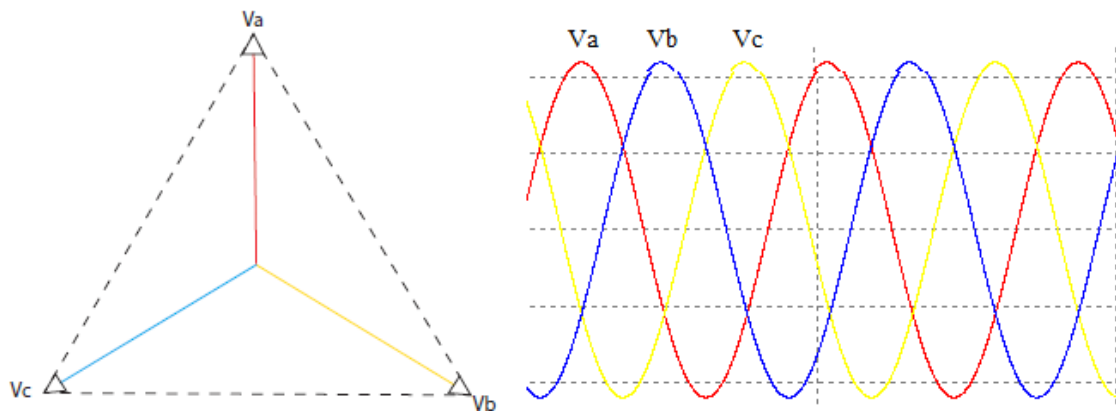
Onde:  $V_2$  é o componente da sequência negativa e  $V_1$  a componente da sequência positiva.

Para o conjunto de tensões de fase desequilibradas  $V_a$ ,  $V_b$  e  $V_c$ , a componente positiva ( $V_1$ ) e a componente negativa ( $V_2$ ) são calculadas pela seguinte transformação:

$$\begin{aligned} V_1 &= \frac{V_{ab} + a^2 * V_{bc} + a * V_{ca}}{3} & \text{Sendo: } a &= 1 \angle 120^\circ \\ V_2 &= \frac{V_{ab} + a * V_{bc} + a^2 * V_{ca}}{3} & a^2 &= 1 \angle 240^\circ \end{aligned} \quad (4)$$

Analisando a equação (4), é possível verificar que o fator de desequilíbrio está diretamente ligado à amplitude das tensões e o porquê da alta penetração de GD poder amplificar o efeito de desequilíbrio na rede, uma vez que a GD pode alterar a magnitude das tensões. Na Figura 10 verificamos um sistema trifásico equilibrado, onde todas as fases possuem os módulos das tensões iguais.

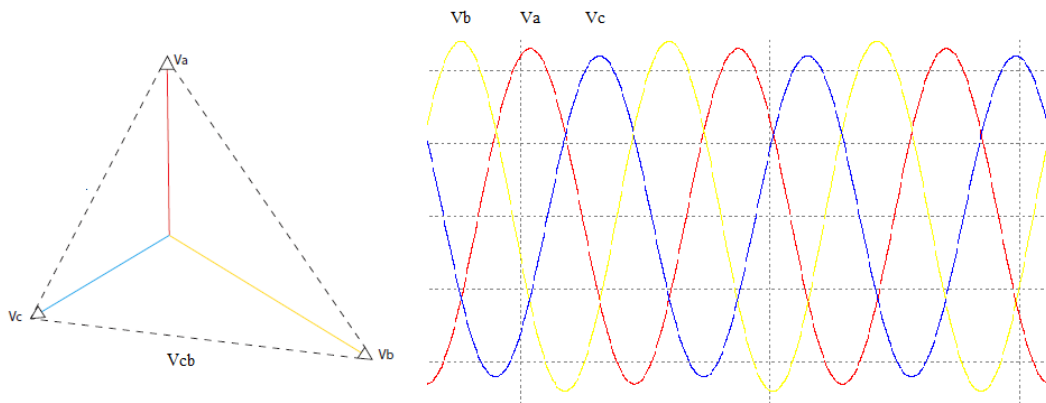
Figura 10 – Sistema trifásico equilibrado



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 11 é apresentado uma sistema trifásico desequilibrado devido à alta penetração de GD dividida de forma desigual entre as fases. Para o caso demonstrado, é possível observar que a amplitude da fase B é a maior, seguida da fase A e depois da fase C. Essa diferença entre as fases afeta a amplitude das tensões de linha e, conseqüentemente, o fator de desequilíbrio.

Figura 11 – Sistema trifásico desequilibrado pela distribuição desigual de GD entre as fases

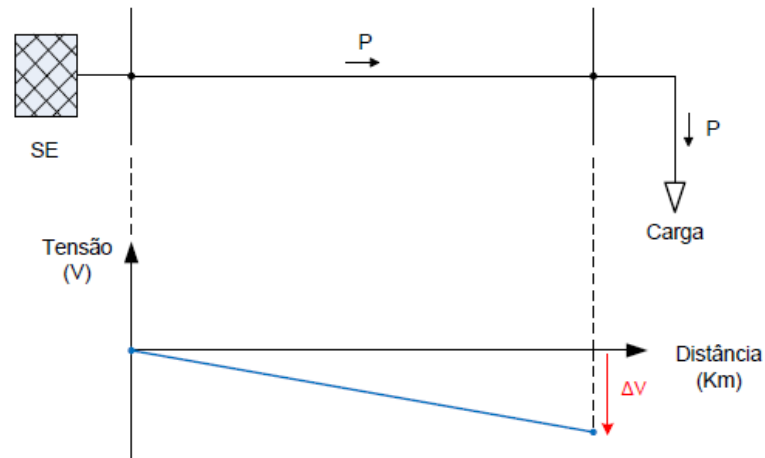


Fonte: Elaboração do próprio autor.

### 2.3 FLUXO REVERSO

Os sistemas de distribuição foram projetados para o fluxo de energia unidirecional na linha, ou seja, da subestação para a carga. A Figura 12 ilustra este comportamento, de modo que é possível observar a queda de tensão que ocorre ao longo da linha.

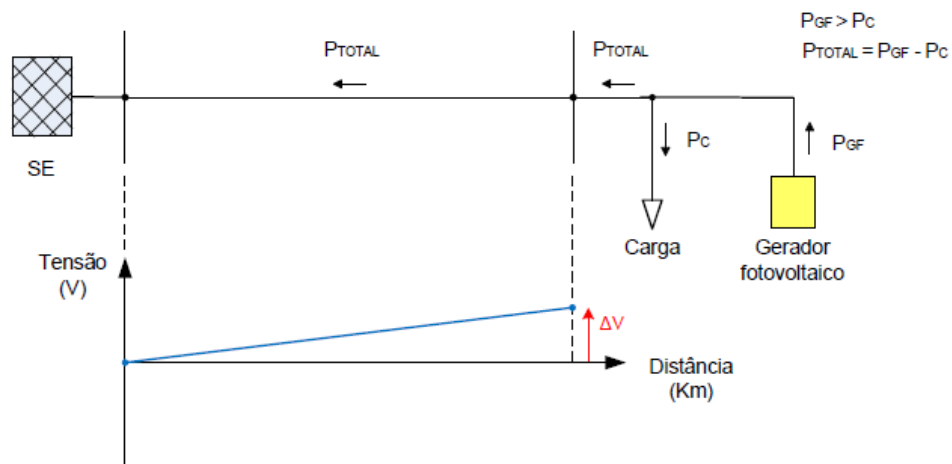
Figura 12 – Condição convencional para uma rede de distribuição



Fonte: Paludo (2014).

O alto índice de inserção de painéis fotovoltaicos conectados à rede de distribuição pode resultar na inversão do sentido do fluxo de potência. Isso ocorre em situações onde há grande produção e pequena demanda na rede de distribuição de baixa tensão, ou seja, em condições em que a geração fotovoltaica é maior que a demanda local, como ilustra a Figura 13.

Figura 13 – Cenário para uma rede de distribuição com geradores PV instalados no final da linha



Fonte: Paludo (2014).

O fluxo reverso está diretamente ligado ao nível de penetração de GD e à capacidade livre dos transformadores, como pode ser observado na equação (5) (MOREIRA, 2017).

$$P_{\text{TRAFO-LIVRE}} = [(P_{\text{TRAFO}}) * K_{\text{TRAFO}} + P_{\text{MIN}}] * F_{\text{SIMULT}} - P_{\text{GD}} \quad (5)$$

Onde:

$P_{\text{TRAFO-LIVRE}}$  - capacidade livre do transformador;

$P_{\text{TRAFO}}$  - potência nominal do transformador;

$K_{\text{TRAFO}}$  - fator de carga ideal do transformador;

$P_{\text{MIN}}$  - potência mínima medida na rede durante a máxima produção das fontes distribuídas;

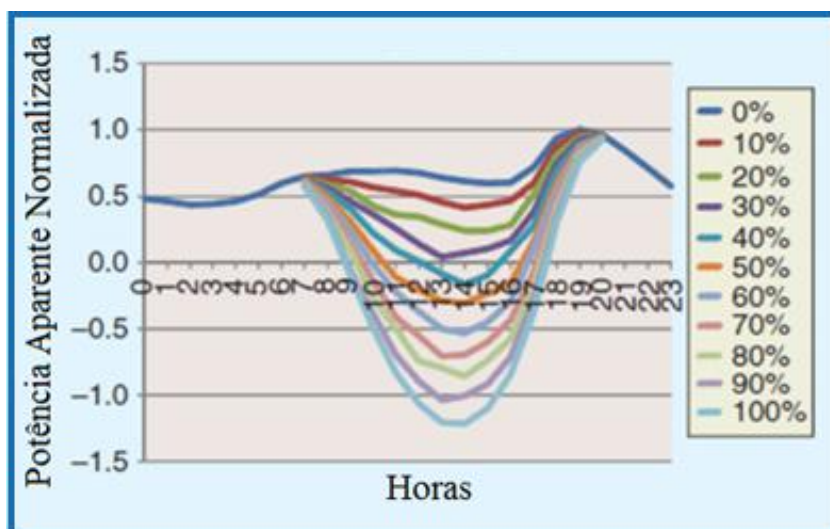
$P_{\text{GD}}$  - potência das fontes que já estão operando na rede;

$F_{\text{SIMULT}}$  - fator de simultaneidade.

O fator de simultaneidade é a relação entre a potência mínima medida na rede e a máxima produção das fontes distribuídas, sendo esta informação extremamente importante para se determinar a carga livre do transformador.

O aumento da quantidade de sistemas fotovoltaicos pode levar a condições inversas de fluxo de energia em níveis de alimentador e subestação, como mostrado na Figura 14, que apresenta o comportamento do fluxo de potência para vários níveis de penetração de GD. Em cenários de alta penetração, a potência total fornecida pela GD provavelmente compensará a carga que está sendo atendida pelo transformador. A direção do fluxo de potência será invertida e a energia começará a ser exportada através do transformador para o sistema elétrico.

Figura 14 – Fluxo de Potência Reversa para vários níveis de penetração de GD

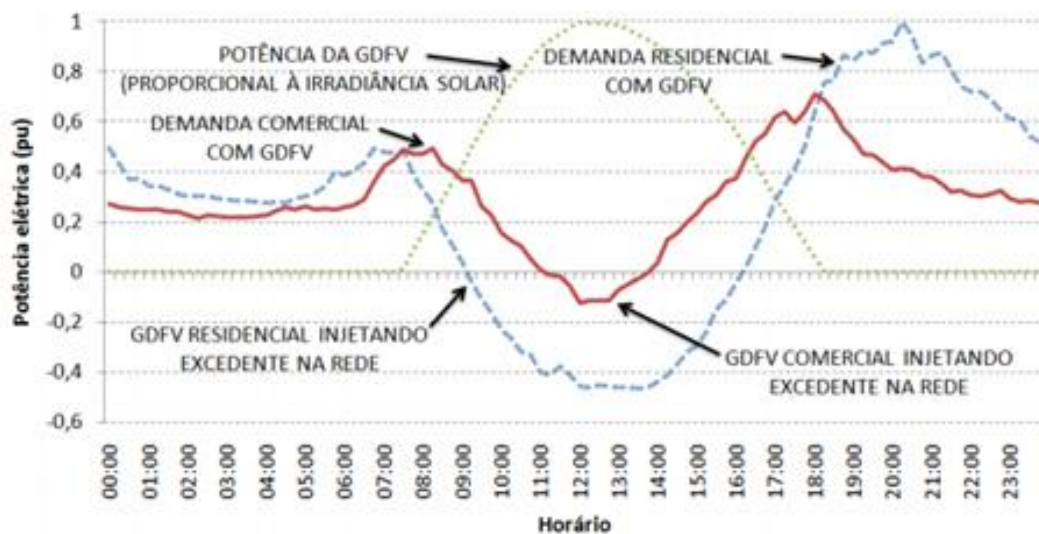


Fonte: Adaptado de Katiraei et al. (2011).



Shayani (2010) apresenta uma análise do comportamento de uma rede que atende uma demanda comercial e residencial e, conseqüentemente, recebe potências desses dois perfis de clientes. Nesse exemplo, tanto a demanda máxima comercial quanto a residencial, vale 1 p.u. A irradiância solar também possui uma potência máxima equivalente a 1 p.u. Observando a Figura 15, verificamos que a utilização das unidades fotovoltaicas faz com que, durante determinado horário do dia (comercial: entre 11hrs e 14hrs, residencial: entre 9hrs e 16hrs), a potência das cargas seja negativa, ou seja, a potência injetada pelas unidades fotovoltaicas é maior que a demanda solicitada pela rede. Isso leva a capacidade livre do transformador a ser nula e até negativa, indicando que o excedente de potência produzido pela geração distribuída fotovoltaica (GDFV) é injetado na rede de distribuição, fluindo em sentido reverso.

Figura 15 – Demandas residenciais e comerciais negativas quando a GDFV injeta potência na rede de distribuição



Fonte: Shayani (2010).

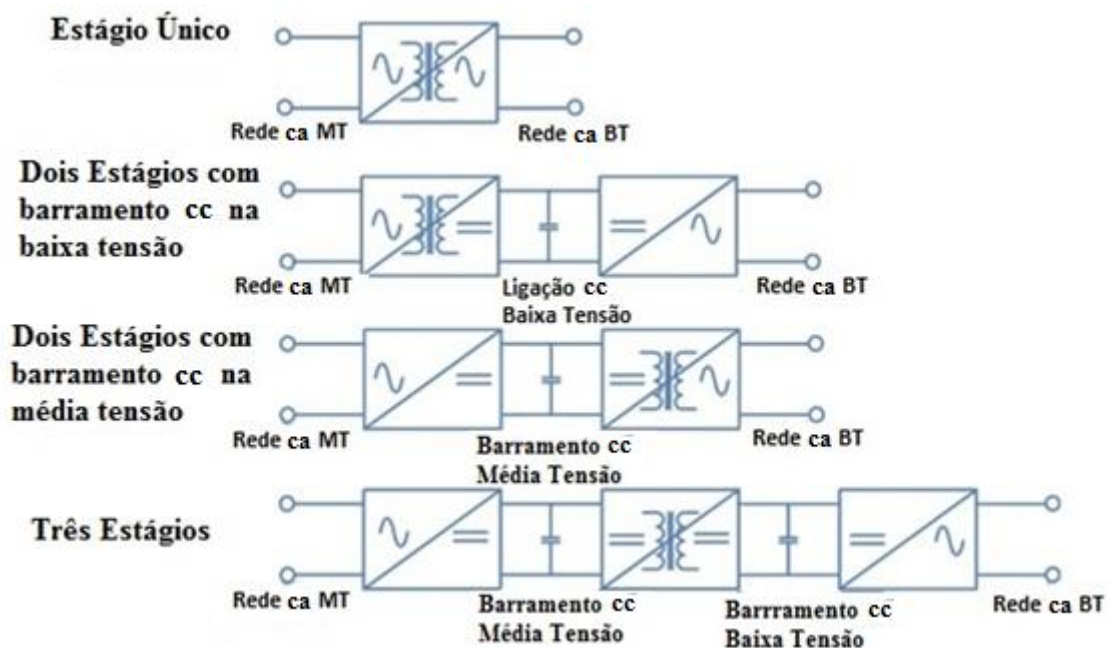
Segundo os autores como Mitra et al. (2012) e Shayani (2010), os impactos da conexão dos geradores solares não se limitarão apenas à rede de distribuição, mas também ao sistema de transmissão. Portanto, para dar conta do possível fluxo de energia reversa, estudos específicos devem ser feitos para selecionar a estratégia e o projeto de proteção mais adequados para redes com um alto nível de penetração de plantas solares.

### 3 TOPOLOGIAS APLICADAS AO TRANSFORMADOR DE ESTADO SÓLIDO

Diferentes equipes de pesquisa têm utilizado diferentes arquiteturas e topologias para o SST. A literatura tem classificado o SST em 4 categorias (FALCONES et al; 2010), como apresentado na Figura 16, a saber:

- Estágio único sem barramento cc;
- Dois estágios com barramento cc na baixa tensão;
- Dois estágios com barramento cc na média tensão;
- Três estágios: possui um barramento cc do lado da média e outro da baixa tensão do transformador.

Figura 16 – Representação esquemática das topologias do SST



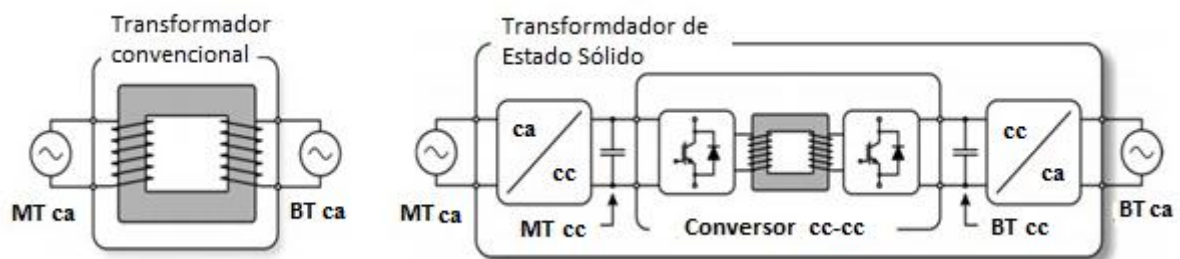
Fonte: Adaptado de She et al. (2013).

Como a topologia do SST de três estágios possui barramentos cc em ambos os lados do transformador, torna-se possível o controle da tensão ou da corrente de forma individual em cada etapa do mesmo, como será descrito no Capítulo 4. Com esse arranjo, melhora-se a qualidade da energia de entrada e saída, aumenta-se a capacidade do transformador manter as tensões de saída durante curtos períodos em que a tensão de entrada foi interrompida e a conexão com fontes de energia renováveis e dispositivos de armazenamento é possível. No entanto, essa topologia é mais complexa e possui maior número de componentes, mas devido

a todas as vantagens citadas, a topologia de três estágios é a mais estudada entre os pesquisadores na área de transformadores de estado sólido, principalmente para aplicação em redes elétricas (HUANG et al., 2011; WANG et al., 2011; BHATTACHARYA et al., 2010).

Espera-se um aumento da geração de energia renovável e distribuída no futuro, e o SST deverá ser capaz de interagir com essas fontes e gerenciar de forma rápida e eficiente as mudanças de fontes e cargas, além de poder ser usado para ajustar dinamicamente a distribuição de energia da rede. Com base nesta análise, entende-se que o SST com três estágios é o mais indicado para aplicações em *smart grid*, pois tem a capacidade de executar as funções de qualidade de energia, que são indispensáveis para esta pesquisa. O esquema desta configuração do SST de três estágios composta pela etapa de entrada (retificação) ca-cc, etapa de isolamento cc-cc e a etapa de saída (inversão) cc-ca, em comparação com o TBF, pode ser observado na Figura 17.

Figura 17 – Comparação das estruturas de um TBF com um SST de três estágios



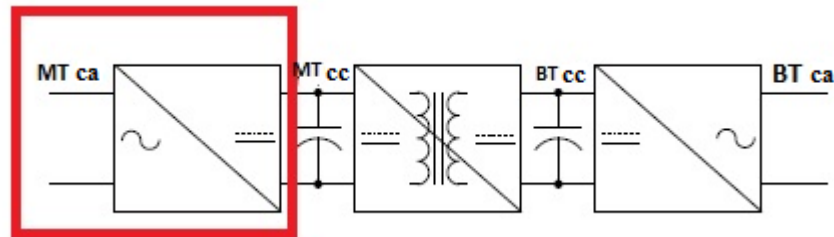
Fonte: Adaptado de Kolar et al. (2014).

Uma vez definida que a topologia do SST de três estágios é a mais adequada para a aplicação em rede elétrica de distribuição, é necessário definir o arranjo eletrônico que compõem cada etapa desse SST.

### 3.1 TOPOLOGIA DA ETAPA DE RETIFICAÇÃO

O primeiro conversor eletrônico do SST de três estágios a ser analisado é o de entrada, ou seja, o primeiro estágio, que é onde ocorre a retificação: o SST é conectado à MT, retifica a tensão ca e fornece energia retificada para o barramento cc do lado da média tensão, como pode ser visto na Figura 18. Em aplicações em que o fluxo de potência é bidirecional, esta etapa também tem que ter a capacidade de inverter a tensão cc para ca nos níveis da MT.

Figura 18 – Etapa de entrada do SST



Fonte: Adaptado de She et al. (2013).

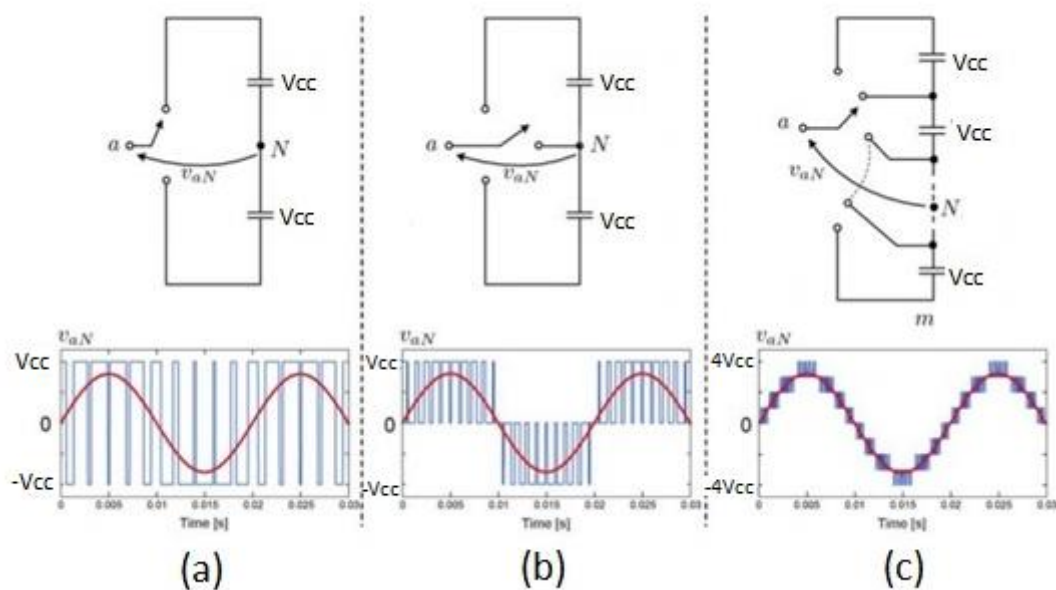
Apesar dos avanços na tecnologia de fabricação de semicondutores de silício, a capacidade de bloqueio de tensão dos componentes ainda é muito inferior à necessária para a conexão do SST às redes primárias e os novos dispositivos que surgem no mercado com maiores potências de trabalho são normalmente mais caros, de difícil acesso e pouco conhecidos. As novas gerações dos transformadores eletrônicos tendem a utilizar dispositivos com maiores potências de trabalho, como os dispositivos de SiC, podendo, desta forma, alterar as topologias conversoras utilizadas na etapa de entrada do lado da alta tensão. Porém, essa tecnologia ainda está em fase de desenvolvimento. No entanto, essas limitações foram superadas com o advento das topologias conversoras multiníveis (BARBI et al., 2000; RODRIGUEZ et al., 2002).

Devido ao elevado nível de tensão, na etapa de entrada é conveniente a utilização dos conversores multiníveis, pois possuem como principais características a síntese de formas de onda com baixo conteúdo harmônico e correntes próximas da forma senoidal, diminuição ou até mesmo eliminação de filtros passivos mesmo operando com frequência de comutação reduzida, e, principalmente, pela operação com chaves eletrônicas com menores limites de tensão ou corrente. Além disso, algumas topologias apresentam grande redundância e modularidade, que estão relacionadas diretamente com a confiabilidade da operação do conversor em condições de falhas.

Os conversores multiníveis são formados por uma variedade de dispositivos semicondutores de potência e capacitores ou fontes de tensão contínua, os quais são utilizados para produzir uma forma de onda de tensão escalonada. Esta forma de onda é gerada pela comutação dos semicondutores de potência de tal maneira que as tensões armazenadas nos capacitores são adicionadas à tensão de saída, podendo atingir altas tensões. Por outro lado, os semicondutores são expostos a tensões menores.

A Figura 19 mostra conversores que apresentam a forma da tensão de saída com: (a) um nível, (b) dois níveis; e (c) “n” níveis (sendo “n” um número inteiro). Quanto mais níveis tem um conversor, mais a onda da tensão de saída se aproxima de uma senoide, diminuindo, assim, o conteúdo harmônico.

Figura 19 – Conversores com diferentes quantidades de níveis



Fonte: Adaptado de Rodriguez et al. (2009).

O número de níveis de um conversor é definido como o número de valores de tensão constantes, que pode ser gerado entre o terminal de saída e o neutro. Para ser classificado como um conversor multinível, cada fase do conversor tem de gerar pelo menos três níveis diferentes de tensão. Porém, o conversor pode trabalhar de forma inversa, como em um SST, utilizando conversores multiníveis como um retificador ativo que é conectado diretamente à rede de alta tensão, ou seja, ao invés de utilizar a energia existente dos capacitores para compor a tensão de saída, utiliza-se a tensão da rede para carregar os capacitores.

As principais topologias multiníveis existentes na literatura são:

- Conversor com neutro grampeado;
- Conversor com capacitor flutuante;
- Conversores em cascata.

As principais características desses conversores são comparadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Comparação entre as topologias multiníveis

CONVERSORES	CONTROLE	CONTROLE DO BALANÇO DA TENSÃO	TOPOLOGIA MODULAR	MAIOR DESVANTAGEM
NPC	Simple	Irrealizável	Não	Problemas de equilíbrio de tensão para sistemas com mais de 3 níveis.
CAPACITOR FLUTUANTE	Complexo	Complexo	Sim	Altos níveis de entrada requerem uma grande quantidade de capacitores.
CASCATA	Simple	Simple	Sim	Não é possível uma alta tensão no barramento cc.

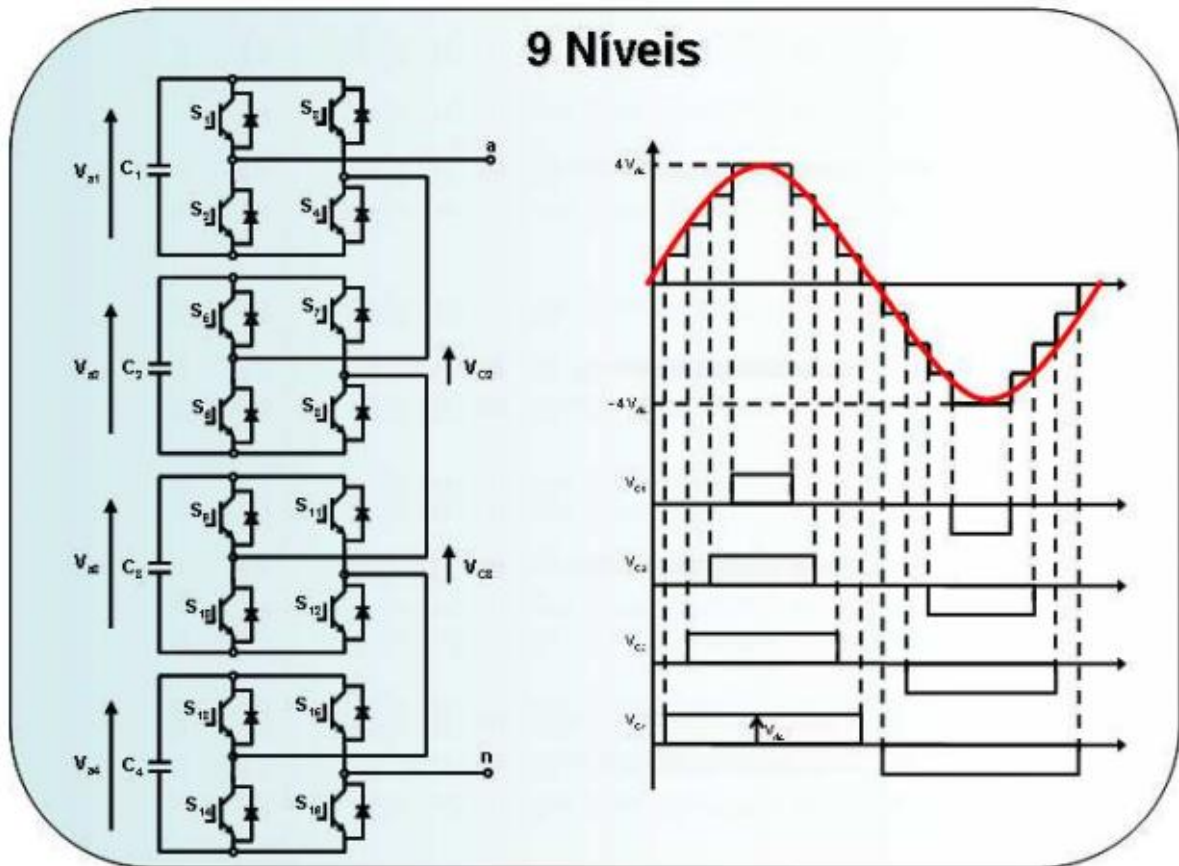
Fonte: Adaptado de Shiri (2013).

Essas topologias já foram propostas por pesquisadores como solução para a etapa de entrada do SST. Lai et al. (1995) sugeriu o conversor com neutro grampeado; Haibin et al. (2012) citou o conversor com capacitor flutuante; Huang et al. (2011), Merwe et al. (2009) e Zhao et al. (2010) sugeriram o conversor em cascata.

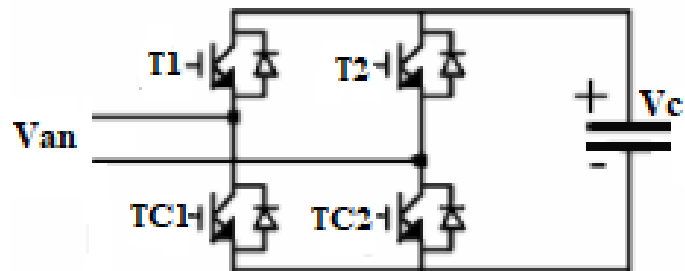
Baseado nos dados apresentados na Tabela 1, o conversor em cascata apresenta características mais relevantes em relação aos demais conversores, como: controle simples, controle de balanço da tensão simples, estrutura modular e menor quantidade de componentes. Merwe et al. (2009), afirma que o custo do SST com conversor em cascata é comparável ao custo do conversor com neutro grampeado. O fato de o conversor em cascata ser incapaz de alcançar uma elevada tensão no barramento cc não é uma limitação para esta pesquisa, uma vez que só incide sobre a interligação entre duas tensões de ca. Assim, quando se considera as vantagens do conversor em cascata em comparação aos outros conversores, torna-se claro que esta é a topologia mais adequada para a etapa de conversão ca-cc do SST de três estágios (FALCONES et al., 2010).

O conversor convencional em cascata possui vários conversores monofásicos em ponte-H (em inglês *H-Bridge*) conectados em série para formar na saída uma onda de tensão com vários níveis, aproximando-se assim de uma senoide. Como pode ser observado na Figura 20 (a), um conversor de 4 células resulta, na saída, numa tensão com nove níveis de tensões.

Figura 20 – Braço de um conversor em cascata de 9 níveis (a) e célula do inversor (b)



(a)



(b)

Fonte: Silva (2008).

Cada célula que compõem o braço deste sistema é apresentada na Figura 20 (b) e pode gerar 3 níveis de tensões de saída:  $V_{dc}$ , 0 e  $-V_{dc}$ . A Tabela 2 mostra a sequência de chaveamento para os 3 possíveis níveis de tensão.



Tabela 2 – Sequência de comutação para obter três níveis de tensão de saída num conversor convencional em cascata

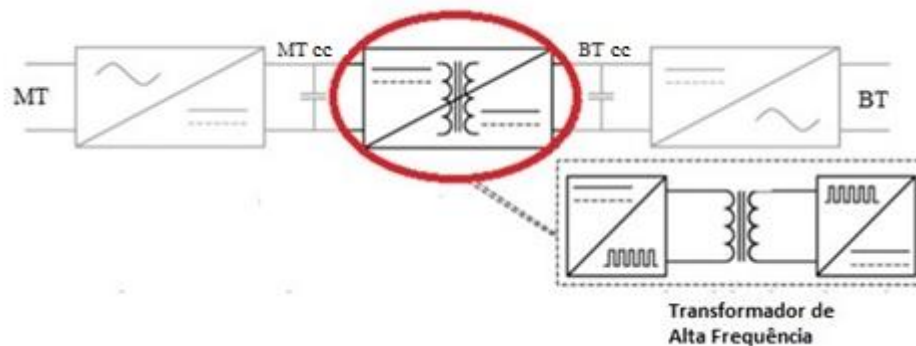
INTERRUPTORES LIGADOS	$V_{AN}$
T1-TC2	$V_{cc}$
T1-T2 ou TC1-TC2	0
TC1-T2	$-V_{cc}$

Fonte: Adaptado de Silva (2008).

### 3.2 ESCOLHA DA TOPOLOGIA DA ETAPA DE ISOLAÇÃO

O segundo conversor eletrônico do SST de três estágios a ser analisado é o da etapa de isolamento, que é o segundo estágio, de conversão cc-cc. O seu esquema pode ser observado na Figura 21. É nesta etapa que ocorre a isolamento galvânica do SST.

Figura 21 – Etapa de isolamento expandida



Fonte: Adaptado de Shiri (2013).

Esta fase pode ser dividida em três partes:

- Um conversor cc-ca na entrada;
- Um transformador de alta frequência no meio;
- Um conversor ca-cc na saída.

O transformador de alta frequência (em inglês *High Frequency* - HF) é necessário para se obter o isolamento elétrico e permitir a relação de tensão e corrente entre a entrada e a



saída. O uso de um transformador HF no SST é a principal razão para a redução de tamanho em comparação com o transformador tradicional.

A etapa ca-cc (retificação) é a responsável por fornecer a tensão de entrada do conversor cc-cc. A tensão de saída da fase de retificação é constante, portanto, não se espera grandes variações para a tensão de entrada da etapa de isolamento (cc-cc). Baseado em (FALCONES et al., 2010; KRISMER et al., 2010; WANG et al., 2011) algumas topologias que podem ser implementadas para essa etapa são:

- Conversor de ponte dupla ativa monofásica;
- Conversor de ponte dupla ativa trifásica;
- Conversor LLC.

A Tabela 3 apresenta as principais vantagens e desvantagens de cada uma.

Tabela 3 – Comparação entre as topologias dos conversores cc-cc

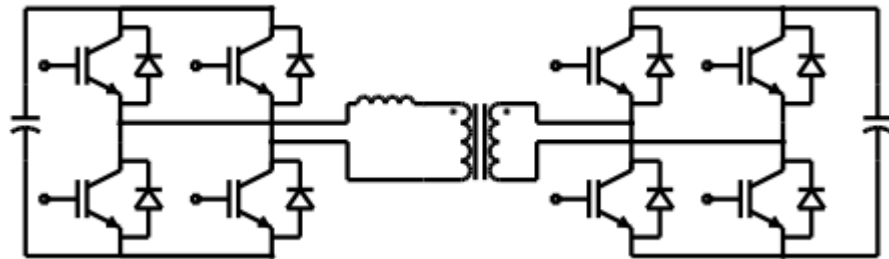
TOPOLOGIA	VANTAGEM	DESvantAGEM
<b>CONVERSOR DE PONTE DUPLA ATIVA MONOFÁSICA (DAB)</b>	- Menor número de componentes passivos; - Boa eficiência.	- Podem ocorrer grandes correntes RMS no capacitor.
<b>CONVERSOR DE PONTE DUPLA ATIVA TRIFÁSICA</b>	- Menores correntes RMS em relação à topologia DAB; - Não Há necessidade de indutores extras.	- Requer grande número de interruptores; - Maiores perdas.
<b>CONVERSOR LLC</b>	- Maior frequência de comutação e densidade de potência; - Boa eficiência.	- Requer grande capacitor e indutor; - Incontrolável sem carga.

Fonte: Adaptado de Shiri (2013).

Conforme descrito na Tabela 3, o conversor de ponte dupla ativa monofásica (DAB) atinge boa eficiência e ao mesmo tempo mantém baixo o número de componentes passivos. Isto permite um circuito simples e compacto. Por essas vantagens, este conversor é o mais utilizado por pesquisadores na etapa de isolamento (WANG et al., 2011; ROASTO et al., 2012; SHE et al., 2013).

O conversor de ponte dupla ativa monofásica (em inglês *Single-phase Dual Active Bridge Converter – DAB*), que é apresentado na Figura 22, consiste em um circuito de ponte completa no lado primário e secundário do transformador HF.

Figura 22 – Conversor de ponte dupla ativa monofásica

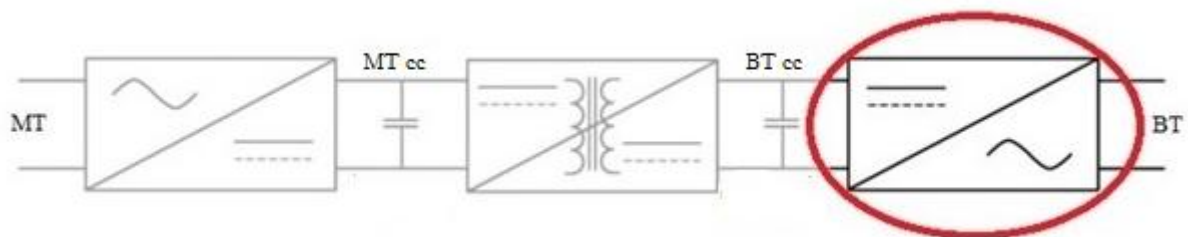


Fonte: Roasto et al. (2012).

### 3.3 ESCOLHA DA TOPOLOGIA DA ETAPA DE SAÍDA INVERSÃO

O terceiro e último conversor eletrônico do SST de três estágios, ou seja, o terceiro estágio, consiste em um circuito do conversor cc-ca, que converte a saída de cc da etapa de isolamento para uma tensão alternada (ca), como pode ser observado na Figura 23. Uma vez que esta fase é de baixa tensão, é mais praticável usar um inversor trifásico do que um inversor multinível, e as razões para isto são: o circuito mais barato, mais simples e a utilização de uma tecnologia mais madura (FALCONES et al., 2011).

Figura 23 – Etapa de conversão cc-ca



Fonte: Adaptado de Shiri (2013).

A etapa de conversão cc-ca do SST deve ser capaz de produzir em um sistema trifásico tensão de linha e de fase, ou seja, a topologia do inversor para esta etapa deve ser de quatro fios, tanto para gerar tensões de linha e de fase, quanto para manter um melhor equilíbrio entre as fases em caso de carga desequilibrada. Também deve permitir o fluxo bidirecional de energia, para acomodar a integração com geração distribuída. Com base nas funções exigidas, as topologias possíveis para cc-ca são:

- Conversor ponte completa trifásico em paralelo;

- Conversor monofásico meia ponte três fios em paralelo;
- Conversor trifásico convencional;
- Conversor trifásico quatro fios.

A Tabela 4 apresenta um comparativo entre esses conversores.

Tabela 4 – Comparação entre as topologias para a etapa de inversão

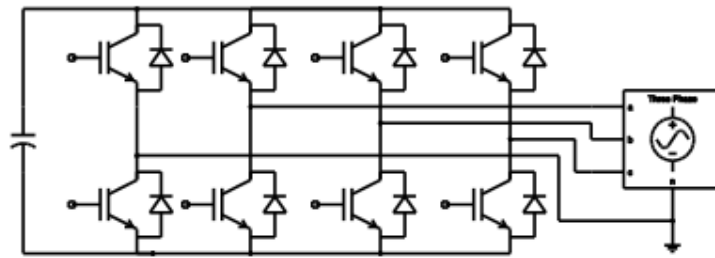
TOPOLOGIA	CHAVES	MAIOR VANTAGEM	MAIOR DESVANTAGEM
PONTE-H TRIFÁSICO	12	Nível baixo de tensão no barramento cc	Problemas com desequilíbrio de tensão
MEIA PONTE MONOFÁSICO	18	Pode trabalhar com cargas desequilibradas	Grande número de chaves
TRIFÁSICO CONVENCIONAL	6	Circuito e controle simples	Desequilíbrio no barramento cc
TRIFÁSICO QUATRO FIOS	8	Pode trabalhar com cargas desequilibradas	Controle complexo

Fonte: Adaptado de Shiri (2013).

Analisando todas as opções apresentadas na Tabela 4 e levando em consideração as características necessárias em uma rede de distribuição elétrica onde o conversor deve fornecer tanto tensão de linha como de fase, sem sofrer algum tipo de desequilíbrio do lado cc de forma a refletir do lado ca, além de lidar com cargas desequilibradas, possuir menor quantidade de chaves possível (diminuindo as perdas por chaveamento), a melhor opção para compor a etapa de cc-ca, é o conversor trifásico quatro fios.

O conversor trifásico quatro fios, representado na Figura 24, resolve o problema do conversor trifásico convencional (compartilhamento de tensão desigual entre os capacitores requerendo grandes capacitores no barramento cc ou um esquema de controle de equilíbrio de tensão extra) através da adição de outro fio de comutação. A adição do quarto fio permite o controle sobre a corrente neutra, o que resulta numa menor tensão cc e corrente RMS no capacitor. A desvantagem é que esta topologia requer um esquema de controle muito mais complexo (MEERSMAN et al., 2010).

Figura 24 – Representação do conversor trifásico quatro fios

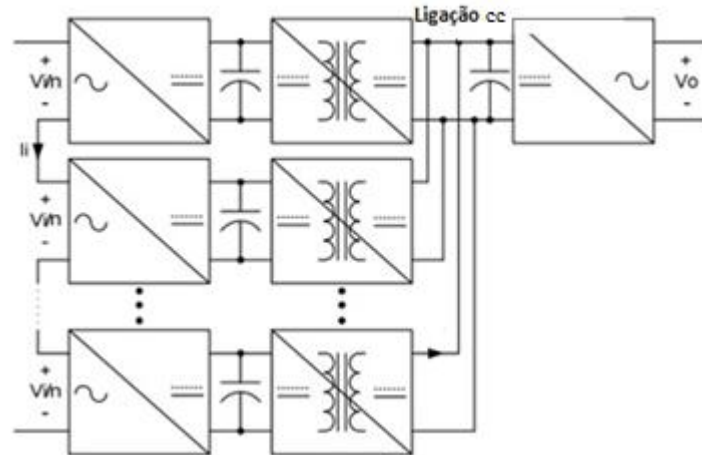


Fonte: Meersman et al. (2010).

### 3.4 CIRCUITO DO SST DE TRÊS ESTÁGIOS

Após esta análise de cada etapa do SST, encontramos as topologias que serão utilizadas, tendo um resultado semelhante à maioria dos trabalhos relacionados à SSTs com três estágios, os quais utilizaram: um conversor em cascata na entrada, um conversor em ponte na etapa intermediária e um inversor único na saída (BHATTACHARYA et al., 2010; WANG et al., 2011). Sendo assim, na Figura 25 é apresentada uma visão geral das topologias determinadas, onde é possível observar que aplicando do lado da alta tensão do SST os conversores em cascata em módulos, teremos a entrada dos mesmos em série e a saída em paralelo. Desta forma, diminui o nível de tensão de trabalho para os barramentos cc, permitindo assim que os componentes da etapa intermediária (isolação) trabalhem em alta e média frequência, sem ter a limitação dos níveis de tensão. Já o barramento cc do lado da baixa tensão é comum para todas as saídas da etapa intermediária, diminuindo a modularidade do sistema, mas facilitando a conexão com fontes renováveis ou dispositivos de armazenamento de energia.

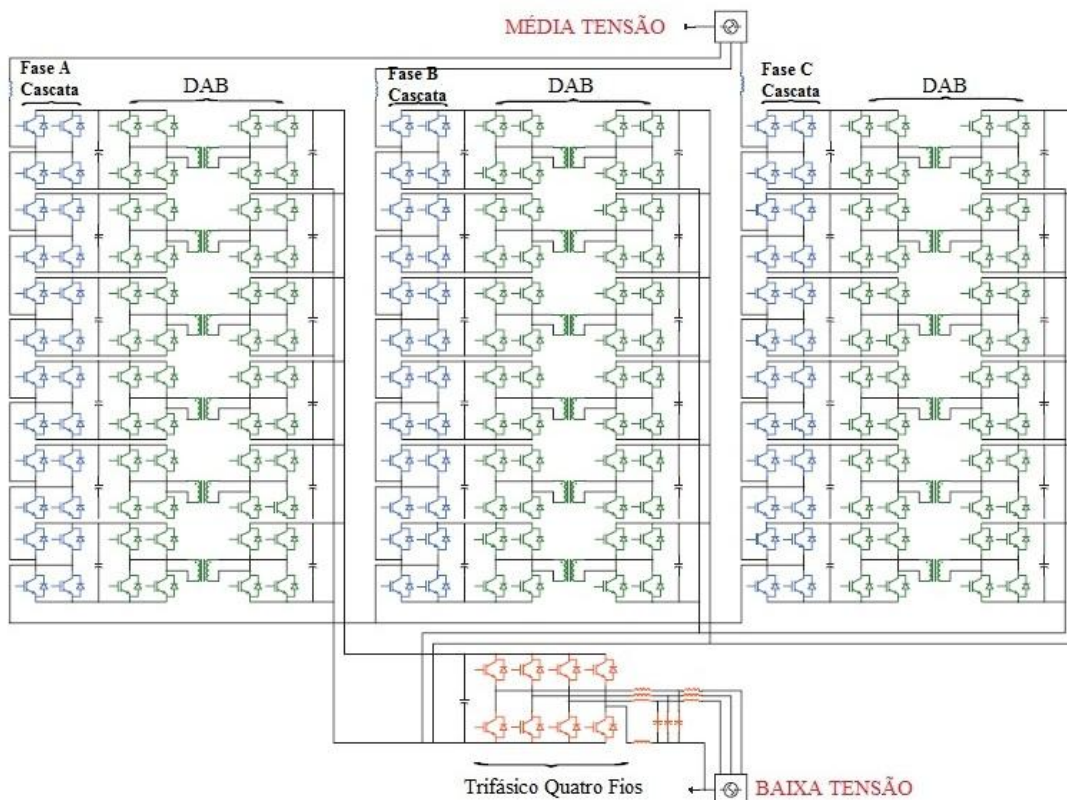
Figura 25 – Módulo de três etapas para o SST



Fonte: Adaptado de Falcones et al. (2010).

A Figura 26 traz uma visão mais ampliada do SST proposto, onde pode-se observar as etapas de retificação e isolamento em cada fase (A, B e C). A etapa inversora é comum para as três fases. Devido ao nível de tensão da entrada, o conversor em cascata possui sete níveis, consequentemente, seis barramentos cc e seis etapas de isolamento cc.

Figura 26 – Visão ampliada do SST proposto



Fonte: Adaptado de Shiri (2013).

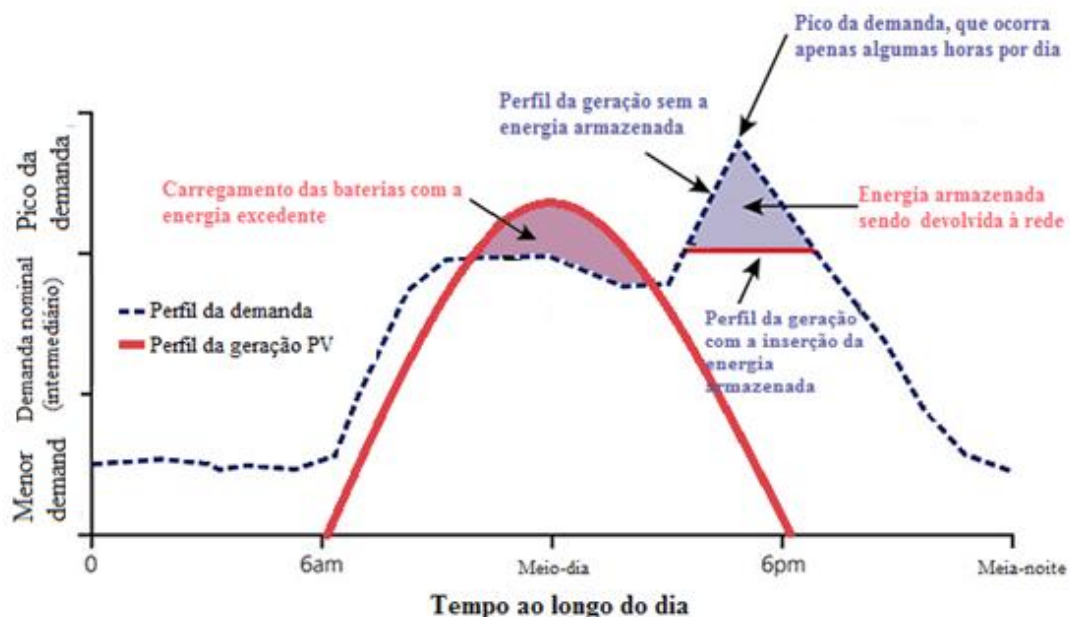
### 3.5 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

O armazenamento de energia tem sido uma das questões mais desafiadora e complexa do setor elétrico, seja para utilidade doméstica ou para aplicações industriais. A constante necessidade de um armazenamento eficiente de energia faz com que as novas tecnologias emergentes prometam uma maior confiabilidade, produtividade e compatibilidade com o uso de energias renováveis.

Armazenar energia pode equilibrar as flutuações no fornecimento e atender a crescente demanda de eletricidade, além de poder realizar o gerenciamento de energia ou reserva. Também pode ser usado para complementar a geração primária, pois a energia produzida durante períodos fora de pico é armazenada como energia reserva, como mostrado pela Figura 27. Este recurso pode desempenhar um papel multifuncional na rede de suprimentos elétricos para gerenciar os recursos efetivamente, como:

- Pode causar uma redução nos custos operacionais ou despesas de capital quando usado como um recurso de geração no setor de serviços públicos.
- Quando usado com recursos renováveis, pode aumentar a usabilidade da eletricidade fotovoltaica ou a geração eólica, fazendo com que esta geração coincida com a demanda de carga máxima. O armazenamento de energia pode facilitar a inclusão de energia eólica e solar na rede elétrica (JOSEPH et al., 2006).

Figura 27 – Perfil da demanda e da geração fotovoltaica



A Figura 27 demonstra que a demanda da rede pode ser gerenciada de forma eficiente se um sistema de armazenamento for incorporado. Esse sistema é carregado a partir da geração excessiva do sistema fotovoltaico, no momento que a produção é alta e a demanda é baixa. Durante o tempo do pico da demanda, a energia armazenada pode ser inserida novamente na rede, diminuindo o custo total da operação, uma vez que o kW/h tem um valor maior no horário de pico e também alivia a geração principal. É importante ressaltar que nem todas as redes de distribuição possuem o mesmo comportamento da apresentada nesta figura. O desempenho de cada rede está diretamente ligado ao perfil de carga e do índice de penetração de GD.

### 3.5.1 Classificação de tecnologias de armazenamento de energia

As tecnologias de armazenamento de energia podem ser classificadas em três categorias: curto prazo (alguns segundos ou minutos), longo prazo (minutos ou horas) e longo prazo real (muitas horas ou dias) (MASAUD et al, 2010). A classificação é basicamente uma medida da quantidade de MWh que esse sistema pode fornecer, tanto durante o tempo de descarga, quanto na capacidade do sistema de armazenar (MW), que podem variar dependendo do projeto. A Figura 28 mostra o princípio básico da classificação de armazenamento de energia. A área (energia armazenada em MWh) pode ser igual ou diferente dependendo da duração da descarga. A taxa de descarga decrescente pode ser aplicada para tornar a duração mais longa, e a taxa de descarga crescente pode ser aplicada para tornar o tempo mais curto.

Figura 28 – Classificação de tecnologias de armazenamento de energia



- *Tecnologia de armazenamento de energia para resposta a curto prazo:* as tecnologias com alta densidade de potência ( $\text{MW} / \text{m}^3$ ) e com a capacidade de responder em curto período de tempo pertencem a esta categoria. As tecnologias de armazenamento de energia de resposta de curto prazo são geralmente aplicadas para melhorar a qualidade da energia, particularmente para manter a estabilidade da tensão durante transientes (alguns segundos ou minutos). Para este tipo de aplicação podem ser utilizados supercapacitores.
- *As tecnologia de armazenamento de energia para resposta de longo prazo:* são para aplicações de sistemas de energia geralmente para absorver ou fornecer energia elétrica por alguns minutos ou horas. Eles geralmente são implantados para contribuir com gerenciamento de energia, regulação de frequência e gerenciamento de congestionamento da rede . Para este cenário com potência menor do que 20 MW é indicada a utilização de baterias.
- *Tecnologia de armazenamento de energia para resposta a longo prazo real:* resposta a longo prazo real (dias, semanas, ou meses) são tecnologias de armazenamento que são geralmente aplicadas para combinar oferta e demanda ao longo de 24 horas ou mais. As tecnologias de armazenamento utilizada para este tipo de aplicação são os sistemas de armazenamento de energia hidráulica, energia solar concentrada ou ainda armazenamento de energia por ar comprimido.

Esta pesquisa se limitará à utilização do sistema de armazenamento como dispositivo para absorver ou fornecer energia elétrica para a rede de distribuição, ou seja, aplicação com resposta de longo prazo, pois um dos objetivos deste trabalho é armazenar a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos quando a demanda for menor e reutilizá-la no horário de pico. Como os sistemas elétricos analisados são redes elétricas de distribuição, o armazenamento exigido será menor do que 20MW, sendo assim, a bateria será escolhida como dispositivo de armazenamento.

As principais tecnologias de armazenamento eletroquímico de energia existentes no mercado são: baterias de chumbo, pilhas alcalinas (níquel), baterias de prata e baterias de lítio. Outras tecnologias emergentes são bateria de sódio-suplthur (uma tecnologia relativamente nova) e baterias de fluxo que incluem baterias redox, vanádio-redox, zinco-brometo e polissulfureto-brometo (DIAZ- GONZÁLEZ et al, 2012).



Como nos últimos anos ficou claro que um sistema de densidade de energia mais alta de células hermeticamente fechadas a um custo razoável não poderia ser fornecido por sistemas de mercúrio, prata ou dióxido de manganês alcalino, o sistema de bateria de lítio se destacou, pois as baterias de lítio contêm eletrólitos orgânicos de lítio e podem oferecer uma densidade de energia gravimétrica de até 330 Wh/kg, quase três vezes a das baterias de mercúrio e prata e quatro vezes a das baterias alcalinas de manganês (CAIRNS et al, 2010; CROMPTON, 2000). Portanto, por atender às necessidades demandadas por este tipo de pesquisa, como maior potência e menor peso, a bateria de lítio se faz a mais viável em relação às demais.

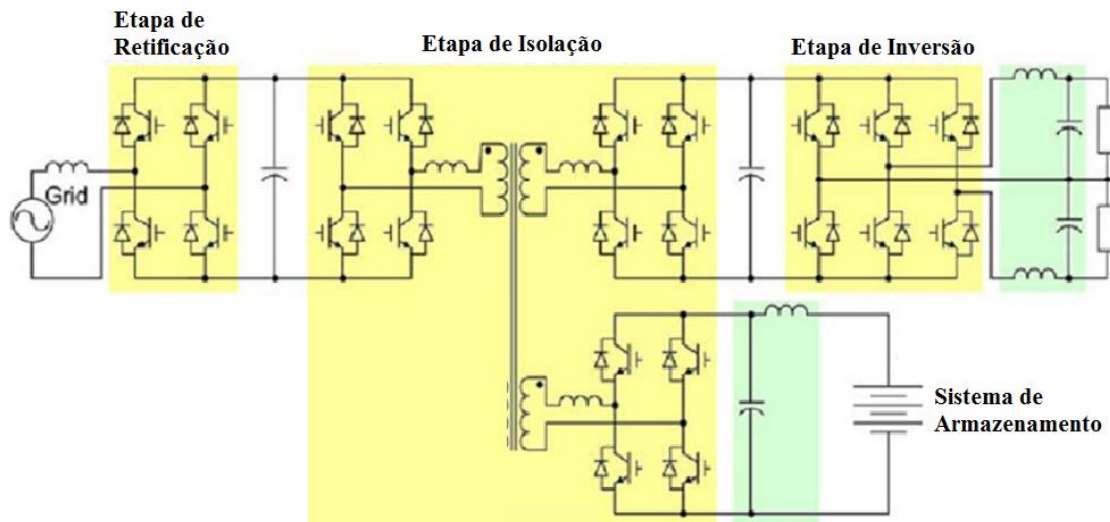
### **3.5.2 Interação do SST com os sistemas de armazenamento de energia**

Como já descrito anteriormente, um dos objetivos deste trabalho é a utilização do sistema de armazenamento como dispositivo, neste caso, baterias, para absorver ou fornecer energia elétrica da rede de distribuição.

Como o SST é o substituto do transformador convencional e peça a chave de uma rede elétrica de distribuição, deve interagir com as baterias de modo a gerenciar o fluxo de potência de forma inteligente, pois a aplicação de um sistema de armazenamento de energia em uma rede BT não se resume a simplesmente absorver ou fornecer potência de modo aleatório, mas em saber quando absorver ou quando fornecer.

A interação das baterias com o SST pode ocorrer de três maneiras: a primeira é apresentada na Figura 29, onde a bateria é ligada através de dispositivos eletrônicos no transformador de alta frequência, viabilizando ao SST controlar o carregamento da bateria através das chaves eletrônicas que estão conectadas no enrolamento auxiliar do transformador.

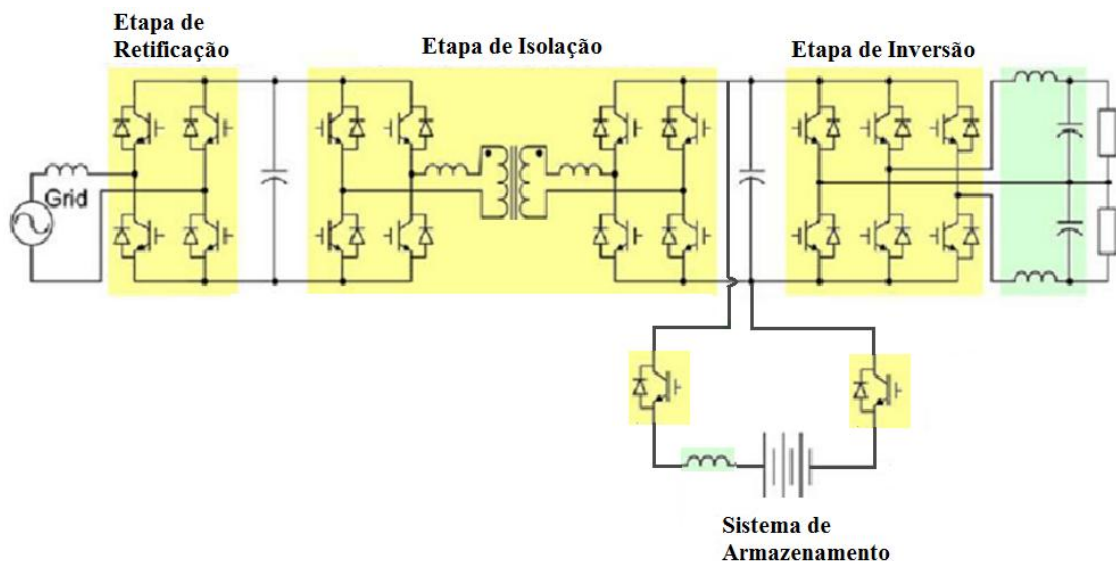
Figura 29 – Interação do SST com sistema de armazenamento via etapa de isolamento



Fonte: Adaptado de Falcones et al. (2013).

A segunda possibilidade dessa interação é a bateria se conectar ao barramento cc do lado da baixa tensão, conforme a Figura 30 apresenta. Neste layout, a quantidade de chaves eletrônicas necessárias cai pela metade em relação ao primeiro método, uma vez que a tensão para este cenário já está retificada, não exigindo um retificador controlado. Desta forma, as chaves eletrônicas têm apenas a função de controlar o fluxo de potência entre a bateria e o link cc.

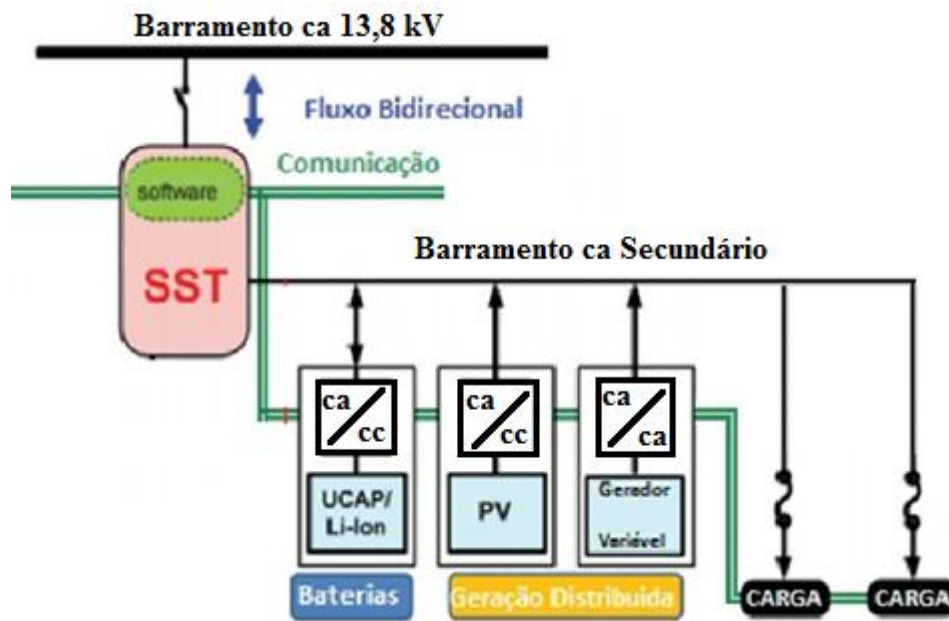
Figura 30 – Interação do SST com sistema de armazenamento via barramento cc do lado da baixa tensão



Fonte: Adaptado de Falcones et al. (2013).

Como algumas baterias já possuem inversores incorporados ao seu gabinete e sistema de comunicação com o qual o SST pode se comunicar, e as mesmas não estão conectadas diretamente ao SST mas à rede (em preto), uma terceira possibilidade de interação entre eles se torna possível. Essa interação é ilustrada na Figura 31. Neste caso, o SST enviaria apenas comandos através da rede de comunicação (em verde) para a bateria absorver ou fornecer potência à rede.

Figura 31 – Interação entre SST e bateria via rede de comunicação



Fonte: Adaptado de Huang et al. (2013).

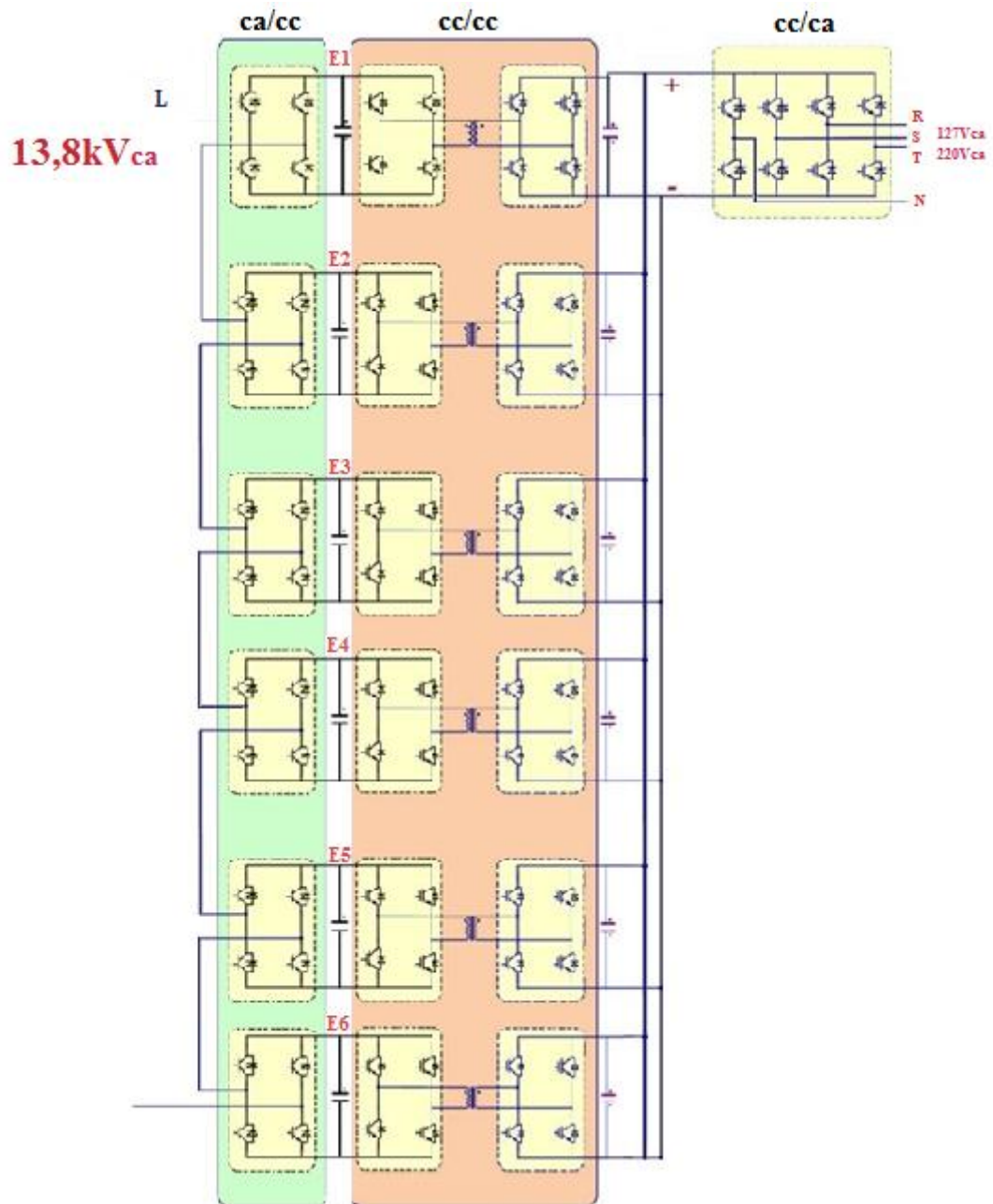
#### 4 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DO SST

Uma vez definidos os conversores eletrônicos que serão utilizados em cada um dos três estágios do SST, a próxima etapa é determinar quais estratégias de controle serão necessárias para o bom funcionamento do mesmo.

Cada estágio do SST possui uma estrutura eletrônica com funções diferentes e independentes: a etapa de entrada (ca-cc) regula o barramento cc de cada uma das pontes H do lado da alta tensão do transformador de alta frequência; a etapa de isolamento (cc-cc) regula a tensão do barramento cc do lado da baixa tensão; e a etapa de inversão controla e regula a tensão de saída em 220V/127V. Sendo assim, as mesmas podem ser controladas de forma individual.

Toda análise de controle das etapas de retificação e isolamento será apresentada baseada em uma única fase, porém, para as demais, o método será replicado, uma vez que a estratégia adotada proporcionará controle das tensões e das potências para todas as fases. O estágio de retificação proposto é composto por seis pontes em série por fase, sendo que cada conjunto é alimentado por uma tensão de 13,8 kV. Já o estágio de isolamento é proposto por seis módulos conversores de ponte dupla ativa monofásica em paralelo e a tensão do barramento cc do lado da baixa tensão. A etapa de inversão (cc-ca) é comum para as três fases. O layout dos três estágios do SST para uma única fase é apresentado na Figura 32.

Figura 32 – Layout dos três estágios do SST para uma única fase



Fonte: Adaptado de Zhao et al. (2013).

#### 4.1 CONTROLE DA ETAPA DE ENTRADA

O estágio de conversão ca-cc conectado à MT da rede de distribuição é composto pelo conversor multinível em cascata, que na maioria das vezes é utilizado como inversor, porém, nesta pesquisa atuará como um retificador ativo.

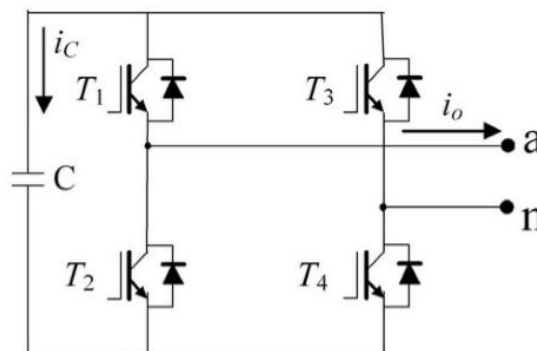
Apesar de cada ponte H que compõe o conversor em cascata possuir um barramento cc independente representar uma vantagem em muitas aplicações do mesmo como retificador,

esse mesmo aspecto também contribui para a sua principal desvantagem, que é caracterizada pelo desequilíbrio da tensão entre os barramentos cc de cada ponte (HAN et al., 2007). Esse desequilíbrio pode gerar valores de tensão maiores do que as chaves eletrônicas e os capacitores podem suportar, além de poder influenciar na relação de transformação da etapa de isolamento. A disparidade das perdas apresentadas entre as chaves eletrônicas e as diferenças de potência entre os capacitores, podem colaborar para um desequilíbrio entre as tensões. Para contribuir com o controle individual de cada fase e garantir que todos os componentes da etapa de isolamento trabalhem com a mesma potência, de forma a evitar condições diferentes de trabalho entre as chaves, é necessário nesta etapa do SST a implementação de um controle de balanceamento da tensão e da potência em cada ponte que compõe a etapa de retificação.

Várias pesquisas investigam e apresentam soluções para essa desvantagem do conversor em cascata, focando principalmente em aplicações de controle do retificador em STATCOM, como em Barrena et al. (2006). Já Liu et al. (2009) e Song et al. (2004), apresentam soluções com técnicas de modulação por largura de pulso (do inglês *Pulse Width Modulation* - PWM) com vários padrões de comutação, porém não se preocupam com o equilíbrio da potência. Na pesquisa de Zhao et al. (2013) uma estratégia semelhante é aplicada a um SST monofásico para o controle da tensão e da potência de cada ponte H do conversor em cascata, sendo, portanto, esta pesquisa usada como base para o desenvolvimento dos controles discutidos para um SST trifásico neste trabalho.

Para compreender a ideia do controle proposto, é preciso entender o funcionamento de cada ponte H que compõe a etapa de retificação. Como pode ser visto na Figura 33, as pontes H são formadas por quatro chaves eletrônicas (representadas por T) e um capacitor (representado por C) responsável pelo armazenamento da energia.

Figura 33 – Ponte H



Fonte: Adaptado de Barrena et al. (2006).

As chaves de cada braço ( $a$  e  $n$ ) devem ser acionadas de forma complementar e T1 e T2 ou T3 e T4 nunca serão acionadas ao mesmo tempo. Para a definição do status de cada braço, podemos utilizar a condição das chaves superiores (representada por S) da seguinte forma:

$$S1=1 \text{ então } T1=1 \text{ e } T2=0;$$

$$S1=0 \text{ então } T1=0 \text{ e } T2=1;$$

$$S2=1 \text{ então } T3=1 \text{ e } T4=0;$$

$$S2=0 \text{ então } T3=0 \text{ e } T4=1.$$

Quando a chave T está com valor 1 significa que está ligada e com valor 0 está desligada, então, na condição S1=1 a chave T1 está ligada enquanto a chave T2 permanece desligada e na condição S2=1 a chave T3 está ligada enquanto a chave T4 permanece desligada. Portanto, o estado de condução S1 está diretamente ligado à chave T1, enquanto o S2 ao estado da chave T3 e ambas são chaves superiores na ponte H da Figura 33. Desta maneira é possível gerar três saídas possíveis para  $V_{an}$ :  $V_c$ , 0 e  $-V_c$ , respeitando a equação (6):

$$V_{an} = (S1+S2-1) \cdot V_c \quad (6)$$

A Tabela 5 mostra os possíveis estados das chaves e os valores gerados na saída da ponte H. O controle proposto para o equilíbrio das tensões nos barramentos cc se baseará nas condições descritas nessa tabela.

Tabela 5 – Possibilidades de comutação para a ponte H

T1	T2	T3	T4	$V_{an}$
1	0	0	1	$V_c$
1	0	1	0	0
0	1	0	1	0
0	1	1	0	$-V_c$

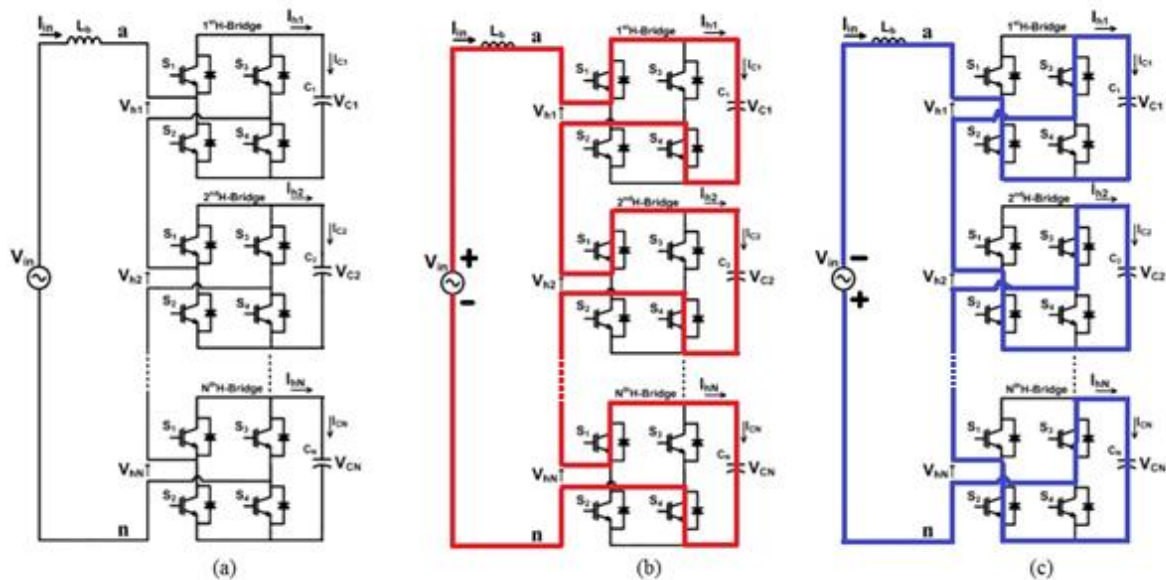
Fonte: Adaptado de Barrena et al. (2006).

Considere o retificador sendo representado na Figura 34 (a), composto por  $n$  pontes H: na Figura 34 (b), o momento em que a tensão de entrada ca estiver no semiciclo positivo no ponto  $a$ , as pontes H trabalharão nas condições de S1=1 e S2 =0; ao inverter a polaridade, ou

seja, apresentar no ponto *a* o semiciclo negativo, como pode ser observado na Figura 34 (c), as pontes trabalharão nas condições  $S_1=0$  e  $S_2=1$ .

O conversor multinível em cascata necessita que o capacitor de cada ponte H possua o mesmo nível de tensão. Desta forma, um controle para o equilíbrio da tensão é necessário, de modo que o tempo que cada ponte H vai permanecer nas condições descritas irá variar conforme a necessidade de cada uma em receber a tensão da rede, podendo variar esse tempo entre o período todo do semiciclo (para um capacitor totalmente descarregado) ou até ficar totalmente desconectado da rede (para um capacitor que já com o nível de tensão adequado).

Figura 34 – Retificador com *n* pontes H (a), retificador no semiciclo positivo (b) e retificador no semiciclo negativo (c)

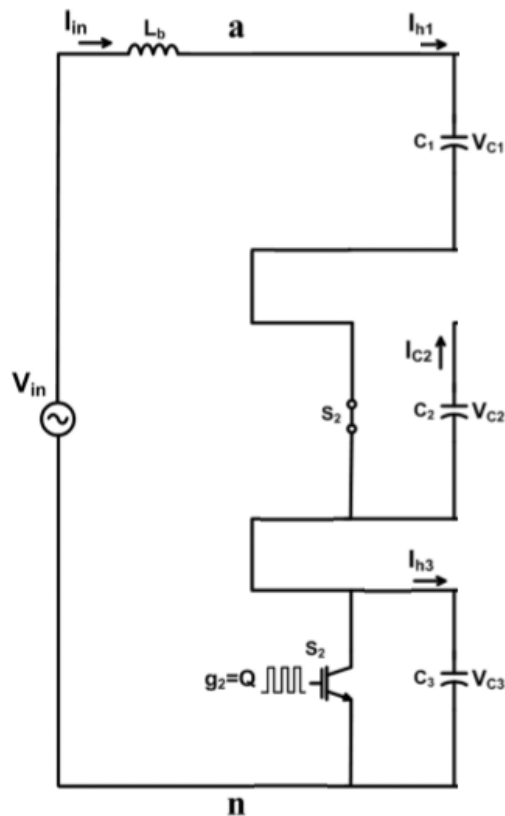


Fonte: Adaptado de Barrena et al. (2006).

Pode-se observar o funcionamento do retificador quando se analisa a Figura 35, considerando que neste momento de análise  $V_{c2}$  está totalmente carregado e a condição é  $V_{c2} < V_{c3} < V_{c1}$ . Sendo assim, a célula 2 não participa da retificação no momento analisado, ou seja, está na condição  $S_1=0$  e  $S_2=1$  ou  $S_1=1$  e  $S_2=0$ . Já a célula 1 está conectada à rede durante todo o semiciclo investigado e a célula 3 está com um valor de tensão intermediário. O carregamento é em função do PWM.



Figura 35 – Retificação para a condição:  $V_{c2} > V_{c3} > V_{c1}$



Fonte: Barrena et al. (2006).

O sinal PWM é gerado de forma individual para cada braço, comparando uma portadora triangular com um sinal de referência que será gerado pelo controle para cada ponte H.

O valor da tensão retificada para cada barramento cc é dado por:

$$V_{cc} = \frac{\sqrt{2}V_{ca}}{M}$$

Sendo:

$V_{cc}$  = Tensão retificada; (7)

$V_{ca}$  = Tensão de entrada;

$M$  = Índice de Modulação

O índice de modulação é dado por  $M = V_{cr} / V_{pico}$ , sendo  $V_{cr}$  o valor de pico da portadora e o  $V_{pico}$  o valor de pico do sinal de referência. Esse índice deve possuir o valor máximo de  $M = 0,9$ .

Considerando  $V_{ac} = 13,8$  kV e  $M = 0,9$ , o valor da tensão retificada será de 21,7 kV por fase. Como o retificador será composto por seis pontes H por fase, o valor de cada link cc será de 3,4 kV.

#### 4.1.1 Controle do equilíbrio das tensões

Como cada fase será controlada de forma individual, o método de controle do equilíbrio das tensões entre os capacitores das pontes H utilizado será o mesmo apresentado por Zhao et al. (2013) e Zhang et al. (2002), que utilizaram o controle monofásico  $d-q$ , que regula a tensão total nos barramentos cc. O método de controle proposto, representado nas Figuras 36 e 37, ajusta basicamente os sinais de modulação de cada ponte H (da1, da2, da3, da4, da5 e da6) individualmente. Para a aplicação da transformação  $d-q$ , supõe-se que a corrente de entrada do retificador  $i_{in}$  é  $i_\alpha$  e para a corrente pertencente à fase imaginária  $\beta$ , é obtido de forma hipotética atrasando  $i_\alpha$  em  $90^\circ$ . Desta forma teremos:

$$i_\alpha = A \cdot \text{sen}\omega t \quad (8)$$

Já a corrente da fase imaginária  $\beta$  será:

$$i_\beta = A \cdot \text{sen}\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) \quad (9)$$

Sendo  $A$ , a amplitude da corrente de entrada;  $\omega$  igual à frequência angular, tal que é dada por  $2\pi f$ ; e  $f$ , a frequência da rede.

Uma vez obtido os componentes  $\alpha$ - $\beta$ , os mesmo são transformados para  $d$ - $q$ , através da equação (10):

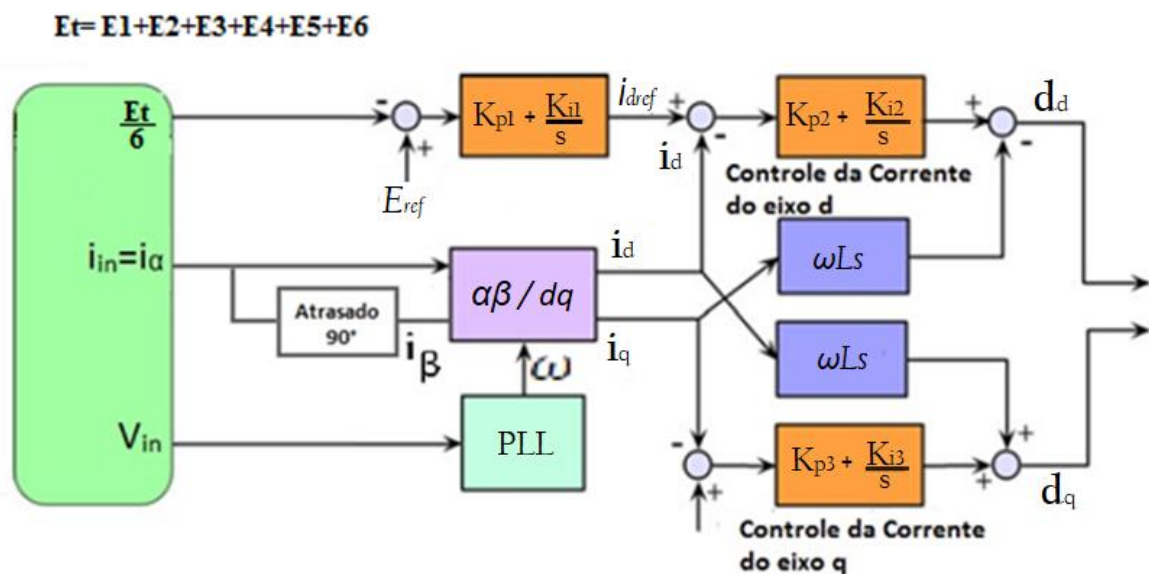
$$\begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \text{sen}\omega t & -\text{cos}\omega t \\ \text{cos}\omega t & \text{sen}\omega t \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{pmatrix} \quad (10)$$

Para a correta transformação de  $\alpha$ - $\beta$  para  $d$ - $q$ , a exata estimativa dos vetores unitários  $\sin\theta$  e  $\cos\theta$  torna-se essencial, sendo o mesmo realizado através da malha de captura de fase (em inglês *Phase Locked Loop* – PLL). Sendo assim, o vetor de tensão é alinhado com a direção do eixo  $d$  durante o estado estacionário. O componente da tensão de rede na direção  $d$  é igual ao seu valor de pico, e no componente  $q$  a tensão da rede é igual a zero. Assim, o componente  $d$  do vetor da corrente (em estado estacionário, está em paralelo ao vetor da tensão da rede) torna-se a componente da corrente ativa (corrente  $i_d$ ); e o componente  $q$  do vetor da corrente torna-se responsável pela corrente reativa (corrente  $i_q$ ), ou seja, após a transformação. O  $i_d$  representa a parte real e  $i_q$  representa o componente reativo da corrente.

Para a resolução do problema de desequilíbrio entre as tensões das ligações cc, as tensões de cada barramento cc são medidas e, então, é tirada a média, tal que é comparada

com a tensão desejável para cada capacitor ( $E_{ref}$ ). O erro da tensão estimada é inserido em um controlador proporcional integral (PI) para garantir o componente apropriado da corrente real ( $i_d$ ), de modo a manter a regulação de tensão adequada de cada ponte H. Para um fator de potência unitário, o componente  $i_q$  é comparado com o zero na corrente de referência; alterando seu valor, muda-se também o fator de potência. O controle do desacoplamento do componente real e do reativo da tensão é obtido levando-se em conta a queda de tensão do indutor de acoplamento ( $L_s$ ), devido ao componente  $i_d$  e  $i_q$ . O componente  $i_q$  é subtraído de  $V_{d1}$  para atingir a tensão de referência  $d_d$ . Similarmente, o componente  $i_d$  é adicionado a  $V_q$  para atingir a referência  $d_q$ . O esquema do controle para a obtenção das razões cíclicas  $d_d$  e  $d_q$  são apresentadas na Figura 36.

Figura 36 – Controle de desacoplamento  $d$ - $q$  para uma única fase

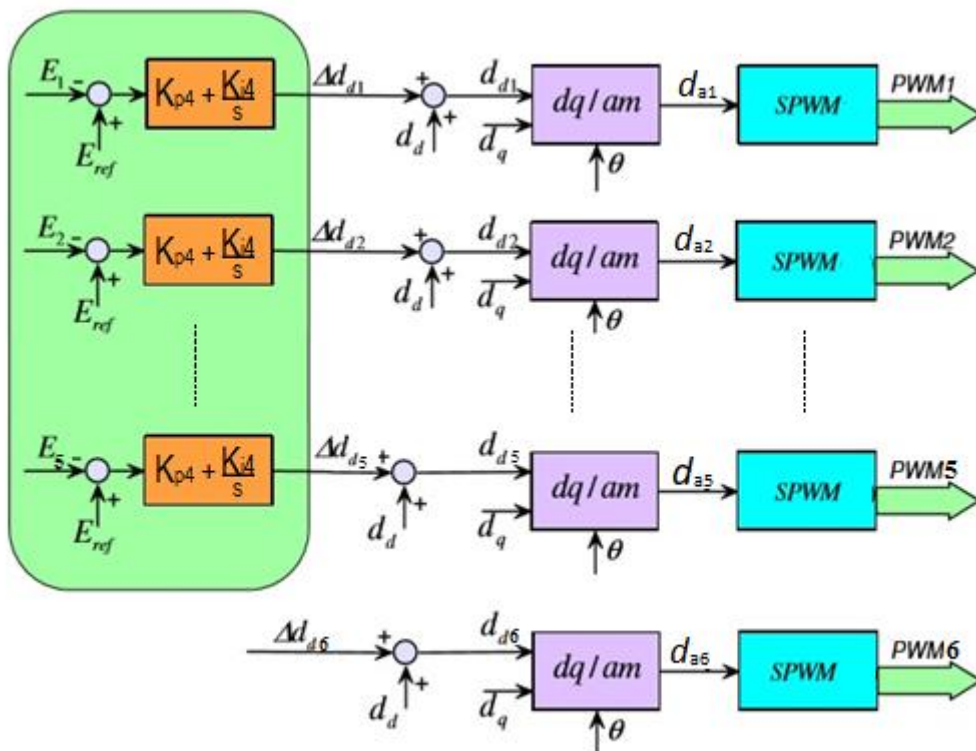


Fonte: Adaptado de Shi et al. (2011).

Uma vez calculado  $d_d$  e  $d_q$ , os barramentos cc individuais das cinco primeiras pontes H, de E1 a E5 são comparadas com a referência de tensão  $E_{ref}$  para gerar a compensação do eixo  $d$  através de um regulador PI. Então,  $\Delta d_{d1}$ ,  $\Delta d_{d2}$ ,  $\Delta d_{d3}$ ,  $\Delta d_{d4}$  e  $\Delta d_{d5}$  são adicionados ao  $d_d$  original. Portanto,  $d_{d1}$  para a primeira ponte H,  $d_{d2}$  para a segunda ponte H,  $d_{d3}$  para a terceira ponte H,  $d_{d4}$  para a quarta ponte H e  $d_{d5}$  para a quinta ponte H, são ajustados para que a distribuição da potência possa ser alterada. Assim, a potência da ponte H com menor valor de tensão no barramento cc é elevada e a potência da ponte H com maior valor de tensão no barramento cc é reduzida para eliminar o desequilíbrio de tensão. Para a sexta ponte H,  $\Delta d_{d6} =$

$-\Delta d_{d1} - \Delta d_{d2} - \Delta d_{d3} - \Delta d_{d4} - \Delta d_{d5}$ , de modo que a regulação total da tensão do barramento cc não é afetada. Enquanto isso, as correntes de referência do eixo  $q$  ainda são independentes das do eixo  $d$ , o que significa que a potência reativa pode ser controlada independentemente. Os sinais  $d_{a1}$ ,  $d_{a2}$ ,  $d_{a3}$ ,  $d_{a4}$ ,  $d_{a5}$  e  $d_{a6}$  serão comparados com a onda portadora para a geração do PWM para cada braço de cada ponte H. O esquema de controle descrito pode ser observado na Figura 37.

Figura 37 – Geração do PWM para as Pontes H de uma única fase



Fonte: Adaptado de Zhao et al. (2013).

## 4.2 CONTROLE DA ETAPA DE ISOLAÇÃO

Essa etapa é composta por dois conversores DAB: um do lado da MT e outro do lado da BT do transformador de alta frequência, como pode ser observado na Figura 38 (a). As chaves  $S_H$  são as do lado da MT e,  $V_{ccH}$  e  $V_{ccL}$ , são os barramentos cc do lado da alta e baixa tensão, respectivamente.

Esses conversores podem trabalhar com um método de comutação chamado chaveamento em zero de tensão (ZVS), que diminui as perdas de chaveamento. A tensão do barramento cc do lado da MT é controlada pela etapa de retificação, porém, a tensão do

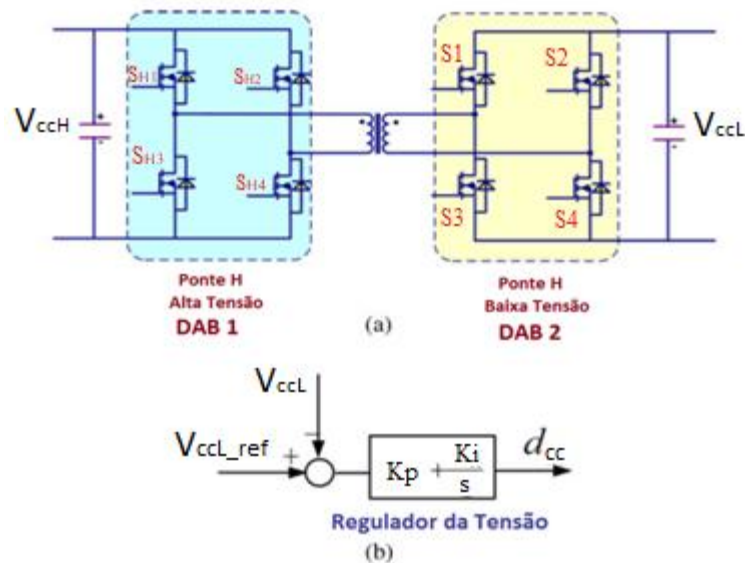
barramento cc do lado da BT é regulada pelos conversores DAB 2. O fluxo da potência ( $P_0$ ) transferido entre o DAB 1 e o DAB 2 é dado entre as diferenças dos ângulos de comutação e os valores das tensões cc nas duas extremidades, como demonstra a equação (11) (DEMETRIADES, 2005).

$$P_o = \frac{V_{ccH}V_{ccL}}{2\pi Lf_H} d_{cc}(1 - d_{cc}) \quad (11)$$

Onde:  $L$  = indutância do transformador;  $f_H$  = frequência de chaveamento; e  $d_{cc}$  = deslocamento de fase entre DAB 1 e DAB 2 durante a metade do período de comutação.

A regulação da tensão no barramento CC no lado da BT é feita a partir do ajuste do  $d_{cc}$ , sendo esse controle realizado por um controlador PI, conforme apresenta a Figura 38 (b), onde a diferença entre o valor do barramento CC da BT ( $V_{ccL}$ ) e o valor de referência para este barramento ( $V_{ccL\_ref}$ ) alimenta o controlador PI, de forma a ajustar o ângulo de deslocamento de fase ( $d_{cc}$ ).

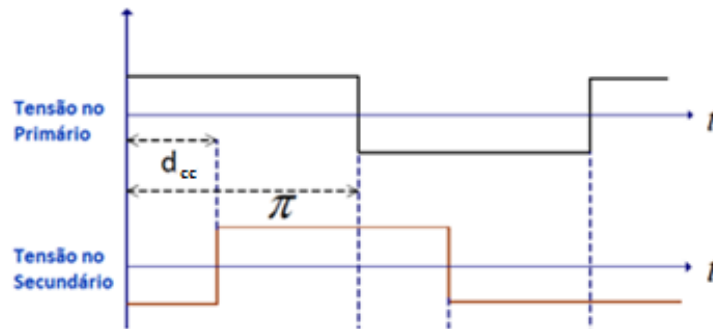
Figura 38 – Estágio de isolamento (a) e esquema de controle para a regulação da tensão (b)



Fonte: Adaptado de Zhao (2010).

Na Figura 39 é possível analisar o princípio de funcionamento da transferência de potência entre as duas pontes H, que é definida a partir do deslocamento de fase entre DAB 1 e DAB 2 durante a metade de um período de comutação.

Figura 39 – Formas de onda da tensão e da corrente dos conversores DAB1 e DAB2

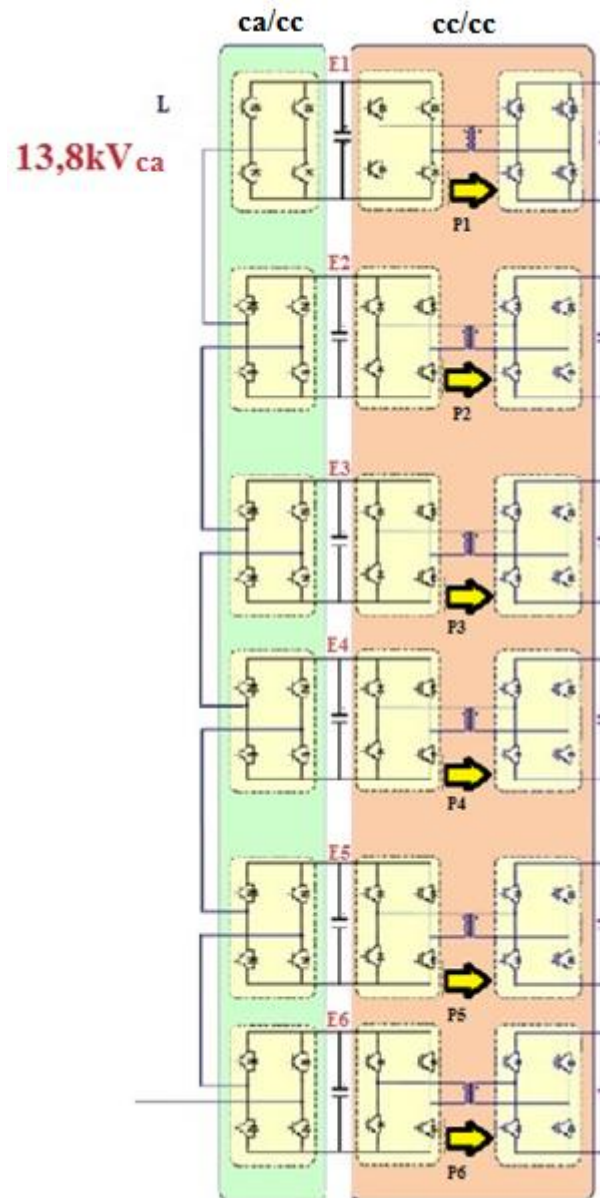


Fonte: Adaptado de Zhao (2010).

#### 4.2.1 Controle do equilíbrio de potência

Como já foi apresentado na Figura 32, o estágio de isolamento é composto por seis módulos DAB em paralelo, o que pode ocasionar um desequilíbrio de potência gerado por cada um destes módulos, conforme mostrado na Figura 40. Esse desequilíbrio pode ser causado por diferenças de parâmetros entre os transformadores de alta frequência como, por exemplo, relação de voltas ou indutância, ou nível de tensão cc dos barramentos, podendo acarretar numa sobrecorrente dos dispositivos, resultando em aquecimentos dos mesmos.

Figura 40 – Potência transferida em cada módulo DAB

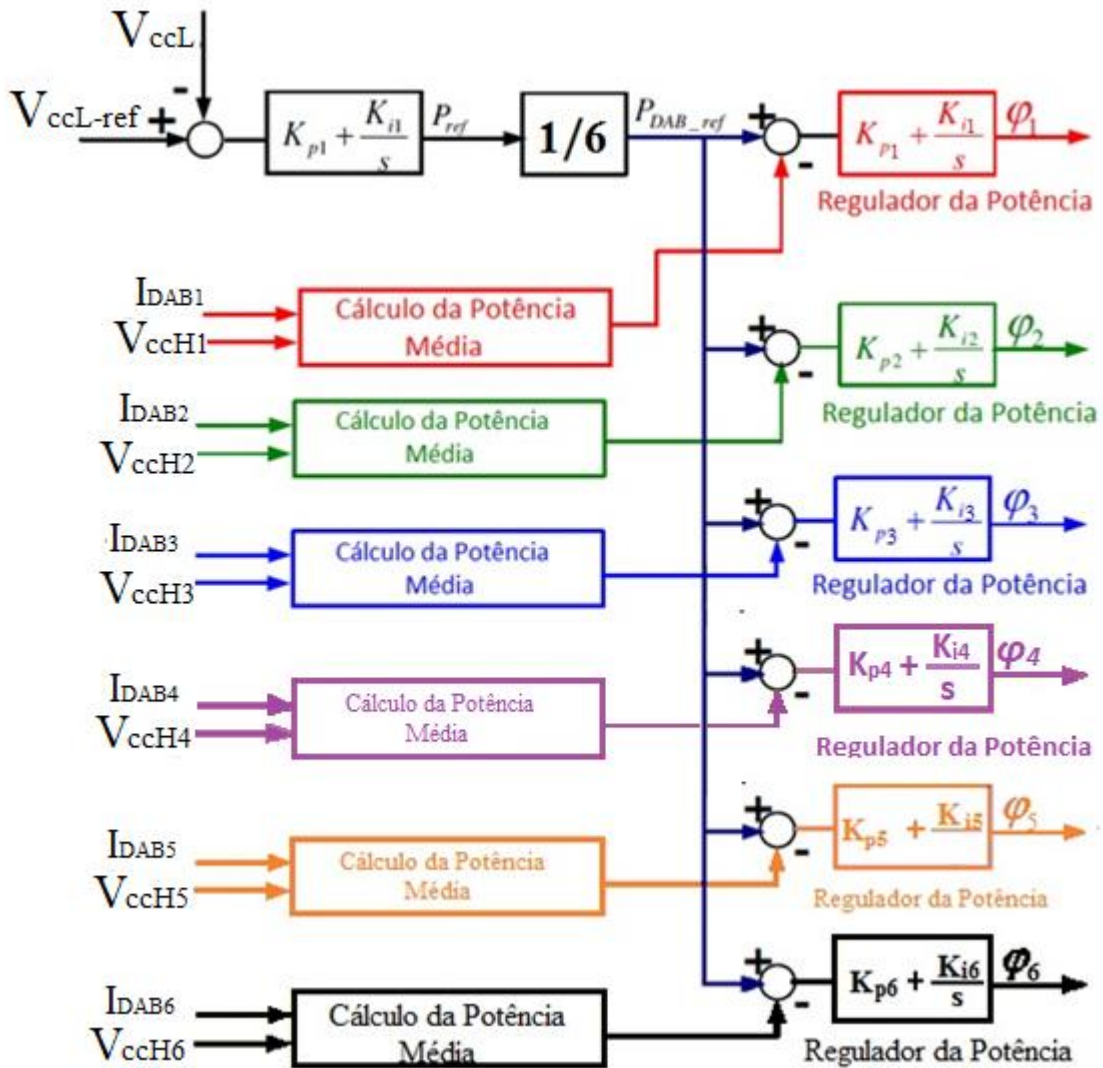


Fonte: Adaptado de Zhao et al. (2013).

O método utilizado para o equilíbrio das potências entre os módulos foi proposto por ZHAO et al. (2013), que em sua pesquisa considerou o valor do barramento cc  $V_{ccL}$  comparado ao valor de referência  $V_{ccL\_ref}$ , onde a diferença entre essas duas variáveis alimenta um controlador PI que, na sua saída, gera a referência de potência  $P_{ref}$ . Como essa referência é para a potência de toda a etapa, esse valor é dividido pela quantidade de módulos (no caso desta pesquisa, 6 módulos). Após essa divisão ser feita, a variável  $P_{DAB\_ref}$  é comparada com a potência média de cada módulo e a diferença entre as variáveis alimenta o controlador PI. Para cada módulo é gerado um respectivo ângulo de deslocamento de fase, fazendo com que

cada DAB transmita a mesma quantidade de potência. Um esquema de controle é apresentado na Figura 41.

Figura 41 – Controle do Equilíbrio da Potência



Fonte: Adaptado de Zhao (2010).

### 4.3 CONTROLE DA ETAPA DE SAÍDA

Um dos pontos dessa análise de métodos de controle para inversor a quatro fios é a capacidade da modulação escolhida em manter o inversor trabalhando de forma eficiente mesmo em condições de carga desequilibrada, condição esta em que o SST trabalhará em praticamente todo o tempo. Para atender a essa necessidade, a modulação vetorial espacial (do inglês *Space Vector Modulation* – SVM) foi escolhida. A SVM também é responsável por



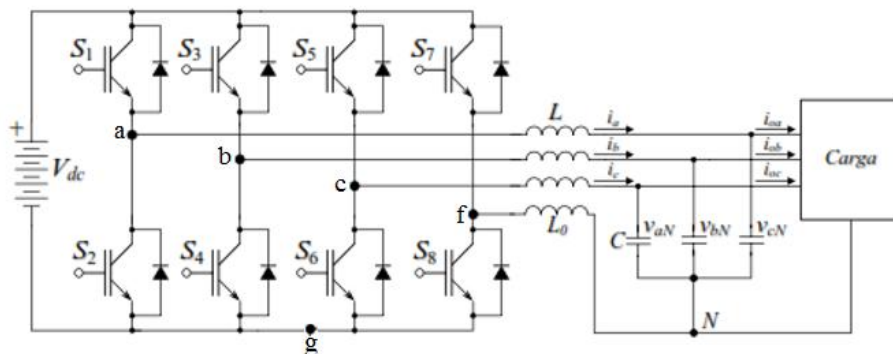
reduzir a taxa de distorção harmônica (TDH) e por reduzir o número de comutações das chaves eletrônicas durante o período do sinal de referência, diminuindo, desta forma, as perdas de comutação e aumentando o aproveitamento do barramento CC (SOUZA, 2005).

Quando o SVM-3D é implementado, ocorre a geração da modulação PWM para o acionamento das chaves do inversor. O SVM-3D irá calcular a razão cíclica de cada braço do inversor a partir dos períodos de amostragem de um sinal de referência trifásico. Uma vez encontradas as razões cíclicas, as mesmas serão comparadas com uma onda portadora (geralmente uma onda triangular), e a diferença entre as variáveis gerará sinais PWM.

Neste capítulo será apresentado um breve resumo da implementação desta modulação, uma vez que este não é foco deste trabalho. Porém, em anexo é apresentada a implementação passo a passo.

O inversor trifásico com quatro fios, apresentado na Figura 42, possui 16 possibilidades de comutação ( $2^4$ ), sendo que, as chaves eletrônicas de cada braço são acionados de forma complementar, ou seja, quando S1 está desligada, S2 está ligada, mas quando S1 é ligada, S2 é desligada. Essa lógica é aplicada para os demais braços. Dentre os 16 estados de comutação, o vetor V0 e V15 são chamados vetores nulos, porque nessas duas condições a tensão de saída das três fases é zero, ou seja, é o momento em que todas as chaves superiores estão ligadas ou desligadas.

Figura 42 – Inversor trifásico com quatro fios com filtro LC na saída



Fonte: Pinheiro et al. (2005).

#### 4.3.1 Vetores de estado de comutação

Os vetores de comando são transportados para o plano  $\alpha\beta 0$ , a projeção dos dezesseis vetores de comutação do inversor (formados por dois vetores nulos e quatorze não-nulos) no



O tetraedro do prisma específico pode ser identificado a partir das polaridades das tensões trifásicas de referência ( $V_a$ ,  $V_b$  e  $V_c$ ).

O vetor de referência (tensão de saída) é sintetizado utilizando-se os vetores de comutação ilustrados na Figura 43 em cada ciclo de chaveamento. Portanto, para a implementação do SVM-3D é necessária para identificação do prisma e do tetraedro para cada ciclo de chaveamento.

#### 4.3.2 Cálculo das razões cíclicas dos vetores adjacentes não-nulos

A Tabela 6 informa os vetores não-nulos (adjacentes ao vetor de referência) para cada um dos tetraedros, dividindo os mesmos em cargas balanceada e não balanceada.

Tabela 6 – Vetores adjacentes para cada um dos 24 tetraedros

Prisma	Tetraedro	Vetor Ativo	Carga
1	1	V8, V9, V13	B A L A N C E A D A
	2	V8, V12, V13	
2	1	V4, V12, V13	
	2	V4, V5, V13	
3	1	V4, V5, V7	
	2	V4, V6, V7	
4	1	V2, V6, V7	
	2	V2, V3, V7	
5	1	V2, V3, V11	
	2	V2, V10, V11	
6	1	V8, V10, V11	
	2	V8, V9, V11	
1	4	V11, V9, V13	N · B A L A N C E A D A
	3	V8, V12, V14	
2	4	V1, V5, V13	
	3	V4, V12, V14	
3	4	V1, V5, V7	
	3	V4, V6, V14	
4	4	V1, V3, V7	
	3	V2, V6, V14	
5	4	V1, V3, V11	
	3	V2, V10, V14	
6	4	V1, V9, V11	
	3	V8, V10, 14	

Fonte: Adaptado de Souza (2005).

O vetor de referência  $V_{\alpha\beta 0}$  é baseado em suas projeções sobre os vetores adjacentes, de forma que sua construção está diretamente associada à alteração do intervalo de aplicação dos vetores adjacentes. O cálculo das razões cíclicas dos vetores adjacentes não-nulos é apresentado por Zhang et al. (2002), efetuado da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} D_i \\ D_j \\ D_k \end{bmatrix} = M_{3 \times 3} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \\ V_0 \end{bmatrix} \quad (12)$$

Sendo:  $V_\alpha$  a projeção do vetor  $V_{\alpha\beta 0}$  no eixo  $\alpha$ ;  $V_\beta$  a projeção do vetor  $V_{\alpha\beta 0}$  no eixo  $\beta$ ; e  $V_0$  a projeção do vetor  $V_{\alpha\beta 0}$  no eixo 0.  $D_i$ ,  $D_j$  e  $D_k$  são as razões cíclicas dos vetores adjacentes. A matriz  $M_{3 \times 3}$  é utilizada para o cálculo das razões cíclicas.

### 4.3.3 Sequência de comutação

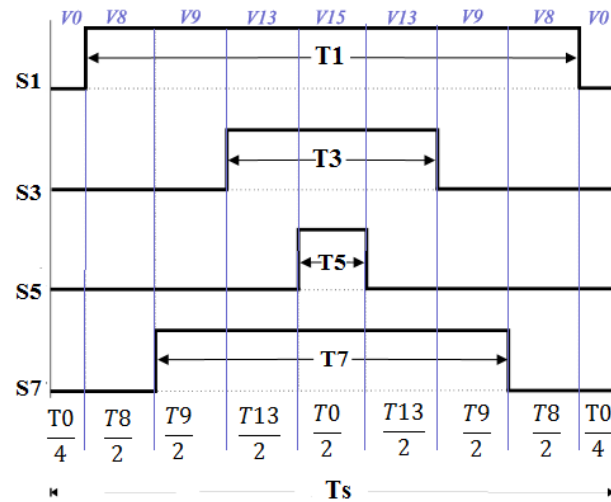
A sequência de comutação define a ordem dos vetores de comutação ao longo de um período da onda portadora.

Desta maneira a sequência de comutação para o prisma 1 e tetraedro 1 é:

$$\mathbf{V0} \quad \mathbf{V8} \quad \mathbf{V9} \quad \mathbf{V13} \quad \mathbf{V15} \quad \mathbf{V13} \quad \mathbf{V9} \quad \mathbf{V8} \quad \mathbf{V0}$$

A Figura 44 ilustra a sequência de comutação em que  $T_8$  é o intervalo de tempo referente à  $V_8$ ,  $T_9$  é o intervalo de tempo referente a  $V_9$ ,  $T_{13}$  é o intervalo de tempo referente a  $V_{13}$ ,  $T_0$  é o intervalo de tempo para os vetores nulos e  $T_s$  é um período da portadora, onde,  $T_s = T_0 + T_8 + T_9 + T_{13}$ .

Figura 44 – Sequência de comutação para o prisma e tetraedro 1



Fonte: Adaptado de Souza (2005).

Após a definição da sequência de comutação, o último passo é o cálculo da razão cíclica de cada braço do inversor, em que  $D_A$ ,  $D_B$ ,  $D_C$  e  $D_N$  são as razões cíclicas das fases A, B, C e Neutro respectivamente. O cálculo é realizado utilizando-se a equação (13):

$$\begin{bmatrix} D_A \\ D_B \\ D_C \\ D_N \end{bmatrix} = D_i \cdot V_i + D_j \cdot V_j + D_k \cdot V_k \quad (13)$$

Onde:  $V_i$ ,  $V_j$  e  $V_k$  = representação em quatro dimensões dos vetores adjacentes.

Como exemplo de aplicação do método, pode-se calcular as razões para o prisma 1 e tetraedro 1. Sendo os vetores  $V_8 = [1 \ 0 \ 0 \ 0]$ ,  $V_9 = [1 \ 0 \ 0 \ 1]$  e  $V_{13} = [1 \ 1 \ 0 \ 1]$ , pode-se realizar os cálculos:

$$\begin{bmatrix} D_A \\ D_B \\ D_C \\ D_N \end{bmatrix} = D_8 \cdot V_8 + D_9 \cdot V_9 + D_{13} \cdot V_{13} = D_8 \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + D_9 \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} + D_{13} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (14)$$

Tem-se o resultado:

$$\mathbf{D}_A = \mathbf{D}_8 + \mathbf{D}_9 + \mathbf{D}_{13} \quad \mathbf{D}_B = \mathbf{D}_{13} \quad \mathbf{D}_C = \mathbf{0} \quad \mathbf{D}_N = \mathbf{D}_9 + \mathbf{D}_{13}$$

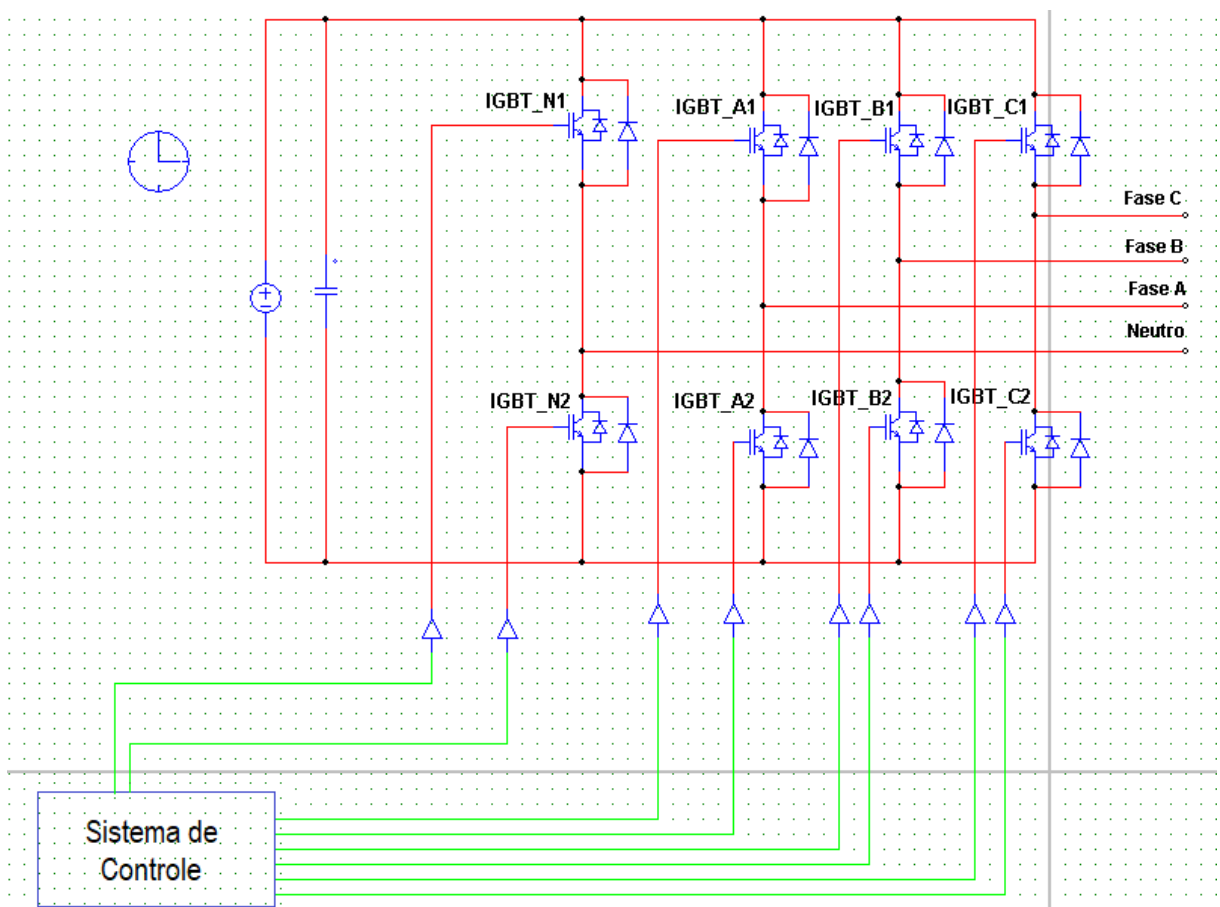
Em que:

$$\begin{bmatrix} D_8 \\ D_9 \\ D_{13} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \\ V_0 \end{bmatrix} \quad (15)$$

Obtendo a razão cíclica para cada braço, esse sinal de modulação pode ser comparado com a onda portadora para a geração do PWM para o instante em análise.

Todo o sistema de controle abordado para o controle do nível da tensão será aplicado somente na etapa de inversão do SST. Portanto, todo o esforço de simulação e levantamento de dados deste trabalho foi realizado para esta etapa. Desta maneira, considera-se que as etapas de retificação e isolamento estão funcionando corretamente, entregando ao barramento cc na BT uma tensão regulada e ajustada para o bom funcionamento da etapa de inversão. A Figura 45 apresenta o circuito esquemático do software PSIM do inversor trifásico quatro fios da etapa de inversão.

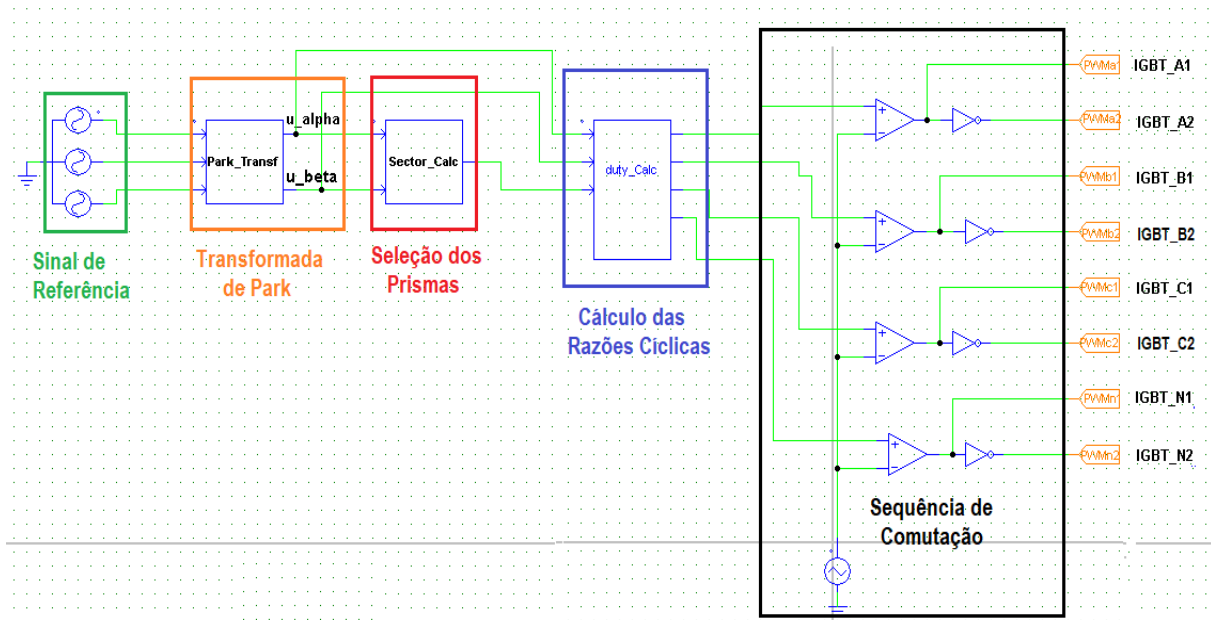
Figura 45 – Circuito esquemático do software PSIM do inversor trifásico quatro fios



Fonte: Elaboração do próprio autor.

A Figura 46 apresenta o esquema de controle do inversor trifásico quatro fios no software PSIM.

Figura 46 – Esquema de controle do inversor trifásico quatro fios no software PSIM



Fonte: Elaboração do próprio autor.

## 5 ANÁLISE DA APLICAÇÃO DO SST NO CONTROLE DO PERFIL DA TENSÃO DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

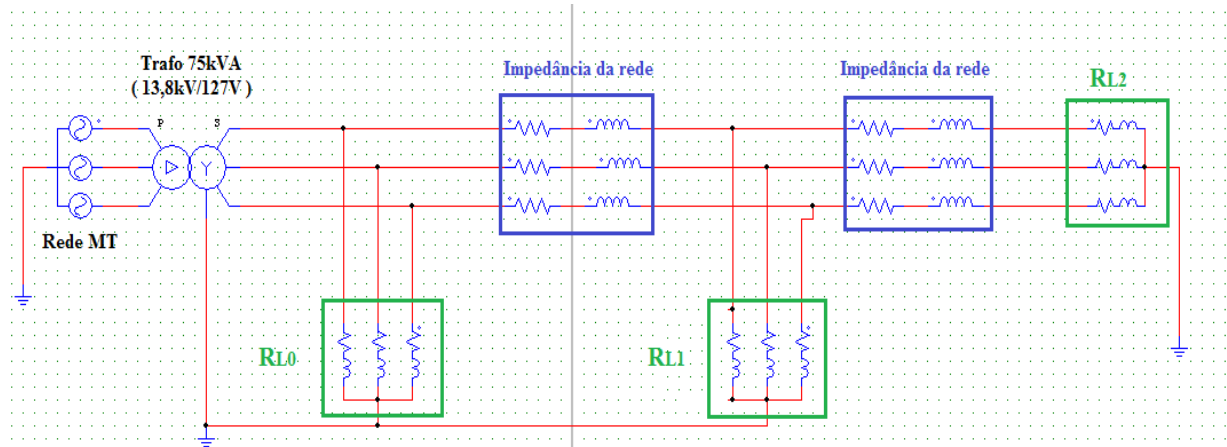
Uma vez discutida a flexibilidade do SST, suas funcionalidades e seu layout construtivo, agora será testado o seu controle sobre o perfil da tensão na rede de distribuição. A análise será realizada através de simulações do software PSIM em uma rede de distribuição alimentada por um transformador trifásico de 75 kVA (13,8 kV/220 V).

Para a melhor compreensão do cenário e dos testes que serão realizados, a linha de distribuição será representada em forma de circuito elétrico e as suas cargas serão divididas em três grupos, sendo:

- RL0: o grupo de carga próximo ao transformador;
- RL1: o grupo de carga localizada no meio da rede de distribuição;
- RL2: o grupo de carga localizada no final da linha.

A Figura 47 apresenta o circuito elétrico da rede, onde é possível observar os três grupos de carga e a impedância da rede.

Figura 47 – Representação da rede de distribuição em análise

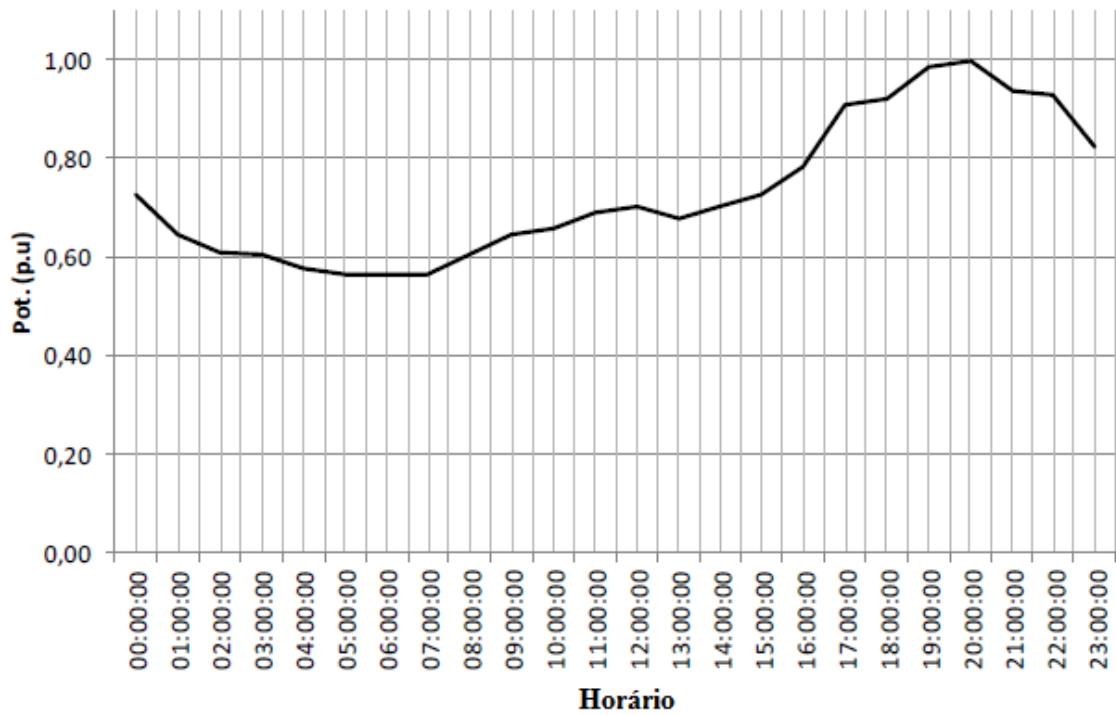


Fonte: Elaboração do próprio autor.

O comportamento do perfil da carga apresentado na rede em análise está demonstrado na Figura 48 e leva em consideração todas as cargas conectadas. Portanto, o gráfico utiliza a relação por unidade (p.u.) para a medição, sendo 1 p.u. a demanda máxima da rede.



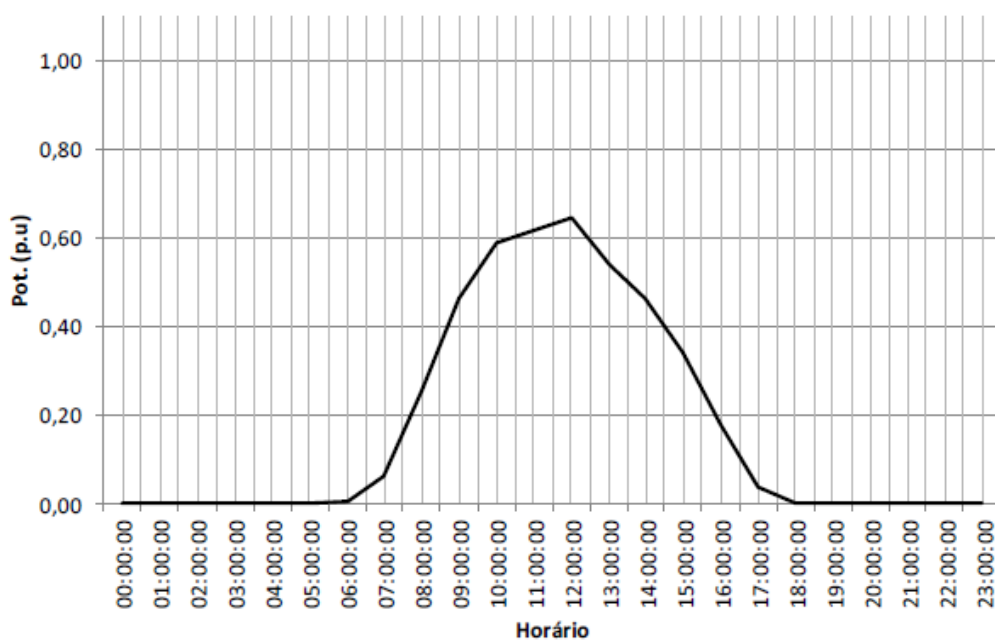
Figura 48 – Perfil da carga no sistema



Fonte: Moreira (2017).

A geração distribuída conectada à rede é composta por painéis fotovoltaicos cujo perfil de geração é apresentado pela Figura 49.

Figura 49 – Perfil de geração de um sistema fotovoltaico



Fonte: Moreira (2017).

Através das Figuras 48 e 49, fica evidente que o pico de geração não coincide com o pico de maior demanda da rede.

No Brasil, o limite de potência instalada de microgeração é determinado pela Resolução Normativa 724/2017 da ANEEL, que define como limite o valor da potência máxima disponibilizada para a unidade consumidora em que o microgerador será conectado, ou seja, a máxima potência nominal de um sistema fotovoltaico residencial deve ser igual ao valor da potência em que a concessionária disponibiliza ao cliente para atender a sua carga instalada. Desta forma, pode-se definir o nível de penetração fotovoltaica de acordo com a equação (16).

$$Penetração_{PV}(\%) = \frac{P_{PV}}{P_{CARGA}} \times 100\% \quad (16)$$

Onde:

$Penetração_{PV}(\%)$ : nível de penetração de painéis fotovoltaicos no sistema;

$P_{PV}$ : potência instalada total de painéis fotovoltaicos no sistema;

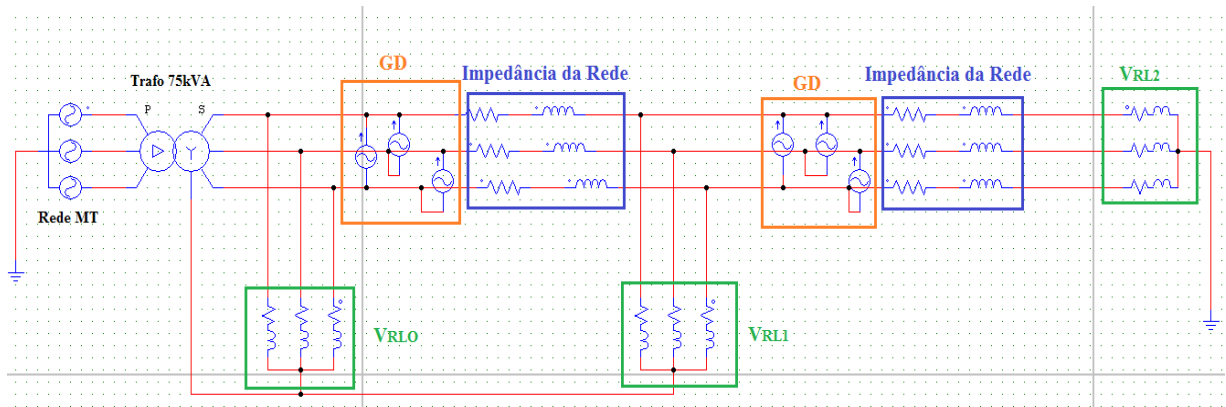
$P_{CARGA}$ : potência disponibilizada para atender as cargas do sistema.

Analisando esta definição, se um nível de penetração for de 60% significa que mais da metade dos consumidores possuem painéis fotovoltaicos instalados, considerando que a potência das GDs de cada um dos usuários seja no máximo igual à sua demanda declarada à concessionária.

A seguir será realizada a análise do comportamento da rede sem GD e com penetração de 10%, 30% e 60% de GD, considerando o horário de maior geração e fora do pico da demanda por parte da rede.

A distribuição das GDs ocorrerá ao longo da rede, ficando próximo aos três grupos de cargas citados anteriormente. A Figura 50 apresenta a rede elétrica alimentada através de um transformador convencional de 75 kVA e modelada através de circuito elétrico, onde as fontes de corrente representam os sistemas fotovoltaicos.

Figura 50 – Representação da rede de distribuição em análise com distribuição de GDs



Fonte: Elaboração do próprio autor.

É importante salientar que a alteração do ponto de conexão dos grupos de GD pode influenciar o comportamento da rede e conseqüentemente os resultados obtidos. Por isso, quanto mais detalhada for a rede em análise, mais realistas serão os resultados.

Inicialmente a carga e a distribuição das GDs serão consideradas equilibradas. Em seguida, as mesmas serão analisadas em condição desequilibrada e, por último, o comportamento da rede será avaliado com e sem conexão de sistema de armazenamento.

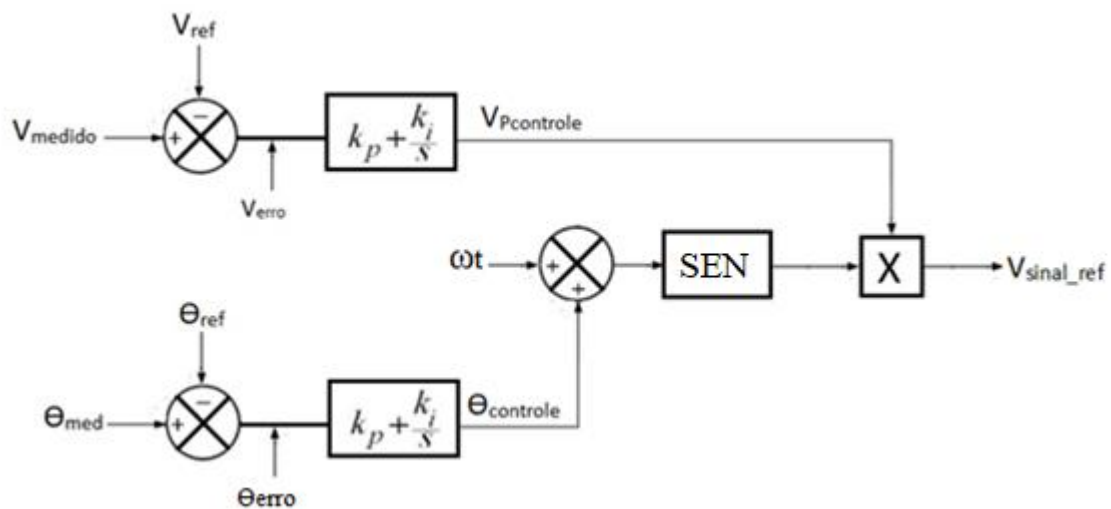
Para as condições de distribuição de GDs equilibradas e desequilibradas na rede será analisado o comportamento dessa rede na presença e ausência do SST. Para a condição de distribuição de GDs na rede com conexão de sistema de armazenamento já subentende-se que a mesma só é possível se o SST estiver presente.

Nas condições onde o SST estiver presente, a rede será considerada como uma rede inteligente, com sensores distribuídos ao longo de sua extensão que monitoram os níveis de tensão e se comunicam com o SST.

Nas condições de distribuição de GDs equilibradas e desequilibradas na rede com presença do SST e sem sistema de armazenamento o SST trabalhará como um regulador de tensão, reduzindo a tensão, de forma instantânea, na rede como um todo. A regulação da tensão ocorrerá através do ajuste da tensão de saída da etapa de inversão, que consiste na variação para cada fase dos valores da amplitude e do ângulo do sinal de referência do sistema de controle do SVM. Então, o controle consiste em gerar um sinal senoidal de referência com amplitude e ângulo adequados para a correção dos níveis de tensão, de acordo com a necessidade da rede. Em condições nominais o sinal trifásico de referência possui uma amplitude máxima de 1V e os ângulos são de  $0^\circ$ ,  $120^\circ$  e  $-120^\circ$  para as fases A, B e C, respectivamente. Para realização do controle é necessário efetuar leituras individuais da

tensão para cada fase, pois, o controle também é aplicado de forma individual. A Figura 51 apresenta um esquema de controle do nível de tensão para a fase A.

Figura 51 – Controle para correção da amplitude e do ângulo da tensão de saída do SST para a fase A



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O  $V_{\text{medido}}$  é o valor RMS do sinal normalizado lido na rede. O  $V_{\text{ref}}$  é o valor RMS de um sinal de referência com amplitude de 1 p.u.

Como pode-se observar, o sistema de controle para construção do sinal de referência é composto por duas etapas que interagem entre si. A primeira etapa é a geração da amplitude do sinal que é obtida da seguinte forma: calcula-se a diferença entre o sinal  $V_{\text{medido}}$  e o sinal de referência  $V_{\text{ref}}$ ; a diferença entre esses sinais dá origem ao chamado  $V_{\text{erro}}$ , que é o sinal de entrada do controlador PI; o controlador irá realizar o ajuste originando o sinal  $V_{\text{Pcontrole}}$ ; este, por sua vez, dá origem ao valor de pico do sinal de referência.

A segunda etapa é a geração adequada do ângulo do sinal que é realizada através da comparação do ângulo de fase medido da rede ( $\Theta_{\text{med}}$ ) com o ângulo de referência da fase analisada ( $\Theta_{\text{ref}}$ ), que no caso da fase A é  $0^\circ$ . Essa comparação gera um sinal de erro ( $\Theta_{\text{erro}}$ ) que alimenta um controlador PI. Após realizar os ajustes, o sinal  $\Theta_{\text{controle}}$  é somado com a frequência angular ( $\omega t$ ), dando origem ao sinal de referência. Desta forma  $V_{\text{sinal\_ref}}$  é dado por:

$$V_{\text{sinal\_ref}}(t) = V_{\text{Pcontrole}} * \text{sen}(\omega t + \Theta_{\text{controle}}) \quad (17)$$

Já na condição de distribuição de GDs na rede com sistema de armazenamento, o SST pode contribuir na regulação dos níveis de tensão na rede interagindo através da comunicação com esse sistema, podendo armazenar toda ou parte da energia excedente dessa geração, podendo utilizá-la novamente em momentos mais oportunos. Portanto, o armazenamento da energia resulta na diminuição do nível de tensão na rede.

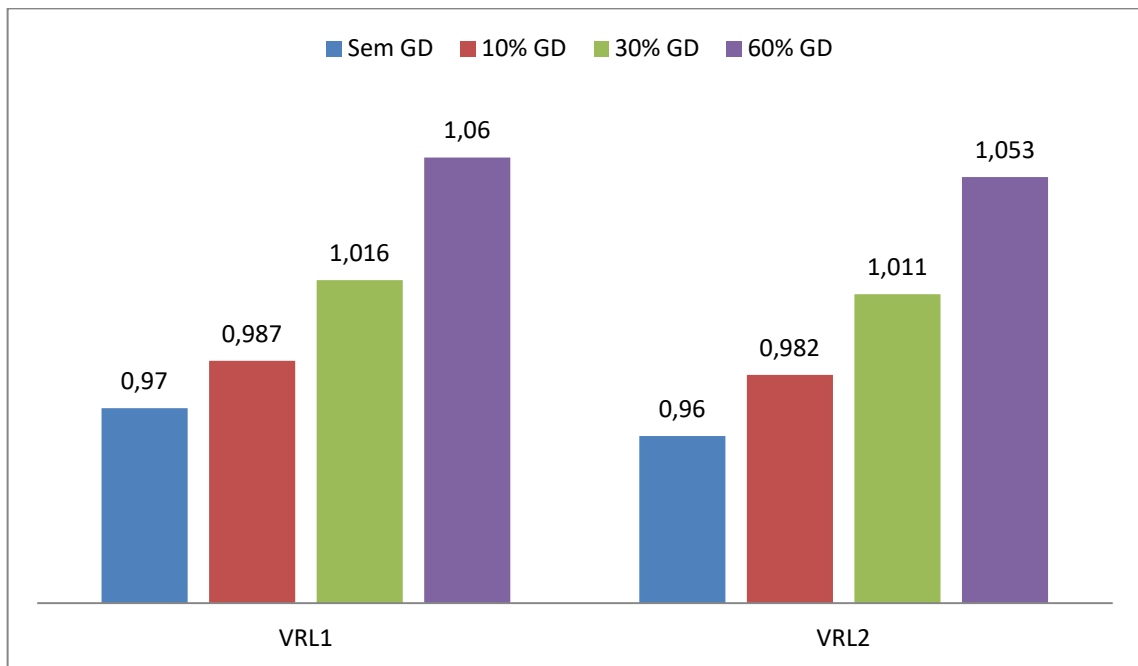
## 5.1 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

A seguir, serão apresentados os resultados para as condições propostas anteriormente.

### 5.1.1 Carga e distribuição de GD equilibradas

Apresenta-se na Figura 52 os diferentes valores dos níveis de tensão dos grupos de carga RL1 e RL2 para as quatro condições analisadas (sem GD, 10%, 30% e 60% de GD). O grupo RL0 não foi representado, pois, por estar próximo ao transformador está com a tensão sempre em 1 p.u., independente do nível de penetração analisado, pois não sofre influência da queda de tensão sobre a impedância da rede como os demais grupos. Por outro lado, os grupos RL1 e RL2, que são, respectivamente, os grupos do meio e do fim da linha, além de sofrerem queda da tensão devido à impedância da rede, sofrem alteração dos seus níveis de tensão conforme o índice de penetração. O valor inicial das tensões sobre eles (sem GD) estão dentro da condição determinada como “adequada” pela Resolução Normativa 794/2018, da ANEEL (0,92 a 1,047 p.u. em relação nominal de 1 p.u.), porém, não estão no valor considerado como “ideal” (1 p.u.). Nas condições de 10% e 30% de penetração de GD podemos observar a contribuição da GD para melhoria do perfil de tensão, uma vez que a injeção de potência na rede por parte das GDs alivia o transformador, diminuindo a corrente de entrada e acarretando a atenuação das perdas. Já para a condição de 60% de GD, o nível de tensão nos grupos de carga RL1 e RL2 ultrapassam o valor máximo permitido de 1,047 p.u., entrando na classificação determinada como “precária” pela ANEEL.

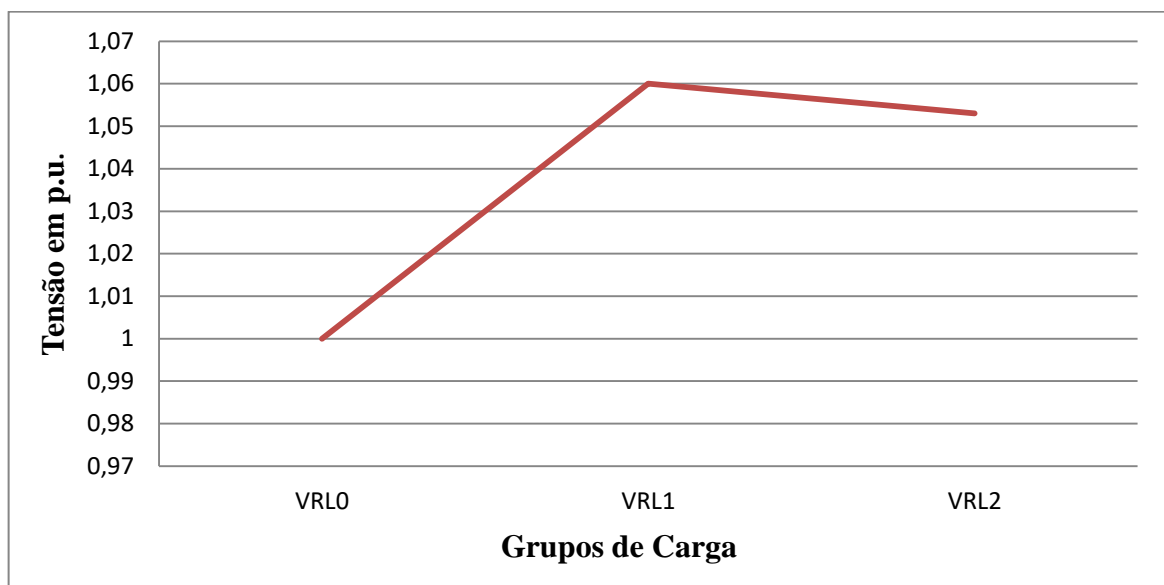
Figura 52 – Nível de tensão (p.u.) ao longo da rede com carga e GDs equilibradas



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 53 é apresentado o perfil da tensão da rede em análise com uma penetração de 60% de GD, onde é possível observar que a tensão, tanto no meio como no fim da linha, possui a maior amplitude devido ao impacto gerado por essas fontes descentralizadas.

Figura 53 – Perfil da tensão ao longo da rede para uma penetração de 60% de GD



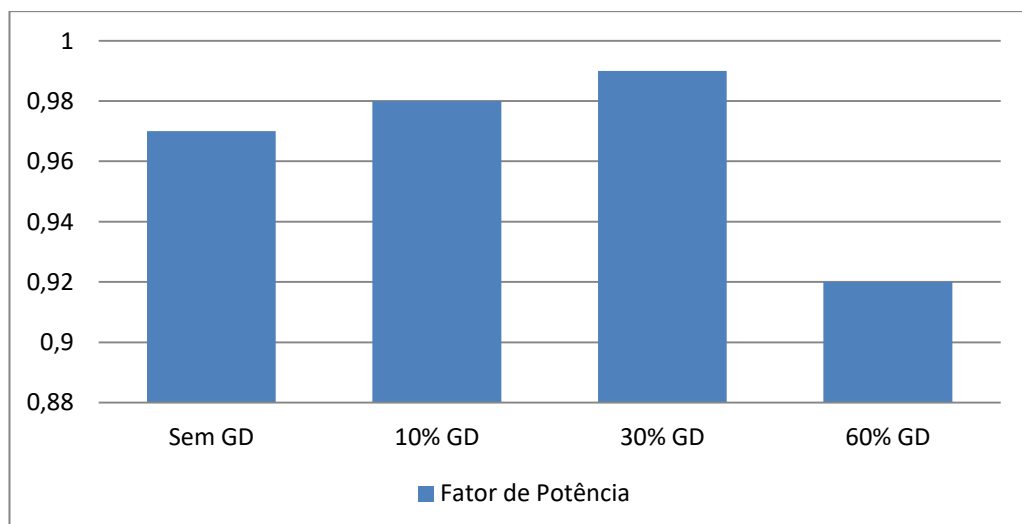
Fonte: Elaboração do próprio autor.

A penetração de GD também gera um impacto no fator de potência. A Figura 54 exibe o valor do fator de potência no transformador. O mesmo já possui um fator de potência elevado, mas esse fator se eleva ainda mais com o índice de penetração de GD de 10% e 30% e o índice de penetração de GD de 60% cai para 0,92. O fator de potência tem este comportamento porque os transformadores de distribuição são projetados para possuírem um ponto ótimo de operação quando seu nível de carregamento gira em torno de 70% a 80%, pois é neste carregamento que ele trabalha em grande parte do tempo. Com base nisso, nas condições sem GD o nível de carregamento é maior que 80% e o seu fator de potência é bom, mas é menor que para as condições de penetração de 10% e 30% de GD. Com a penetração de 10% de GD o nível de carregamento se aproxima da faixa ótima de operação (entre 70 e 80%) e melhora o FP. Já para a condição de 30% de penetração de GD o transformador entra na faixa de melhor desempenho, resultando no maior fator de potência medido para este transformador. Porém, para a condição de penetração de 60% de GD o nível de carregamento é inferior a 70%, o que, conseqüentemente, resulta em uma queda no fator de potência. O fator de potência pode ser calculado pela equação (17).

$$FP = \frac{P}{S} \quad (18)$$

Sendo: P = Potência Ativa e S= Potência Aparente

Figura 54 – Fator de potência

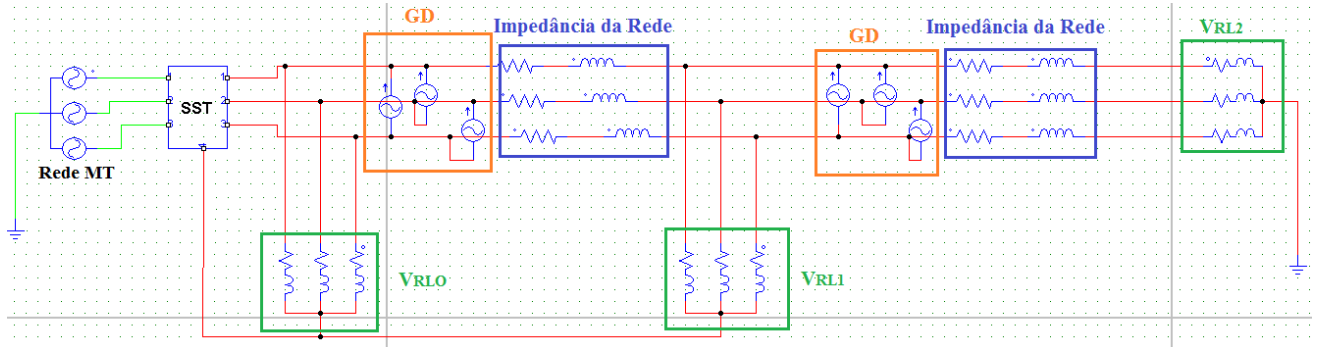


Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para analisar o comportamento do SST no controle do nível de tensão dessa rede, será analisado apenas o caso crítico apresentado até o momento (na condição com penetração de

60% de GD). Para isso, na Figura 55, o transformador convencional de 75 kVA é substituído por um SST de mesma potência.

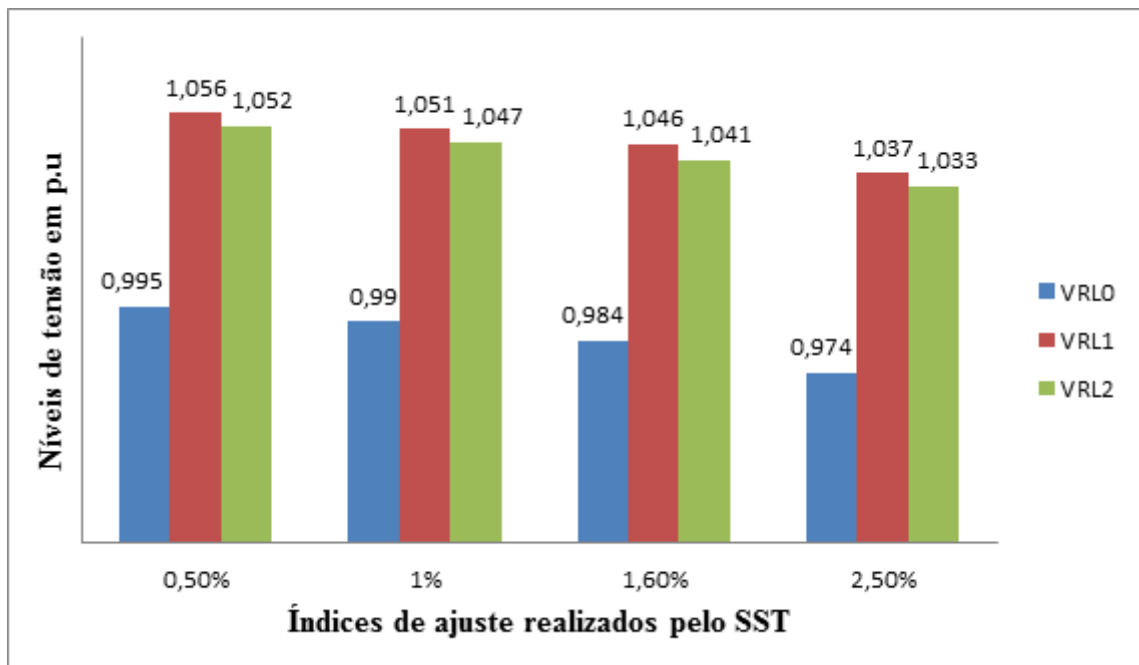
Figura 55 – SST no controle do nível da tensão em uma rede de distribuição



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O comportamento dos níveis de tensão para os grupos de carga VRL0, VRL1 e VRL2 para uma redução da tensão de saída do SST em 0,5%; 1%, 1,6% e 2,5% é apresentado na Figura 56.

Figura 56 – Níveis de tensão após a regulação com o SST



Fonte: Elaboração do próprio autor.

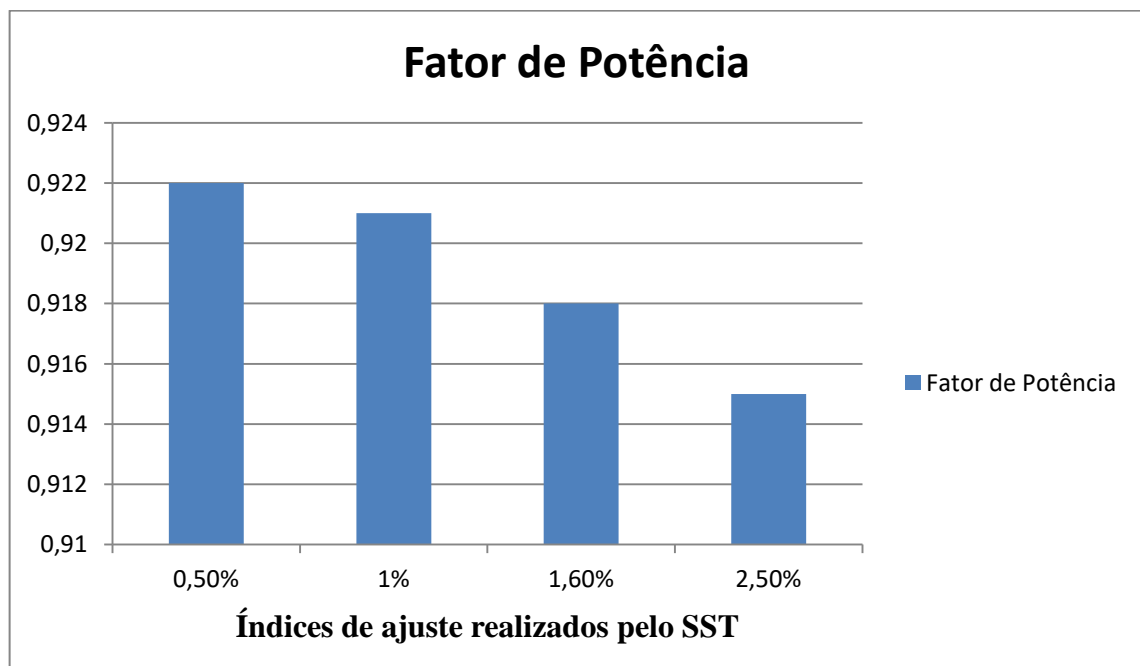
Quando a tensão da rede foi reduzida em apenas em 0,5%, essa redução nos níveis de tensão da rede não foi suficiente para garantir valores aceitáveis pela norma. Para a condição



de redução em 1%, os valores da tensão para o grupo de carga VRL1 ficaram próximos ao limite estabelecido pela norma (1,047 p.u.) e para o grupo VRL2 ficaram dentro dos limites estabelecidos pela norma como “adequados”. Para as correções de 1,6% e 2,5%, todos os grupos de carga se enquadraram dentro do limite adequado estabelecido pela ANEEL (menor que 1,047 e maior que 0,92 p.u.). Através dos ajustes realizados pelo SST é possível perceber que na mesma proporção que os grupos de carga VRL1 e VRL2 se aproximam do valor ideal (1 p.u.), o grupo VRL0 se distancia dessa condição. Portanto, quanto maior for a redução, mais distante VRL0 estará do valor ideal (mas continuará dentro do nível adequado), e mais próximos VRL1 e VRL2 estarão desta mesma condição. Sendo assim, cabe ao responsável pela rede definir a alteração mais satisfatória de acordo com as características da rede.

A Figura 57 apresenta o comportamento do fator de potência para os diversos ajustes de tensão realizados pelo SST. Observar-se que o fator de potência sofreu uma leve redução conforme o ajuste de tensão aumenta. Essa redução é fruto da diminuição da potência fornecida pelo transformador devido aos ajustes de tensão.

Figura 57 – Comportamento do fator de potência para diversos ajustes da tensão do SST

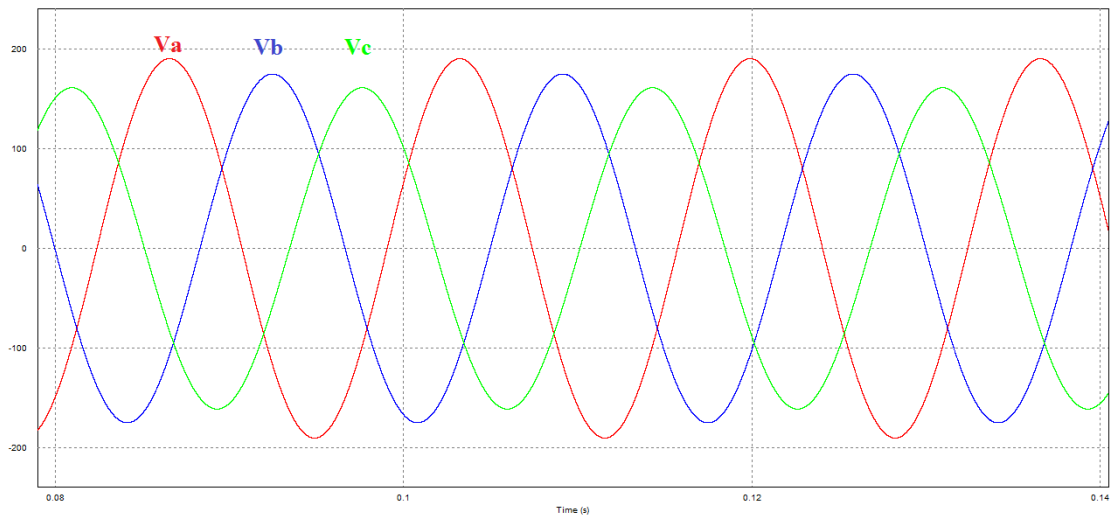


Fonte: Elaboração do próprio autor.

### 5.1.2 Carga e distribuição de GD desequilibradas

Para um cenário mais realista, serão consideradas as cargas como desequilibradas e uma distribuição desigual das GDs entre as fases, onde: na fase A o índice de penetração será de 72%, na fase B de 60% e na fase C de 48%. O resultado desta condição é apresentado na Figura 58.

Figura 58 – Amplitude das tensões de fase na condição de carga e distribuição de GD desequilibradas



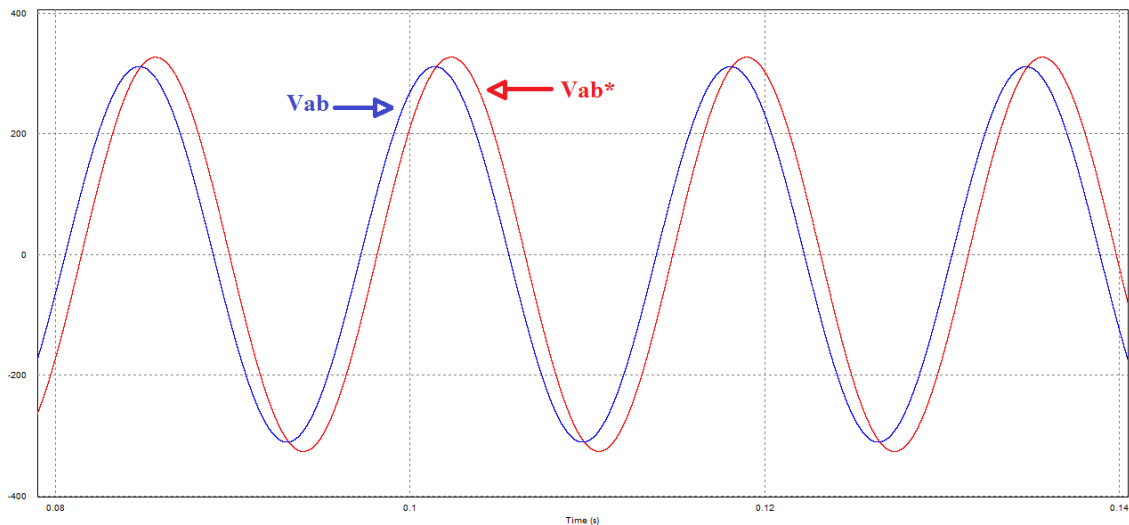
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nessa figura é possível observar que a amplitude das fases está diretamente ligada ao nível de penetração, ou seja,  $V_a$  possui a maior magnitude, seguida por  $V_b$  e, depois, por  $V_c$ . Com o desequilíbrio das tensões de fase, as tensões de linha também sofreram alterações. Para esta condição os valores dos níveis de tensão foram os seguintes:

$$\begin{array}{ll} V_a = 1,06 \text{ p.u.} & V_{ab} = 1,05 \text{ p.u.} \\ V_b = 0,99 \text{ p.u.} & V_{ca} = 0,97 \text{ p.u.} \\ V_c = 0,89 \text{ p.u.} & V_{bc} = 0,88 \text{ p.u.} \end{array}$$

A alteração da amplitude das tensões também influencia o deslocamento angular de cada uma das tensões. Na Figura 59 é apresentada uma forma de onda para a tensão de linha  $V_{ab}$  que não sofreu impactos no nível de tensão e outra forma de onda  $V_{ab}^*$  que sofreu alterações devido ao desequilíbrio da carga e das GDs conectadas desigualmente a cada fase.

Figura 59 – Comparativo entre as tensões de linha

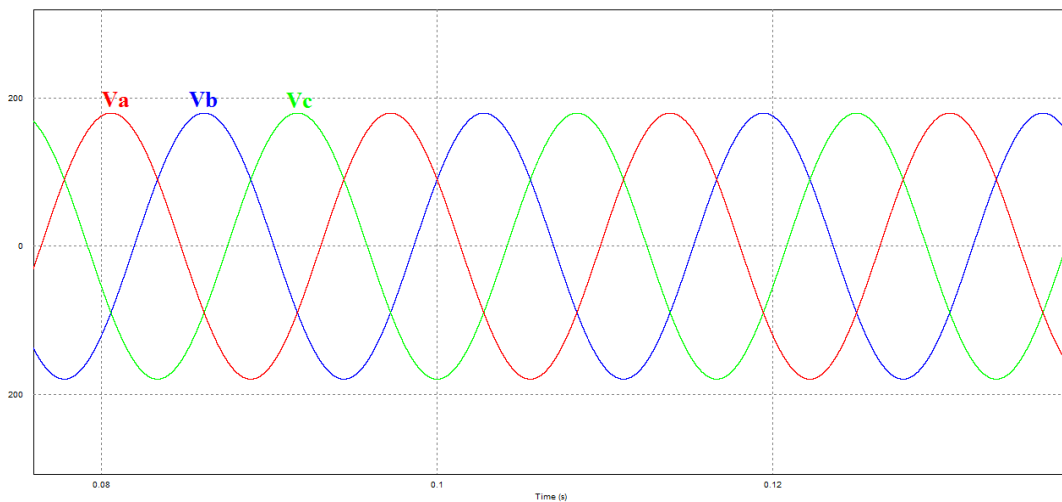


Fonte: Elaboração do próprio autor.

Analisando a Figura 59, percebe-se que além da diferença de amplitude entre os sinais há uma defasagem entre eles, ou seja, os sinais entre duas fases para um sistema trifásico equilibrado que geralmente possuem um ângulo de  $30^\circ$  passa a não ter mais este ângulo definido, podendo causar alterações críticas caso a rede experimente condições extremas.

O SST pode ajustar tanto o valor instantâneo das fases de forma individual, como corrigir os ângulos das mesmas, através do controle apresentado na Figura 51. Na Figura 60 são apresentadas as tensões de fase após a regulação com o SST, mostrando que todas as amplitudes foram ajustadas para 1 p.u. e as tensões de fase foram corrigidas. Conseqüentemente, as tensões de linhas também são corrigidas.

Figura 60 – Tensões de fase após regulação do SST

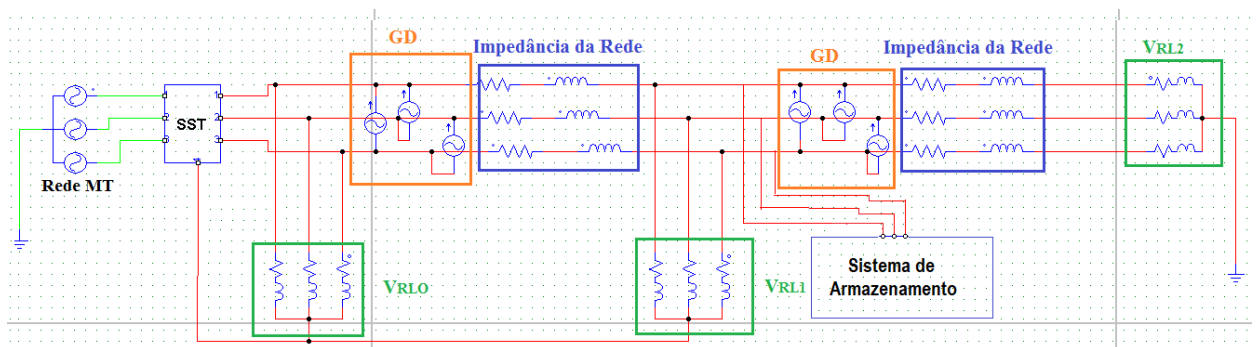


Fonte: Elaboração do próprio autor.

### 5.1.3 Conexão do sistema de armazenamento na rede

Na condição de penetração de 60% de GD na rede de distribuição em análise de forma equilibrada entre as fases, um sistema de armazenamento é inserido nessa rede com potência de 13.5 kW/h e uma potência contínua, durante a etapa de carga ou descarga, de 3,3 kW. O sistema de armazenamento é composto pelo banco de baterias, sistema de controle de carga, sistema de comunicação e inversor que viabiliza a conexão do sistema de forma direta à rede de distribuição. Na Figura 61 apresenta-se a rede de distribuição com a inserção do sistema de armazenamento.

Figura 61 – Inserção do sistema de armazenamento na rede de distribuição com SST

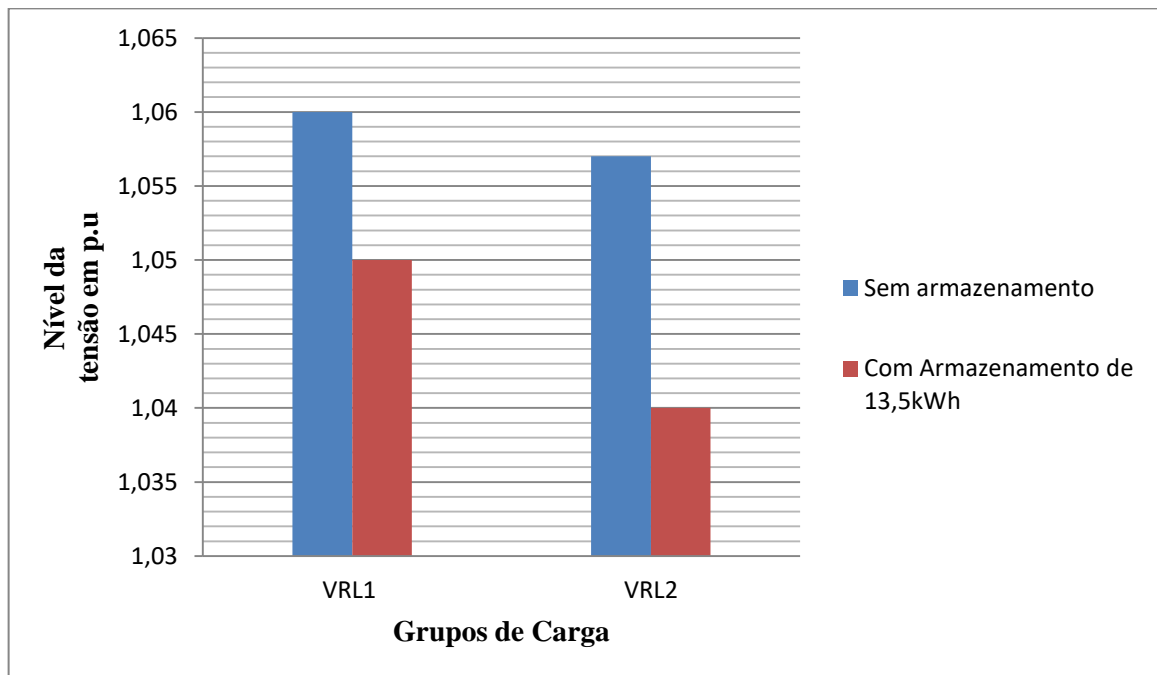


Fonte: Elaboração do próprio autor.

Antes da conexão da bateria, a demanda da rede para o transformador era de 31,89 kVA e os níveis de tensão ao longo da rede eram de 134,8 V (1,06 p.u.) para o grupo de carga RL1 e de 134,28 V (1,057 p.u.) para o grupo RL2.

As medições dos níveis de tensão na rede de distribuição após a conexão do sistema de armazenamento via SST durante a etapa de carga são apresentadas nas Figuras 62.

Figura 62 – Níveis de tensão na rede após a conexão do sistema de bateria de 13,5kWh

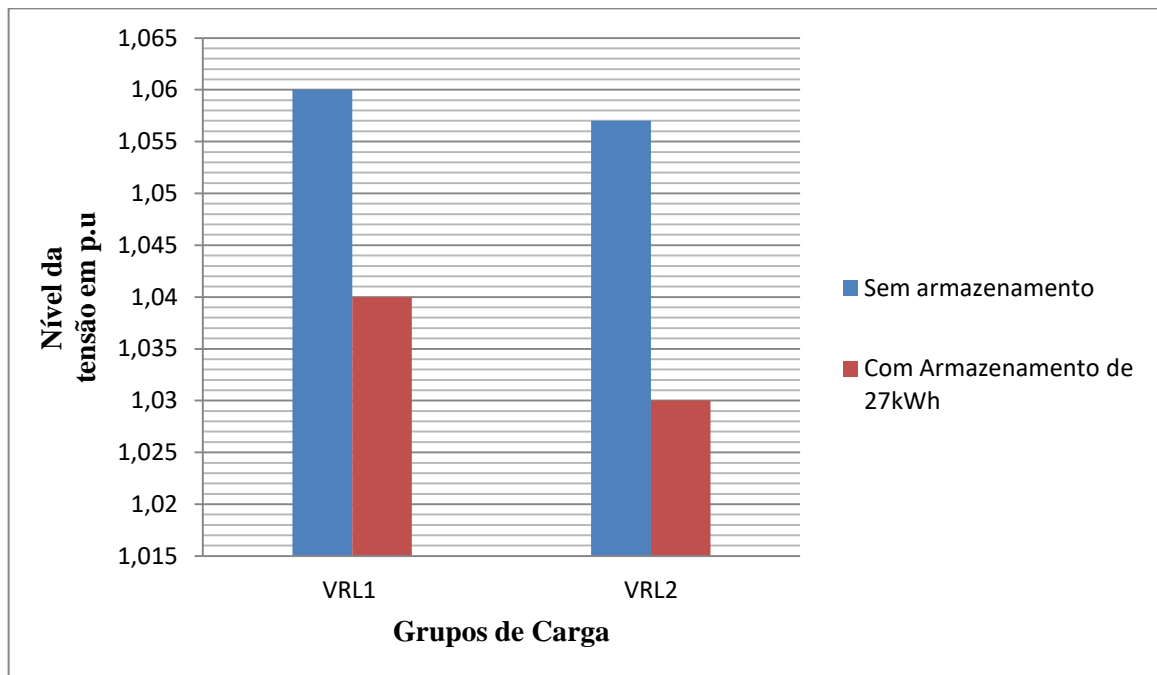


Fonte: Elaboração do próprio autor.

Após a conexão do sistema de armazenamento de 13,5kWh a potência de entrada foi alterada para 40,5 kVA. Esse aumento na parcela da potência fornecida pelo transformador ocorre porquê parte da potência injetada na rede pelas GDs está sendo absorvida pelas baterias do sistema, melhorando, desta forma, os níveis de tensão para RL1 e RL2, passando de 134,8 V (1,06 p.u.) para 133,56 V (1,05 p.u.) e de 134,28 (1,057 p.u.) para 133,04 V (1,04 p.u.), respectivamente.

Outro teste foi realizado, dobrando a capacidade do sistema de armazenamento, passando de 13,5 kWh para 27 kWh e a potência constante na etapa de carga/descarga passou de 3,3 kW para 6,6 kW. O comportamento das tensões no grupos e carga RL1 e RL2 para este novo são apresentados na Figura 63 durante o processo de carregamento das baterias.

Figura 63 – Níveis de tensão na rede após a conexão do sistema de bateria de 27 kWh



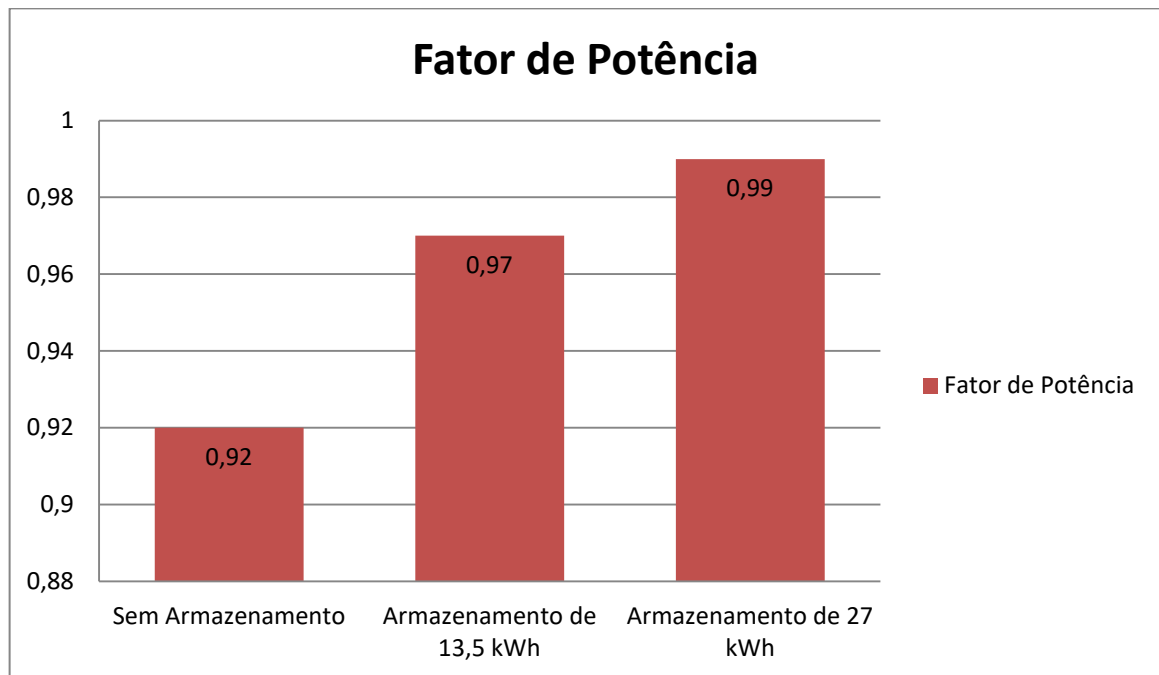
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Com o aumento do sistema de armazenamento a potência fornecida pelo transformador à rede aumentou, passando de 31,89 kVA, sem sistema de armazenamento, para 48 kVA, com sistema de armazenamento de 27 kWh. Já o resultado apresentado na Figura 63 revela que as tensões do grupo VRL1 e VRL2 foram reduzidas de 1,06 p.u. para 1,04 p.u. e de 1,057 para 1,03 p.u., respectivamente. Esses resultados contribuem para a melhoria dos níveis de tensão dos grupos de carga VRL1 e VRL2. Vale ressaltar que o grupo de carga VRL0 não foi incluso nas análises devido à sua proximidade com o transformador e por não sofrer influência da penetração de GD nas condições avaliadas.

Comparando os resultados apresentados nas Figuras 62 e 63, fica evidente a melhoria dos níveis de tensão após a conexão do sistema de armazenamento, uma vez que esses níveis passaram a estar dentro dos limites adequados definidos pela ANEEL. Também é possível perceber que quanto maior a potência da bateria ou do grupo de baterias conectadas à rede, para uma situação crítica como a apresentada, melhor será a resposta em relação ao controle do nível de tensão.

A Figura 64 apresenta o comportamento do fator de potência diante da conexão do sistema de armazenamento.

Figura 64 – Comportamento do Fator de Potência após conexão do sistema de armazenamento

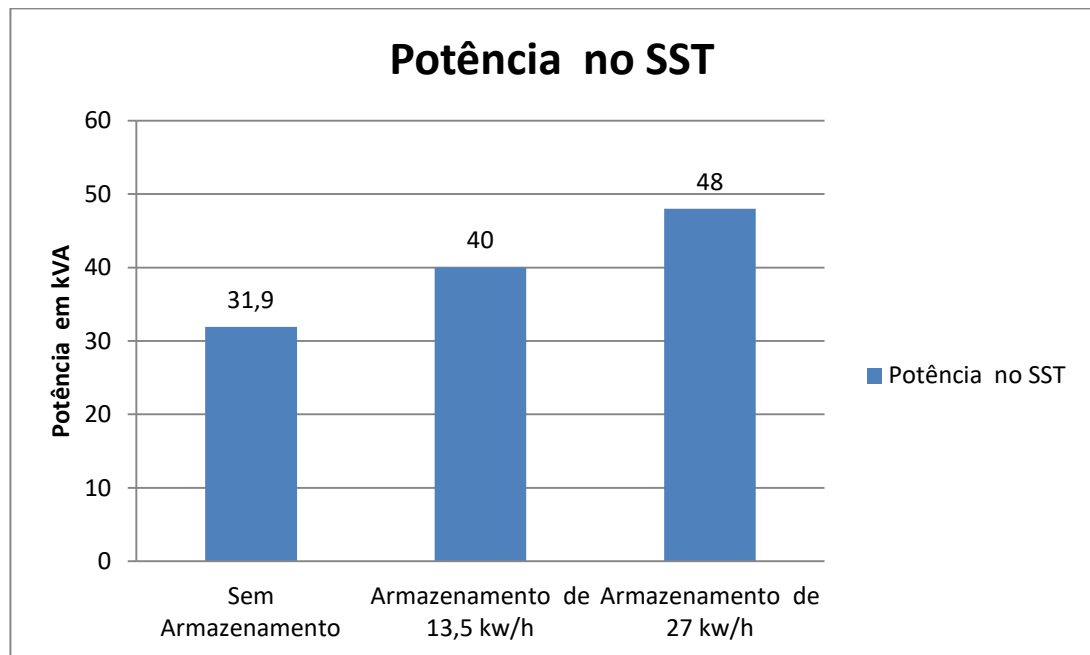


Fonte: Elaboração do próprio autor.

Analisando a Figura 64 é possível constatar a melhora do fator de potência com a conexão do sistema de armazenamento de 13,5 kWh à rede, alterado de 0,92 para 0,97. Para o sistema de 27 kWh o aumento do fator de potência foi ainda maior, atingindo 0,99. Esta melhora se deve ao maior índice de carregamento por parte do transformador.

A Figura 65 apresenta a potência fornecida pelo SST para as condições sem sistema de armazenamento e com os sistemas de 13,5 kWh e 27 kWh. Fica claro que com a conexão do sistema de armazenamento o nível de carregamento do transformador aumenta, passando a potência de 31,9 kVA para 40 kVA num sistema de 13,5 kWh e de 31,9 kVA para 48 kVA num sistema de 27 kWh.

Figura 65 – Potência de entrada no SST para condições com e sem sistema de armazenamento



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para condições em que a GD e a carga estão alocadas na rede de forma desequilibrada, o sistema de armazenamento pode trabalhar de forma individual para cada fase, ou seja, passa de um sistema trifásico para um monofásico. Desta maneira, os módulos de armazenamento podem ser alocados em pontos diferentes da rede, conforme as condições mais críticas para cada fase. Assim, o SST também pode executar o controle individual entre as fases, conforme a necessidade de cada uma.

Comparando este método de controle do nível de tensão com o realizado pelo SST através do ajuste de tensão, verifica-se que a conexão do sistema de armazenamento possibilita não somente corrigir os níveis de tensão, como também contribui com a melhora do fator de potência. Essa conexão também viabiliza o armazenamento do excedente da potência para uso posterior em momento mais oportuno.

A conexão de sistemas de armazenamento na rede de distribuição com GD requer um investimento maior, devido à aquisição destes sistemas, e o controle por ajuste de tensão via SST afeta o fator de potência. Portanto, uma alternativa viável é a utilização do controle de tensão realizado pelo SST em conjunto com estes sistemas, pois, desta maneira, os ajustes de tensão realizados pelo SST exigiriam armazenadores menores (para uma redução considerável dos níveis de tensão) e o sistema de armazenamento poderia compensar o fator de potência. Os valores de ajustes realizados pelo SST na rede e o tamanho do sistema de armazenamento



dependerão da quantidade de penetração de GD e da quantidade de potência que se deseja armazenar.

## 6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Até a chegada da proposta das redes elétricas inteligentes, a evolução do sistema elétrico de potência (SEP) acontecia principalmente nas etapas de geração e transmissão ao longo da história, mas a proposta das REIs viabilizou uma transformação eminente na etapa de distribuição. Como esta nova topologia de rede de distribuição altera todo o layout tradicional, permite a interação com fontes de energia descentralizadas. Essa interação tem sido de grande importância devido à intensificação do uso dessas fontes de energia pelo consumidor final. Esse crescimento mundial da GD pode ser explicado através dos benefícios por ela viabilizados, tais como: ambientais, por se tratar de uma fonte limpa e inesgotável; e econômicos, pela oportunidade do consumidor gerar sua própria energia e reduzir o valor de sua conta mensal.

No Brasil este cenário não é diferente, devido às características climáticas a utilização de geração distribuída a partir de painéis fotovoltaicos tem sido a mais utilizada. Porém, a conexão excessiva de GD na rede de distribuição pode causar transtornos no sistema elétrico.

Enquanto o índice de penetração PV é baixo, seus impactos negativos na rede não são expressivos e até mesmo podem contribuir para uma melhora nos índices de tensão da rede através da redução das perdas ao longo da rede de distribuição. Porém, à medida que este índice de penetração PV cresce, esse impacto se torna mais significativo, principalmente em relação ao aumento do nível de tensão e a queda do fator de potência da rede como todo.

Como o aumento da implantação da geração distribuída torna o controle do fluxo de potência da rede e as operações do sistema muito mais complexos, é imprescindível, para o bom funcionamento deste novo modelo de rede e para atender os consumidores com uma energia de qualidade e proporcionar mais segurança para os profissionais da área elétrica, a substituição do transformador de baixa frequência pelo transformador de estado sólido, pois agora não se objetiva apenas distribuir energia, mas também realizar essa função com o maior nível de controle e inteligência possível.

Nesta perspectiva, este trabalho realiza um estudo analítico dos níveis de tensão e do fator de potência de uma rede de distribuição genérica através de uma simulação digital, levando em consideração os índices de penetração PV de 10%, 30% e 60%. As cargas foram divididas em três grupos: no início (RL0), meio (RL1) e fim (RL2) da rede. A análise é realizada inicialmente considerando uma rede de distribuição tradicional e utilizando um transformador convencional. Depois, o TBF é substituído por um SST em uma rede inteligente.

Como resultado dos cenários analisados verificou-se que: nas duas primeiras condições (10 e 30%) ocorreu uma melhora nos níveis de tensão e do fator de potência, principalmente para os grupos do meio (RL1) e do fim (RL2) de rede, em relação a uma condição sem conexão de GD. O grupo do início da rede (RL0) não sofre grande influência por estar próximo ao transformador, por isso foi desconsiderado nas análises. Para condição de 60% as tensões atingiram um nível precário, uma vez que os níveis de tensões ultrapassaram os permitidos pela resolução 794/2018 da ANEEL (0,92 a 1,047 p.u. em relação nominal de 1 p.u.), atingindo 1,06 p.u. e 1,053 p.u. para os grupos de carga do meio (RL1) e do fim (RL2) da rede, respectivamente. Na condição de 60% também houve uma redução do fator de potência da rede, que passou de 0,97 para 0,92, comprovando que quanto maior o nível de penetração de GD na rede, menor o nível de carregamento do transformador. Para auxiliar na resolução deste problema foi proposto um segundo cenário de simulação substituindo o transformador convencional pelo SST. Com esta alteração, o SST realizou alguns ajustes na amplitude da tensão fornecida à rede, e verificou-se que reduzindo a amplitude em apenas 0,5% não foi suficiente para corrigir os valores da tensão para um índice de 60% de GD conectada à rede. Após o ajuste, as tensões para o grupo RL1 e RL2 ficaram próximas de 1,056 p.u. e de 1,052 p.u., respectivamente, ultrapassando o limite máximo de 1,047 p.u. permitido. Por outro lado, a tensão sobre o grupo RL0 caiu para 0,99 p.u. Outros testes para novos valores de ajustes (1%; 1,6% e 2,5%) foram realizados, resultando em valores mais próximos do ideal (1 p.u.) para os grupos de carga RL1 e RL2. Porém, a magnitude da tensão para o grupo RL0 se distancia do valor ideal. Portanto, para se obter o melhor índice de ajuste para essa rede de distribuição, deve-se levar em consideração a redução equilibrada da tensão para os três grupos de carga, de forma que nenhum deles exceda os limites previstos pela ANEEL. Foi constatado também que mesmo para condições com carga e GD desequilibradas entre as fases, o SST foi capaz de corrigir os valores dos níveis de tensão e fator de potência.

Neste estudo também foi possível constatar que o SST pode utilizar sua interação com sistemas de armazenamento para contribuir na resolução de possíveis problemas no perfil da tensão de uma rede de distribuição. Testes para uma penetração de 60% de GD foram realizados utilizando sistemas de armazenamento de 13,5 kWh e 37 kWh. Para um sistema de 13,5 kWh a tensão dos grupos RL1 e RL2 caíram de 1,06 p.u. e 1,053 p.u. para 1,05 e 1,04 p.u., respectivamente, e para um sistema de 27kWh, caíram para 1,04 e 1,03 p.u., respectivamente. Isso aconteceu sem que em nenhum momento a tensão do grupo de carga RL0 fosse afetada. A regulação da tensão não é o único benefício fornecido à rede com a

utilização deste método, pois, o sistema também pode armazenar o excedente da energia da rede e reutilizá-la em um momento mais propício, como, por exemplo, no horário de maior demanda.

Assim, esta dissertação se faz importante para ressaltar os impactos que o alto índice de penetração de GD pode causar à rede de distribuição e apresentar a contribuição que o SST aplicado a uma rede inteligente pode propiciar através das suas funcionalidades para a correção desses impactos nos níveis de tensão, através dos ajustes individuais (ou não) das fases do sistema. Outra importante contribuição deste trabalho é a apresentação da interação entre o SST e o sistema de armazenamento via comunicação, onde o excedente de potência injetada pelas GDs na rede pode ser armazenado, podendo ser reutilizado quando for mais necessário. Isso também contribui para a redução e a adequação dos níveis da tensão do sistema elétrico.

## 6.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Em virtude da relevância e da complexidade do tema, observa-se um a variedade de estudos a serem realizados, dentre eles sugere-se como trabalhos futuros:

- Aplicar o transformador de estado sólido para a compensação de energia reativa e distorção harmônica;
- Estudo do transformador de estado sólido entre duas redes de distribuição para o controle do fluxo de potência e compensador de potência reativa;
- Realizar um estudo das principais tecnologias e topologias de comunicação para aplicação entre a interação do SST e os dispositivos distribuídos ao longo da rede (sistema de armazenamento, dispositivos de proteção, entre outros);
- Construção de um protótipo do SST para o controle dos níveis de tensão na rede elétrica de distribuição, com a possibilidade de controle individual por fase.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota técnica nº 0075/2011-SRD/ANEEL**. Brasília: ANEEL, 2011. p. 1-14.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**: módulo 8, qualidade da energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2016. Revisão 10.

AUDRIG, D.; BALZER, G. . Impact on Power System by Stationary Power System Applications. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION – CIRED, 17., 2003, Barcelona. **Proceedings...** Barcelona: CIRED, 2003. p. 1-4.

BARBI, I.; BRAGA, H. A. C. Conversores estáticos multiníveis - uma revisão. **SBA Controle e Automação**, Campinas, v. 11, n. 1, p. 20-28, jan.-abr. 2000.

BARRENA, J. A.; MARROYO, L.; RODRIGUEZ, M. A.; ALONSO, O.; TORREALDAY, J. R. DC voltage balancing for PWM cascaded H-bridge converter based STATCOM. In: IEEE ANNUAL CONFERENCE ON IEEE INDUSTRIALELECTRONICS - IECON, 32, 2006, Paris. **Proceedings...** Paris: IEEE, 2006. p. 1840-1845.

BHATTACHARYA, S.; ZHAO, T.; WANG, G.; DUTTA, S.; BAEK, S.; DU, Y.; PARKHIDEH, B.; ZHOU, X.; HUANG, A. Q. Design and development of generation-I silicon based solid state transformer. In: APPLIED POWER ELECTRONICS CONFERENCE AND EXPOSITION - APEC, 25., 2010, Palm Springs. **Annual...** Palm Springs: IEEE, 2010. p. 1666-1673.

BHUSKUTE, S.; PAWAR, V. S. Solid state transformer for smart grid system application. **International Journal of Review in Electronics & Communication Engineering**, Chandigarh, v. 3, n. 2, p. 90-93, 2015.

CAIRNS, E. J.; ALBERTUS, P.; PRAUSNITZ, J. M.; DOHERTY, M. F.; SEGALMAN, R. A. Batteries for electric and hybrid-electric vehicles. **Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering**, Palo Alto, v. 1, n. 1, p. 299-320, 2010.

CROMPTON, T. P. **Battery reference book**. Newnes: Oxford, 2000. p. 774.

DAS, M. K.; CRAIG, C.; GRIDER, D. E.; LESLIE, S; OSTOP, J.; RAJU, R.; SCHUTTEN, M.; NASADOSKI, J.; HEFNER, A. 10kV, 120 A sic half h-bridge power MOSFET modules suitable for high frequency, medium voltage applications. In: ENERGY CONVERSION CONGRESS AND EXPOSITION - ECCE, 3., 2011, Phoenix. **Proceedings...** Phoenix: IEEE, 2011. p. 2689-2692.

DEMETRIADES G. D. **On small-signal analysis and control of the single and the dual active bridge topologies**. 2005. 292 f. Thesis (Doctoral) - KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, 2005.

DEMIROK, E., SERA , D; TEODORESCU, R. Estimation of maximum allowed PV power connection to low voltage residential networks: a case study of braedstrup. In:

INTERNATIONAL WORKSHOP INTEGRATION OF SOLAR POWER SYSTEMS, 1, 2011, Aarhus. **Proceedings...** Aarhus: UTA Betancourt , 2011.

DÍAZ GONZÁLEZ, F.; SUMPER, A.; GOMIS-BELLMUNT, O.; VILLAFÁFILA-ROBLES, R. A review of energy storage technologies for wind power applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 4, p. 2154-2171, 2012.

FALCONES, S.; AYYANAR, R.; MAO, X. A DC-DC multiport-converter-based solid-state transformer integrating distributed generation and storage. **IEEE Transactions on Power Electronics**, Piscataway, v. 28, n. 5, p. 2192-2203, may 2013.

FALCONES, S.; XIAOLIN, M; AYYANAR, R. Topology comparison for Solid State Transformer implementation. In: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 7., 2010, Providence. **Proceedings...** Providence: IEEE, 2010. p.1-8, 25-29.

GEETHA, K.; VENKATESAN, P. Analysis of solid transformer with permanent magnet synchronous generator. **International Journal of Modern Trends in Engineering and Research**. India, v. 2, n. 1, 2015.

HAIBIN, Z. et al. Design of power electronic transformer based on modular multilevel converter. In: POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE - APPEEC, 4. 2012, Shanghai. **Conference...** Shanghai: [s.n], 2012. p. 1-4.

HAN, C.; HUANG, A. Q.; LIU, Y.; CHEN, B. A generalized control strategy of per-phase DC voltage balancing for cascaded multilevel converter based STATCOM. In: IEEE POWER ELECTRONICS SPECIALISTS CONFERENCE, 38., 2007, Orlando. **Proceedings...** Orlando: IEEE, 2007. p. 1746-1752.

HATUA, K. et al. Transformer less intelligent power substation design with 15kV Sic IGBT for grid interconnection. In: IEEE ENERGY CONVERSION CONGRESS AND EXPOSITION- ECCE, 3., 2011, Phoenix. **Proceedings...** Phoenix: IEEE, 2011. p. 4225-4232.

HUANG, A. Q. et al. The future renewable electric energy delivery and management (FREEDM) system: the energy internet. **PROCEEDINGS OF THE IEEE**, Piscataway, v. 99, n. 1, p. 133-148, 2011.

HUANG, et al. Next generation power distribution system architecture: the future renewable electric energy delivery and management (FREEDM) system. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART GRIDS, GREEN COMMUNICATIONS AND IT ENERGY-AWARE TECHNOLOGIES, 3., 2013, Lisbon. **Proceedings...** Lisbon: IEEE, 2013. p. 9.

JOSEPH A., SHAHIDEHPOUR M. Battery storage systems in electric power systems. In: POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 3., 2006. Montreal. **Anais...** Montreal: IEEE, 2006. p. 8.

JUNEJA, A.; BHATTACHARYA, S. Energy router: architectures and functionalities toward energy internet, In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART GRID COMMUNICATIONS - SMARTGRIDCOMM, 1., 2011, Brussels. **Anais...** Brussels: IEEE, 2011. p. 31-36.

KARADY, G. G; LIU, Xing. Fault management and protection of FREEDM systems. In: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 3. 2010, Providence. **Meeting...** Providence: IEEE, 2010. p. 1-4.

KATIRAEI, F.; AGUERO, J. R. Solar PV integration challenges. **IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE**, Piscataway, v.9, n.3, p. 62-71. Apr. 2011.

KOLAR, J. J. W. **Intelligent solid state transformers (SSTs):** a key building block of future smart grid systems. Zurich: ETH, 2011. p. 1-63. The Mega Cube Project.

KOLAR, J. J. W.; ORTIZ, G. I. Solid State Transformer Concepts. In: TRACTION AND SMART GRID APPLICATIONS. In: INTERNATIONAL POWER ELECTRONICS CONFERENCE, 7., 2014. Hiroshima. **Proceedings...** Hiroshima: IEEE, 2014. p. 1- 166.

KOLAR, J. J. W.; ORTIZ, G. I. Solid State Transformer: Key Components of Future Traction and Smart Grid Systems. INTERNATIONAL POWER ELECTRONICS CONFERENCE, 7., 2014, Hiroshima. **Proceedings...** Hiroshima: IEEE, 2014. p. 15.

KRISMER, F. **Modeling and optimization of bidirectional dual active bridge dc-dc converter topologies**, 2010. 440 f. Thesis (Ph.D)- Swiss Federal Institute of Technology Zueich - ETH, ZURICH, 2010.

KUMAR, A.; KUMAR, D.; MEENA, D. R. SRF based modeling and control of cascaded multilevel active rectifier with uniform DC-buses. In: INTERNATIONAL CONFERENCE RECENT ADVANCES IN ENGINEERING AND COMPUTATIONA SICENCES- (RAECS,1., 2014. Chandigarh. **Proceedings...** Chandigarh: IEEE, 2014. p. 1-5.

LAI, J. S.; PENG, F. Z. Multilevel converters-a new breed of power converters. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, Piscataway, v. 3, p. 2348-2356, 1995.

LIU, Y.; HUANG, A. Q.; SONG, W.; BHATTACHARYA, S.; TAN, G. Small signal model-based control strategy for balancing individual DC capacitor voltages in cascade multilevel inverter-based STATCOM. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, Piscataway, v. 56, n. 6, p. 2259-2269, jun. 2009.

MARKETSANDMARKETS. **Solid state transformer market worth \$204.3 million by 2020**. Pune: MarketsandMarkets, 2016. MarketsandMarkets Reports. Disponível em: <<https://www.marketsandmarkets.com/PressReleases/solid-transformer.asp>> Acessado em 20 jan 2017.

MASAUD, T. M.; LEE, K.; SEN, P. K. An overview of energy storage technologies in electric power systems: What is the future?. In: CONFERENCE PUBLICATIONS NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM, 42., 2010, Arlington. **Proceedings...** Arlington: IEEE, 2010. p. 1-6.

MEERSMAN, B.; RENDERS, B.; DEGROOTE, L.; VANDOORN, T.; DE KOONING, J.; VANDELVELDE, L. Overview of three-phase inverter topologies for distributed generation purposes. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INNOVATION FOR

SUSTAINABLE PRODUCTION - SUP, 2., 2010, Bruges. **Proceedings...** Bruges: SUP, 2010. p. 24–28.

MERWE, J. W.; MOUTON, H. T. The solid-state transformer concept: A new era in power distribution. In: CONFERENCE IN AFRICA -AFRICON, 6., 2009, Nairobi. **Proceedings...** Nairobi: IEEE, 2009. p. 1-6.

MERWE, W. V.; MOUTON, T. Solid-state transformer topology selection. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRIAL TECHNOLOGY, ICIT, 10., 2009, Gippsland. **Proceedings...** Gippsland: IEEE, 2009. p.1-6, 10-13.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Relatório - smart grid - grupo de trabalho de redes elétricas inteligentes.** Brasília: Ministério de Minas e Energia. 2010.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA- MME. **Boletim mensal de monitoramento do setor elétrico:** dezembro de 2016. Brasília: MME, 2017. p. 1 -32.

MITRA,P.; HEYDT,G. T; VITTAL,V. The impact of distributed photovoltaic generation on residential distribution systems. In: NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM - NAPS,44., 2012, Champaign. **Proceedings...** Champaign: IEEE, 2012. p. 1- 6.

MOREIRA, S. G. **Integração eficiente de recursos energéticos distribuídos utilizando resposta da demanda.** 2017. 120 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” - UNESP, Ilha Solteira, 2017.

OLIVEIRA, I. A. de. **Impactos da geração distribuída em um alimentador real na presença de equipamentos de proteção.** 2010. 61 f. Dissertação (Graduação), - Escola de Engenharia. Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2010.

PALUDO, J. A. **Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente.** 2014. 188 f. Dissertação (Mestrado) - Escola de Engenharia. Universidade de São Paulo - USP, São Carlos, 2014.

PILLAY, P; MANYAGE, M. Definitions of voltage unbalance. **IEEE Power Engineering Review**, Piscataway, v. 21, n. 5, p. 49-51, may, 2001.

PINHEIRO, H. et al. Modulação space vector para inversores alimentados em tensão: uma abordagem unificada. **Revista Controle e automação**, Campinas. v. 16, n. 1. p. 13-24, jan. 2005.

PRATA, R.A. Impact of distributed generation connection with distribution grids - two case-studies. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 3., 2006. Montreal. **Proceedings...** Montreal: IEEE, 2006. p. 8.

QUIROGA, G. A; KAGAN, H; AMASIFEN, J. C. C; ALMEIDA, C. F. M; KAGAN, N; VICENTINI, E. Study of the Distributed Generation impact on distributed networks, focused on quality of power. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER,17., 2016. Belo Horizonte. **Proceedings...** Belo Horizonte: IEEE, 2016. p. 855 - 860.



RIBEIRO, P.; FERREIRA, F.; MEDEIROS, F. Geração distribuída e impacto na qualidade de energia. In: SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE A QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA - SBQEE, 6., 2005. Belém. **Seminário...** Belém: CIGREE, ago. 2005. p 781-788.

ROASTO, I; ROMERO-CADAVAL, E.; MARTINS, J.; SMOLENSKI, R. State of the art of active power electronic transformer for smart grids. In: CONFERENCE OF IEEE INDUSTRIAL - IECON, 38., 2012. Montreal. **Annual...** Montreal: IEEE, 2012. p.5241 - 5246.

RODRIGUEZ, A. D; FUENTES, F. M; MATTA, A. J. Comparative analysis between voltage unbalance definitions. In: INTERNATIONAL ENGINEERING APPLICATIONS INTERNATIONAL CONGRESS ON ENGINEERING -WEA, 2., 2015, Bogota. **Proceedings...** Bogota: IEEE, 2015. p. 1-7.

RODRIGUEZ, J.; FRANQUELO, L. G.; KOURO, S.; LEON, J. I.; PORTILLO, R. C.; PRATS, M. A. M.; PEREZ, M. A. Multilevel converters: an enabling technology for high-power applications. **PROCEEDINGS OF THE IEEE**, Piscataway, v. 97, n. 11, p. 1786-1817, nov. 2009.

RODRIGUEZ, J.; LAI, Jih-Sheng; PENG, F. Z.; Multilevel inverters: a survey of topologies, controls, and applications. **IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS**, Piscataway, v. 49, n. 4, p. 724- 738, aug. 2002.

SHAYANI, A. F. **Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição**. 2010. 186 f. Tese (Doutorado)- Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

SHE, X; HUANG, Q.; ROLANDO, B. Review of solid-state transformer technologies and their application in power distribution systems. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, Denmark, v. 1, n. 3, p. 186 -198, 2013.

SHI, J.; GOU, W.; YUAN, H.; ZHAO, T.; HUANG, A. Q. Research on voltage and power balance control for cascaded modular solid-state transformer. **IEEE Transactions on Power Electronics**, Piscataway, v. 26, n. 4, p. 1154-1166, apr. 2011.

SHIRI, A. **A solid state transformer for interconnection between the medium and the low voltage grid**. 2013. 159 f. Dissertation (Master of Science in Electrical Engineering)- Delft University of Technology, Netherlands, 2013.

SILVA, F. J. G. da. **Estudo do chaveamento por vetores espaciais em modulação por largura de pulso em conversores multiníveis**. 2008. 142 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica)- Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE, Rio de Janeiro, jul., 2008.

SINGH, A. K; SINGH, G; MITRA, R. Some observations on definitions of voltage unbalance. In: INTERNATIONAL POWER SYMPOSIUM - NAP. 39 ., 2007, Las Cruces. **Proceedings...** Las Cruces: IEEE 2007. p. 473 -479.

SMITH, J. W.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. Distribution modeling and analysis of high penetration PV. IN: POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, IEEE PES, 1., 2011, Detroit. **Proceedings...** Detroit: IEEE, 2011. p. 1 -7.

SOLAR POWER EUROPE. **Global market outlook for solar power 2015-2019** - solar industry reports. Brussels: SOLAR POWER EUROPE, 2015. 32 p. Disponível em: <<https://resources.solarbusinesshub.com/images/reports/104.pdf>> Acessado em: 10 out 2017.

SONG, Q.; LIU, W.; YUAN, Z.; WEI, W.; CHEN, Y. DC voltage balancing technique using multi-pulse optimal PWM for cascade H-bridge inverters based STATCOM. In: CONFERENCE ANNUAL IEEE POWER ELECTRONICS - SPEC, 35., 2004, Aachen. **Proceedings...** Aachen: IEEE. 2004. p. 4768-4772.

SOUZA, W. F. Técnicas Vetoriais de Modulação por Largura de Pulso para Conversores Trifásicos de Quatro-Braços. 2005. 151 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia. Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2005.

WANG, G. et al. Design and hardware implementation of Gen-1 silicon based solid state transformer. APPLIED POWER ELECTRONICS CONFERENCE AND EXPOSITION-APEC, 26., 2011, Fort Worth, **Proceedings...** Fort Worth: IEEE, 2011. p. 1344-1349.

ZHANG, R.; CARDINAL, M.; SZCZESNY, P.; DAME, M. A grid simulator with control of single-phase power converters in D-Q rotating frame. ANNUAL POWER ELECTRONICS SPECIALISTS CONFERENCE, 33., 2001, Cairns. **Proceedings...** Cairns: IEEE, 2002. v. 3, p. 1431-1436.

ZHANG, R.; PRASAD, V. H.; BOROYEVICH, D.; LEE, F. C. Three-dimensional space vector modulation for four-leg voltage-source converters, **IEEE Transactions on Power Electronics**, Piscataway, v. 17, n. 3, p. 314-326, 2002.

ZHAO, T. **Design and control of a cascaded h-bridge converter based solid state transformer - SST**. 2010. 174 f. Thesis (Ph.D)- North Carolina State University, Raleigh, 2010.

ZHAO, T.; WANG, G.; BHATTACHARYA, S.; HUANG, A. Q. Voltage and power balance control for a cascaded h-bridge converter-cased solid-state transformer. **IEEE Transactions on Power Electronics**, Piscataway, v. 28, n. 4, p. 1523-1532, 2013.

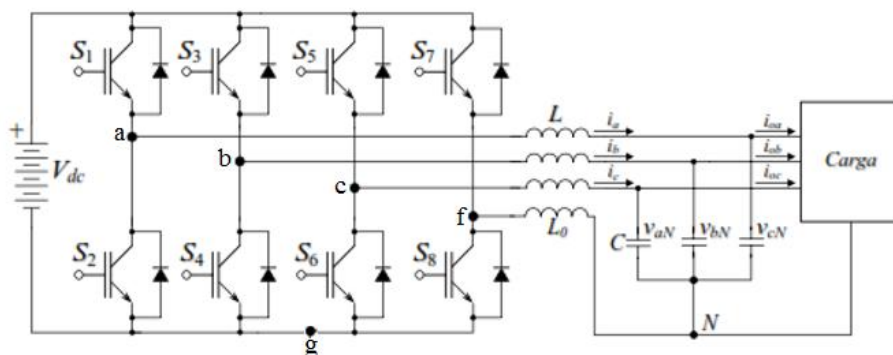
## ANEXO 1 – MODULAÇÃO VETORIAL ESPACIAL TRIDIMENSIONAL

A implementação do SVM-3D gera a modulação PWM para o acionamento das chaves do inversor. O SVM-3D irá calcular a razão cíclica de cada braço do inversor a partir dos períodos de amostragem de um sinal de referência trifásico. Uma vez encontradas as razões cíclicas, as mesmas serão comparadas com uma onda portadora (geralmente uma onda triangular), e a diferença entre as variáveis gerará sinais PWM. Essa implementação pode ser definida em cinco passos:

- 1° - Transformação  $\alpha\beta 0$ ;
- 2° - Identificação do prisma e tetraedro em que o vetor está inserido no espaço  $\alpha\beta 0$ ;
- 3° - Cálculo dos tempos aplicados no vetores adjacentes;
- 4° - Definição da sequencia de comutação;
- 5° - Cálculo da razão cíclica de cada braço do inversor.

O inversor trifásico com quatro fios, apresentado na Figura 42 do capítulo 4, possui 16 possibilidades de comutação ( $2^4$ ), sendo que, as chaves eletrônicas de cada braço são acionados de forma complementar, ou seja, quando S1 está desligada, S2 está ligada, mas quando S1 é ligada, S2 é desligada. Essa lógica é aplicada para os demais braços. Dentre os 16 estados de comutação, o vetor V0 e V15 são chamados vetores nulos, porque nessas duas condições a tensão de saída das três fases é zero, ou seja, é o momento em que todas as chaves superiores estão ligadas ou desligadas. A Tabela 7 apresenta os possíveis estados de comutação para este inversor e as tensões de saída são exibidas de forma normalizada.

Figura 42 – Inversor trifásico com quatro fios com filtro LC na saída



Fonte: Pinheiro et al. (2005).

Tabela 7 – Vetores de comando para cada braço do inversor

Vetor	S1	S3	S5	S7	V <sub>an</sub>	V <sub>bn</sub>	V <sub>cn</sub>	V <sub>ab</sub>	V <sub>bc</sub>	V <sub>ca</sub>
V <sub>0</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
V <sub>1</sub>	0	0	0	1	-1	-1	-1	0	0	0
V <sub>2</sub>	0	0	1	0	0	0	1	0	0	-1
V <sub>3</sub>	0	0	1	1	-1	-1	0	-1	-1	1
V <sub>4</sub>	0	1	0	0	0	1	0	-1	1	0
V <sub>5</sub>	0	1	0	1	-1	0	-1	-1	1	0
V <sub>6</sub>	0	1	1	0	0	1	1	-1	0	1
V <sub>7</sub>	0	1	1	1	-1	0	0	-1	0	1
V <sub>8</sub>	1	0	0	0	1	0	0	1	0	-1
V <sub>9</sub>	1	0	0	1	0	-1	-1	1	0	-1
V <sub>10</sub>	1	0	1	0	1	0	1	1	-1	0
V <sub>11</sub>	1	0	1	1	0	-1	0	1	-1	0
V <sub>12</sub>	1	1	0	0	1	1	0	0	1	-1
V <sub>13</sub>	1	1	0	1	0	0	-1	0	1	-1
V <sub>14</sub>	1	1	1	0	1	1	1	0	0	0
V <sub>15</sub>	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0

Fonte: Souza (2005).

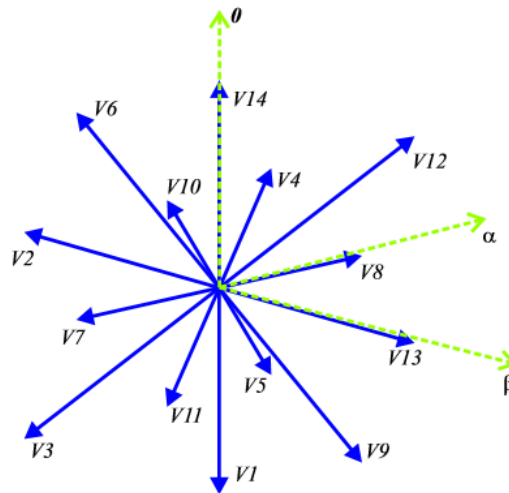
### Transformação $\alpha\beta 0$

Uma vez definidos os estados de comutação, observa-se que o inversor com quatro braços possui quatro variáveis controladas ( $a, b, c$  e  $f$ ) e 4 graus de liberdade, por isso, deve-se aplicar a transformada  $abc-f - \alpha\beta 0$  para a diminuição de um grau de liberdade e, conseqüentemente, a diminuição da complexidade para análise. Através de uma única matriz é possível realizar esta transformação, como pode ser visto a seguir.

$$V_{\alpha\beta 0} = \begin{bmatrix} V_{\alpha} \\ V_{\beta} \\ V_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (18)$$

A nova distribuição dos vetores após aplicação da matriz é apresentado na Figura 68.

Figura 66 – Distribuição dos vetores após aplicação da matriz



Fonte: Souza (2005).

Após aplicação da transformação, os vetores  $V_\alpha$ ,  $V_\beta$  e  $V_0$  ficaram conforme a Tabela 8.

Tabela 8 – Vetores  $V_0$  a  $V_{15}$  após transformação

Vetor	$V_\alpha$	$V_\beta$	$V_0$
$V_0$	0	0	0
$V_1$	0	0	-1
$V_2$	-1/3	$-\sqrt{3}/3$	1/3
$V_3$	-1/3	$-\sqrt{3}/3$	-2/3
$V_4$	-1/3	$\sqrt{3}/3$	1/3
$V_5$	-1/3	$\sqrt{3}/3$	-2/3
$V_6$	-2/3	0	2/3
$V_7$	-2/3	0	-1/3
$V_8$	2/3	0	1/3
$V_9$	2/3	0	-2/3
$V_{10}$	1/3	$-\sqrt{3}/3$	2/3
$V_{11}$	1/3	$-\sqrt{3}/3$	-1/3
$V_{12}$	1/3	$\sqrt{3}/3$	2/3
$V_{13}$	1/3	$\sqrt{3}/3$	-1/3
$V_{14}$	0	0	1
$V_{15}$	0	0	0

Fonte: Souza (2005)

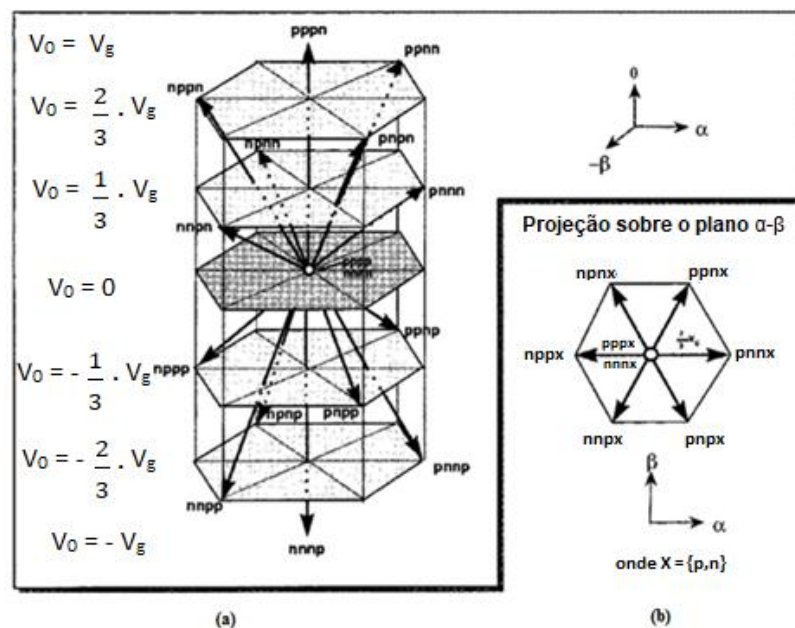
Para compreendermos como essa tabela foi montada, podemos analisar a condição V1 segundo a Tabela 7, em que  $V_{af} = V_{bf} = V_{cf} = -1$  e  $V_{fg} = 1$ , teremos.

$$\begin{aligned} V\alpha &= \left(-1.1 + \left(-1. - \frac{1}{2}\right) + \left(-1. - \frac{1}{2}\right)\right) \cdot \frac{2}{3} = 0 \\ V\beta &= \left(-1.0 + \left(-1. \frac{\sqrt{3}}{2}\right) + \left(-1. - \frac{\sqrt{3}}{2}\right)\right) \cdot \frac{2}{3} = 0 \\ V0 &= \left(-1. \frac{1}{2} + \left(-1. \frac{1}{2}\right) + \left(-1. - \frac{1}{2}\right)\right) \cdot \frac{2}{3} = -1 \end{aligned} \quad (19)$$

### Projeção Tridimensional $\alpha\beta 0$

A projeção dos dezesseis vetores de comutação do inversor (formados por dois vetores nulos e quatorze não-nulos) no espaço  $\alpha\beta 0$  dão origem a um sólido hexagonal tridimensional, como já pôde ser visto na Figura 43 (a) do capítulo 4. O hexágono é composto por seis primas triangulares, como mostrou a Figura 43 (b) em um plano 2D, que, por sua vez, é subdividido em quatro tetraedros, como mostra a Figura 71. Os vetores são representados baseados na Tabela 7; por exemplo, o vetor  $V_8 [1 0 0 0]^T$  na imagem é exibido como  $pnnn$ . O comprimento dos vetores que compõem o hexágono é baseado no valor de  $V_0$ , em que  $V_g$  é a tensão do barramento CC.

Figura 43 – Vetores de comutação em coordenadas  $\alpha\beta 0$



Fonte: Zhang et al. (2002).

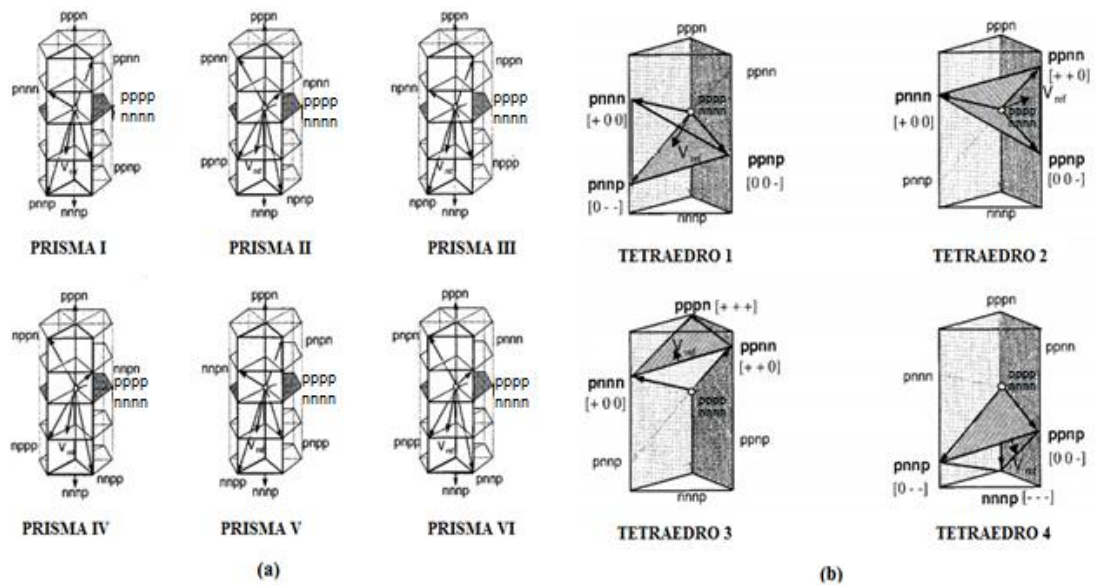
Para a melhor compreensão da figura tridimensional formada pelo conjunto dos vetores de comutação do inversor, a Figura 69 (a) apresenta os seis prismas que compõem o hexágono e a imagem 69 (b) apresenta a distribuição dos tetraedros no prisma I, sendo que para os demais prismas da distribuição dos tetraedros são semelhantes. Cada tetraedro é formado por três vetores não-nulos (chamados de vetores adjacentes) e dois nulos; por exemplo o tetraedro 1 do prisma 1, é composto pelos vetores não-nulos V8 [pnnn], V9 [pnnp] e V13 [ppnp] e os vetores nulos V0 [nnnn] e V15 [pppp]. Cada um destes vetores citados para o tetraedro 1 produzem uma polaridade diferente para as tensões entre fase e neutro, baseados na Tabela 7; por exemplo, a tensão gerada pelo vetor V8 [pnnn] para  $V_{an} = 1$ ,  $V_{bn} = 0$  e  $V_{cn} = 0$ . É possível observar essa tensão gerada na Figura 69 (b), onde a tensão positiva é representada por +, tensão negativa por - e zero.

A identificação dos prismas pode ser realizada através da regra:

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq \tan^{-1} \left( \frac{v_{\beta}}{v_{\alpha}} \right) < \frac{\pi}{3} \rightarrow \text{Prisma 1} \\ \frac{\pi}{3} \leq \tan^{-1} \left( \frac{v_{\beta}}{v_{\alpha}} \right) < \frac{2\pi}{3} \rightarrow \text{Prisma 2} \\ \frac{2\pi}{3} \leq \tan^{-1} \left( \frac{v_{\beta}}{v_{\alpha}} \right) < \pi \rightarrow \text{Prisma 3} \\ \pi \leq \tan^{-1} \left( \frac{v_{\beta}}{v_{\alpha}} \right) < \frac{4\pi}{3} \rightarrow \text{Prisma 4} \\ \frac{4\pi}{3} \leq \tan^{-1} \left( \frac{v_{\beta}}{v_{\alpha}} \right) < \frac{5\pi}{3} \rightarrow \text{Prisma 5} \\ \frac{5\pi}{3} \leq \tan^{-1} \left( \frac{v_{\beta}}{v_{\alpha}} \right) < 2\pi \rightarrow \text{Prisma 6} \end{array} \right.$$

O tetraedro do prisma específico pode ser identificado a partir das polaridades das tensões trifásicas de referência ( $V_a$ ,  $V_b$  e  $V_c$ ).

Figura 67 – Identificação dos prismas (a) e identificação dos tetraedros do prisma 1 (b)



Fonte: Zhang et al. (2002).

A Tabela 9 apresenta os vetores adjacentes para cada tetraedro e as condições para identifica-los, onde, o sinal de + indica que a tensão é maior que zero e o sinal de - que a tensão é menor que zero.

Tabela 9 – Identificação dos tetraedros

Prisma/Tetraedro	1	2	3	4
1	$V_a(+), V_b(-), V_c(-)$	$V_a(+), V_b(+), V_c(-)$	$V_a(+), V_b(+), V_c(+)$	$V_a(-), V_b(-), V_c(-)$
2	$V_a(+), V_b(+), V_c(-)$	$V_a(-), V_b(+), V_c(-)$	$V_a(+), V_b(+), V_c(+)$	$V_a(-), V_b(-), V_c(-)$
3	$V_a(-), V_b(+), V_c(-)$	$V_a(-), V_b(+), V_c(+)$	$V_a(+), V_b(+), V_c(+)$	$V_a(-), V_b(-), V_c(-)$
4	$V_a(-), V_b(+), V_c(+)$	$V_a(-), V_b(-), V_c(+)$	$V_a(+), V_b(+), V_c(+)$	$V_a(-), V_b(-), V_c(-)$
5	$V_a(-), V_b(-), V_c(+)$	$V_a(+), V_b(-), V_c(+)$	$V_a(+), V_b(+), V_c(+)$	$V_a(-), V_b(-), V_c(-)$
6	$V_a(+), V_b(-), V_c(+)$	$V_a(+), V_b(-), V_c(-)$	$V_a(+), V_b(+), V_c(+)$	$V_a(-), V_b(-), V_c(-)$

Fonte: Mansur (2015).

O vetor de referência (tensão de saída) é sintetizado utilizando os vetores de comutação ilustrados nas Figuras 70 e 71 em cada ciclo de chaveamento. Portanto, para a implementação do SVM-3D é necessário a identificação do prisma e tetraedro para cada ciclo de chaveamento.



### Cálculo das razões cíclicas dos vetores adjacentes não nulos

A Tabela 6 já apresentada no capítulo 4 informa os vetores não nulos (adjacentes ao vetor de referência) para cada um dos tetraedros, dividindo os mesmos em cargas balanceada e não balanceada.

Tabela 6 – Vetores adjacentes para cada um dos 24 tetraedros

Prisma	Tetraedro	Vetor Ativo	Carga
1	1	V8, V9, V13	B A L A N C E A D A
	2	V8, V12, V13	
2	1	V4, V12, V13	
	2	V4, V5, V13	
3	1	V4, V5, V7	
	2	V4, V6, V7	
4	1	V2, V6, V7	
	2	V2, V3, V7	
5	1	V2, V3, V11	
	2	V2, V10, V11	
6	1	V8, V10, V11	
	2	V8, V9, V11	
1	4	V11, V9, V13	N · B A L A N C E A D A
	3	V8, V12, V14	
2	4	V1, V5, V13	
	3	V4, V12, V14	
3	4	V1, V5, V7	
	3	V4, V6, V14	
4	4	V1, V3, V7	
	3	V2, V6, V14	
5	4	V1, V3, V11	
	3	V2, V10, V14	
6	4	V1, V9, V11	
	3	V8, V10, 14	

Fonte: Adaptado de Souza (2005).

O vetor de referência  $V_{\alpha\beta 0}$  é baseado nas projeções dele sobre os vetores adjacentes, de forma que sua construção está diretamente associada à alteração do intervalo de aplicação dos vetores adjacentes. O cálculo das razões cíclicas dos vetores adjacentes não nulos é efetuado de acordo com a equação (12) já apresentada no capítulo 4.:

$$\begin{bmatrix} D_i \\ D_j \\ D_k \end{bmatrix} = M_{3 \times 3} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \\ V_0 \end{bmatrix} \quad (12)$$

Sendo:  $V_\alpha$  a projeção do vetor  $V_{\alpha\beta 0}$  no eixo  $\alpha$ ;  $V_\beta$  a projeção do vetor  $V_{\alpha\beta 0}$  no eixo  $\beta$ ; e  $V_0$  a projeção do vetor  $V_{\alpha\beta 0}$  no eixo 0.  $D_i$ ,  $D_j$  e  $D_k$  são as razões cíclicas dos vetores adjacentes. A matriz  $M_{3 \times 3}$  é utilizada para o cálculo das razões cíclicas. A Tabela 10 apresenta as matrizes  $M_{3 \times 3}$  para cada tetraedro.

Tabela 10 – Matrizes para o cálculo das razões cíclicas dos vetores adjacentes não nulos

Prisma/Tetraedro	1	2	3	4
1	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & 0 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \frac{3}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & -1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \frac{3}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ 0 & \sqrt{3} & 0 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \frac{3}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ 0 & \sqrt{3} & 0 \\ -1 & 0 & -1 \end{bmatrix}$
2	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & -1 \\ -\frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -1 & 0 & -1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ -\frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ -\frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & -1 \end{bmatrix}$
3	$\begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & -1 \\ \frac{3}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0 & \sqrt{3} & 0 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -1 & 0 & -1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0 & \sqrt{3} & 0 \\ -\frac{3}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ 1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0 & \sqrt{3} & 0 \\ -\frac{3}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & -1 \end{bmatrix}$
4	$\begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -1 & 0 & -1 \\ 0 & -\sqrt{3} & 0 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -\frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & -1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ 0 & -\sqrt{3} & 0 \\ 1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ 0 & -\sqrt{3} & 0 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & -1 \end{bmatrix}$
5	$\begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -1 & 0 & -1 \\ \frac{3}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \frac{3}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ 1 & 0 & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & -1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -\frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ \frac{3}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} -\frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ \frac{3}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & -1 \end{bmatrix}$
6	$\begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & -1 \\ \frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0 & -\sqrt{3} & 0 \\ 1 & 0 & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & -1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0 & -\sqrt{3} & 0 \\ \frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0 & -\sqrt{3} & 0 \\ \frac{3}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 0 \\ -1 & 0 & -1 \end{bmatrix}$

Fonte: Zhang R. et al (2002).

### Sequência de comutação

A sequência de comutação define a ordem dos vetores de comutação ao longo de um período da onda portadora. A Tabela 11 apresenta a sequência de comutação para os 24 tetraedros. A simetria de  $V_0-V_{15}$  e de  $V_{15}-V_0$  garante uma TDH baixa.

Tabela 11 – Sequência de comutação para os vetores adjacentes

Prisma	Tetraedro	Sequência
1	1	$V_0-V_8-V_9-V_{13}-V_{15}-V_{13}-V_9-V_8-V_0$
	2	$V_0-V_8-V_{12}-V_{13}-V_{15}-V_{13}-V_{12}-V_8-V_0$
	3	$V_0-V_8-V_{12}-V_{14}-V_{15}-V_{14}-V_{12}-V_8-V_0$
	4	$V_0-V_1-V_9-V_{13}-V_{15}-V_{13}-V_9-V_1-V_0$
2	1	$V_0-V_4-V_{12}-V_{13}-V_{15}-V_{13}-V_{12}-V_4-V_0$
	2	$V_0-V_4-V_5-V_{13}-V_{15}-V_{13}-V_5-V_4-V_0$
	3	$V_0-V_4-V_{12}-V_{14}-V_{15}-V_{14}-V_{12}-V_4-V_0$
	4	$V_0-V_1-V_5-V_{13}-V_{15}-V_{13}-V_5-V_1-V_0$
3	1	$V_0-V_4-V_5-V_7-V_{15}-V_7-V_5-V_4-V_0$
	2	$V_0-V_4-V_6-V_7-V_{15}-V_7-V_5-V_4-V_0$
	3	$V_0-V_4-V_6-V_{14}-V_{15}-V_{14}-V_6-V_4-V_0$
	4	$V_0-V_1-V_5-V_7-V_{15}-V_7-V_5-V_1-V_0$
4	1	$V_0-V_2-V_6-V_7-V_{15}-V_7-V_6-V_2-V_0$
	2	$V_0-V_2-V_3-V_7-V_{15}-V_7-V_3-V_2-V_0$
	3	$V_0-V_2-V_6-V_{14}-V_{15}-V_{14}-V_6-V_2-V_0$
	4	$V_0-V_1-V_3-V_7-V_{15}-V_7-V_3-V_1-V_0$
5	1	$V_0-V_2-V_3-V_{11}-V_{15}-V_{11}-V_3-V_2-V_0$
	2	$V_0-V_2-V_{10}-V_{11}-V_{15}-V_{11}-V_{10}-V_2-V_0$
	3	$V_0-V_2-V_{10}-V_{14}-V_{15}-V_{14}-V_{10}-V_2-V_0$
	4	$V_0-V_1-V_3-V_{11}-V_{15}-V_{11}-V_3-V_1-V_0$
6	1	$V_0-V_8-V_{10}-V_{11}-V_{15}-V_{11}-V_{10}-V_8-V_0$
	2	$V_0-V_8-V_9-V_{11}-V_{15}-V_{11}-V_9-V_8-V_0$
	3	$V_0-V_8-V_{10}-V_{14}-V_{15}-V_{14}-V_{10}-V_8-V_0$
	4	$V_0-V_1-V_9-V_{11}-V_{15}-V_{11}-V_9-V_1-V_0$

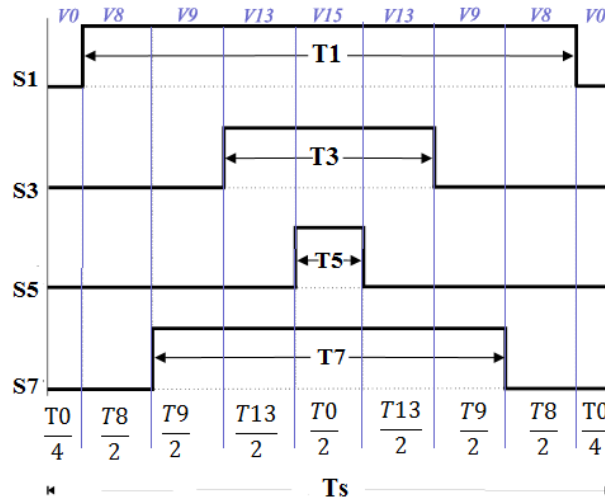
Fonte: Adaptado de Mansur (2015).

Desta maneira a sequência de comutação para o prisma 1 e tetraedro 1 é:

**$V_0 \quad V_8 \quad V_9 \quad V_{13} \quad V_{15} \quad V_{13} \quad V_9 \quad V_8 \quad V_0$**

A Figura 44 já apresentada no capítulo 4 ilustra a sequência de comutação em que T8 é o intervalo referente a V8, T9 é o intervalo de tempo referente a V9, T13 é o intervalo de tempo referente a V13, T0 é o intervalo para os vetores nulos e T<sub>s</sub> é um período da portadora, onde, T<sub>s</sub> = T0+ T8+T9+T13.

Figura 44 – Sequência de comutação para o prisma e tetraedro 1



Fonte: Adaptado de Souza (2005).

Após a definição da sequência de comutação, o último passo é o cálculo a razão cíclica de cada braço do inversor, em que  $D_A$ ,  $D_B$ ,  $D_C$  e  $D_N$  são as razões cíclicas das fases A, B, C e Neutro respectivamente. O cálculo é demonstrado pela equação (13) já apresentada no capítulo 4.

$$\begin{bmatrix} D_A \\ D_B \\ D_C \\ D_N \end{bmatrix} = D_i \cdot V_i + D_j \cdot V_j + D_k \cdot V_k \quad (13)$$

Onde:  $V_i$ ,  $V_j$  e  $V_k$  = representação em quatro dimensões dos vetores adjacentes.

Como exemplo de aplicação do método, pode-se calcular as razões para o prisma 1 e tetraedro 1. Com base na segunda à quarta coluna da Tabela 7, pode-se realizar os cálculos como na equação (14) já apresentada no capítulo 4.:

$$\begin{bmatrix} D_A \\ D_B \\ D_C \\ D_N \end{bmatrix} = D_8 \cdot V_8 + D_9 \cdot V_9 + D_{13} \cdot V_{13} = D_8 \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + D_9 \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} + D_{13} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (14)$$

Tem-se o resultado:

$$\mathbf{D}_A = \mathbf{D}_8 + \mathbf{D}_9 + \mathbf{D}_{13} \quad \mathbf{D}_B = \mathbf{D}_{13} \quad \mathbf{D}_C = \mathbf{0} \quad \mathbf{D}_N = \mathbf{D}_9 + \mathbf{D}_{13}$$

Em que:

$$\begin{bmatrix} D_8 \\ D_9 \\ D_{13} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \\ V_0 \end{bmatrix} \quad (15)$$

Obtendo a razão cíclica para cada braço, esse sinal de modulação pode ser comparado com a onda portadora (geralmente triangular) para a geração do PWM para o instante em análise.