

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA**

**HENRIQUE SILVEIRA EICHKOFF**

**ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA O CONTROLE DE TENSÃO E  
POTÊNCIA REATIVA EM SISTEMAS MODERNOS DE DISTRIBUIÇÃO**

**Alegrete  
2018**



**HENRIQUE SILVEIRA EICHKOFF**

**ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA O CONTROLE DE TENSÃO E  
POTÊNCIA REATIVA EM SISTEMAS MODERNOS DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito para obtenção do Título de Bacharel em Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Ana Paula Carboni de Mello

**Alegrete  
2018**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos  
pelo autor através do Módulo de Biblioteca do  
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais).

E34a Eichkoff, Henrique

Análise da Geração Distribuída para o Controle de  
Tensão e Potência Reativa em Sistemas Modernos de  
Distribuição / Henrique Eichkoff.

95 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) --  
Universidade Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA,  
2018.

"Orientação: Ana Paula Mello".

1. Sistemas Elétricos de Potência. 2. Controle  
volt/VAr. 3. Geração Distribuída. 4. Regulação de  
Tensão. 5. OpenDSS. I. Título.

**HENRIQUE SILVEIRA EICHKOFF**

**ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA O CONTROLE DE TENSÃO E  
POTÊNCIA REATIVA EM SISTEMAS MODERNOS DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 27 de Junho de 2018.

Banca examinadora:



---

Prof. Dra. Ana Paula Carboni de Mello  
Orientadora  
UNIPAMPA



---

Prof. Dr. Guilherme Sebastião da Silva  
UNIPAMPA



---

Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos  
UNIPAMPA



*Dedico este trabalho as pessoas mais importantes da minha vida: meus pais, **Roberto e Marilei**, e minha irmã **Vanessa**.*





## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradecer aos meus pais, Roberto e Marilei, e minha irmã Vanessa pelo amor, carinho, paciência, por sempre acreditarem em mim e me apoiar em todas as decisões.

À Professora Ana Paula, pela a oportunidade de me proporcionar a trabalhar na iniciação científica durante esses anos e ser minha orientadora nesse trabalho. Agradeço também pela sua dedicação a me auxiliar e contribuir em meus estudos.

Aos meus amigos, Alexandre Preissler, Ana Paula Lorenzoni, Andryan Bordinhão, Guilherme Pinheiro, Jacqueline Batistella, João Alberto Machiavelli, Lucas Tarone, Luis Pedro Gonçalves, Paulo Piovesan, Philipe Rangel e Pietro Cassol, pela grande amizade, estudos e momentos de descontração. Pessoas incríveis que tive o imenso prazer de conhecer e conviver nesse período da graduação.

Aos demais colegas de curso, que também fiz grandes amizades e tive a satisfação de conhecer e conviver durante esse período.

Aos amigos e colegas do Grupo de Energia e Sistemas Elétricos e Potência (GESEP), pela ótima amizade, convívio e companheirismo nesses quase dois anos em que tive a honra de ser membro integrante.

Aos demais professores, pelos ensinamentos e contribuições na formação acadêmica.

À Deus pela vida, e me proporcionar a oportunidade de realizar esse trabalho.



*"O sucesso é ir de fracasso em fracasso sem  
perder entusiasmo"*  
**Winston Churchill**



## RESUMO

A Geração Distribuída (GD) caracteriza-se pela produção de energia elétrica conectada à rede de distribuição ou à rede local dos consumidores, utilizando-se recursos renováveis ou não-renováveis e independente da tecnologia. O uso excessivo de sistemas de GD conectados à rede de distribuição pode ocasionar problemas de regulação de tensão, comprometendo os dispositivos de controle e proteção do sistema e a confiabilidade, devido à elevação de tensão no ponto de conexão da GD. Neste sentido, a crescente conexão de GD à rede de distribuição tem ocasionado o aumento da complexidade de operação do sistema, comprometendo a vida útil de cabos elétricos, equipamentos de proteção e de controle de tensão e potência reativa. Nesse contexto, este trabalho apresenta a análise de inversores de frequência que realizam a interface de conexão de GD fotovoltaicas com a rede elétrica, como uma nova possibilidade de equipamento de controle de tensão e potência reativa (volt/VAr) em conjuntos com os equipamentos tradicionais de controle utilizados em redes de distribuição de energia elétrica. A análise consiste em realizar o controle volt/VAr a partir do inversor de frequência em redes de baixa ou média tensão, onde o inversor auxilia na regulação de tensão a partir da inserção e/ou absorção de potência reativa no sistema de distribuição. Para demonstrar a aplicação da metodologia proposta, foram realizados testes em um sistema padrão *IEEE* de 13 barras no *software* OpenDSS, sendo comparados, os perfis de tensão, ajuste de posições dos equipamentos de controle de tensão e níveis de fator de potência para um determinado índice de penetração de GD e diferentes condições operacionais do inversor.

**Palavras-chave:** Controle volt/VAr; Geração Distribuída; Regulação de Tensão; OpenDSS.



## ABSTRACT

The Distributed Generation (GD) is characterized by the production of electricity connected to the distribution network or to the local network of the consumers, using renewable or non-renewable resources, independent of the technology. Excessive use of GD systems connected to the distribution network may cause problems of voltage regulation, compromising the control and protection devices of the system and the reliability, due to the voltage increase in the GD connection point. Therefore, the increase of GD connection to the distribution network has increased the complexity of system operation, compromising the lifespan of electrical cables, protection and voltage control and reactive power equipment. In this context, this work presents an analysis of frequency inverters that performs a photovoltaic data transmission interface with an electric grid, as a new possibility of voltage control and reactive power (volt/VAr) in sets with the usual instruments of control used in electricity distribution networks. The analysis consists of performing the volt/VAr control from the frequency inverter in low or medium voltage networks, where the inverter assists in voltage regulation through the insertion and/or absorption of reactive power in the distribution system. In order to demonstrate the application of the proposed methodology, tests were performed on a standard *IEEE* 13 bus system in the OpenDSS software, comparing the voltage profiles, position adjustment of voltage control equipment and power factor levels for a given GD penetration index and different inverter operating conditions.

**Keywords:** Distributed Generation; OpenDSS; volt/VAr Control; Voltage Regulation.





## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Perfil de tensão na rede de distribuição com a inserção de GDs. ....	29
Figura 2 – Fluxo bidirecional de energia em um sistema de distribuição com a inserção de GDs.....	34
Figura 3 – Curva característica de fator de potência em função da potência ativa de saída do inversor para os padrões NBR, IEC e VDE. ....	42
Figura 4 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa do inversor. ....	43
Figura 5 – Desconexões repetidas de um sistema FV devido a distúrbios de sobretensão. ....	44
Figura 6 – Método $\cos\phi (P)$ utilizada pela VDE.....	46
Figura 7 – Método $Q(U)$ ou relação potência reativa/tensão característica utilizada pela VDE. ....	47
Figura 8 – Etapas para a realização do controle volt/VAr.....	50
Figura 9 – Fluxograma “A” descrevendo o nível de penetração dos sistemas FVs.....	52
Figura 10 – Curvas de (a) irradiação e (b) temperatura.....	52
Figura 11 – Curva de controle volt/VAr do inversor.....	55
Figura 12 – Código em OpenDSS para o elemento <i>XYCurve</i> . ....	56
Figura 13 – Modelo do sistema fotovoltaico utilizado pelo OpenDSS. ....	57
Figura 14 – Curvas de corrente <i>versus</i> tensão para diferentes valores de irradiação demonstrando o ponto de máxima potência. ....	57
Figura 15 – Curvas de (a) correção de potência ativa em função da temperatura e (b) eficiência do inversor.....	59
Figura 16 – Código em OpenDSS para o elemento <i>PVSystem</i> . ....	60
Figura 17 – Código em OpenDSS para a função <i>Invcontrol</i> . ....	61
Figura 18 – Rede teste de distribuição de 13 barras. ....	63
Figura 19 – Sistemas teste de 13 barras com a inserção das GDFVs.....	68
Figura 20 – Curvas de irradiação (a), temperatura (b) e (c) geração de potência ativa dos sistemas FVs para o Teste 1. ....	69
Figura 21 – Curvas típicas utilizadas no sistema teste IEEE 13 barras para o Teste 1. ....	70
Figura 22 – Curvas de potência ativa do alimentador (a) sem GD e (b) com GD. ....	71
Figura 23 – Perfis de potência reativa no alimentador (a) sem GD, GD (b) sem controle volt/VAr e (c) com controle volt/VAr. ....	71
Figura 24 – Perfis de tensão antes e após a inserção das GDFVs para a (a) fase A, (b) fase B e (c) fase C.....	73
Figura 25 – Perfis de tensão a partir do controle volt/VAr com o inversor operando de acordo com a NBR 16149 para a (a) fase A e (b) fase C para o Teste 1.....	73
Figura 26 – Perfis de tensão a partir do controle volt/VAr com o inversor operando sem as restrições da NBR16149 para a (a) fase A e (b) fase C para o Teste 1. ....	74

Figura 27 – Potência reativa dos sistemas FVs para os inversores operando (a) de acordo com a NBR 16149 e (b) sem restrições operativas para o Teste 1. ....	75
Figura 28 – Comparação no número de comutações do OTLC da subestação para o Teste 1. ....	76
Figura 29 – Fator de potência na saída da subestação para as três fases (a) sem GD, (b) GD sem controle volt/VAr, (c) com controle volt/VAr seguindo a NBR 16149 e (d) controle volt/VAr sem restrições operativas. ....	77
Figura 30 – Potência reativa dos sistemas FVs para os inversores operando (a) de acordo com a NBR 16149 e (b) sem restrições operativas para o Teste 2. ....	79
Figura 31 – Perfis de tensão a partir do controle volt/VAr com o inversor operando de acordo com a NBR 16149 para a (a) fase A e (b) fase C para o Teste 2. ....	79
Figura 32 – Perfis de tensão a partir do controle volt/VAr com o inversor operando sem as restrições da NBR16149 para a (a) fase A e (b) fase C para o Teste 2. ....	80
Figura 33 – Comparação no números de comutações do OLTC da subestação para o Teste 2. ....	81
Figura 34 – Fator de potência na saída da subestação para as três fases (a) sem GD, (b) GD sem controle volt/VAr, (c) com controle volt/VAr seguindo a NBR 16149 e (d) controle volt/VAr sem restrições operativas. ....	82

## LISTA DE TABELAS E QUADROS

Tabela 1 – Restrições para as condições de tensão. ....	44
Tabela 2 – Parâmetros do elemento <i>PVSystem</i> .....	58
Tabela 3 – Parâmetros para a função <i>Invcontrol</i> no OpenDSS. ....	60
Tabela 4 – Características dos cabos de rede. ....	64
Tabela 5 – Características das linhas de rede do sistema teste de 13 barras. ....	64
Tabela 6 – Especificações das cargas do sistema teste.....	65
Tabela 7 – Características dos transformadores. ....	65
Tabela 8 – Características do regulador de tensão OLTC da subestação. ....	66
Tabela 9 – Características dos bancos de capacitores. ....	66
Tabela 10 – Dados dos sistemas FVs conectados à rede teste de 13 barras. ....	69
Quadro 1 – Evolução do controle volt/VAr ao longo das décadas.....	35
Quadro 2 – Resumo dos estudos de controle volt/VAr abordados na revisão da literatura ....	40



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- AMI – *Advanced Metering Infrastructure*, Infraestrutura Avançada de Medição
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- AT – Alta Tensão
- BC – Bancos de Capacitores
- BT – Baixa Tensão
- CES – *Community Energy Storage*, Sistemas de Armazenamento de Energia
- CVR – *Conservation Voltage Reduction*, Conservação de Redução de Tensão
- DA – Distribuição Avançada
- DER – *Distributed Energy Resources*, Recursos Energéticos Distribuídos
- DMS – Sistema de Gerenciamento de Distribuição
- EPRI – *Electric Power Research Institute*
- EV – *Electric Vehicles*, Veículos Elétricos
- FP – Fator de Potência
- FV – Fotovoltaico
- GA – *Genetic Algorithm*, Algoritmo Genético
- GD – Geração Distribuída
- GDEOL – Geração Distribuída Eólica
- GDFV – Geração Distribuída solar fotovoltaica
- IEC – *International Electrotechnical Commission*
- IEEE – *International of Electrical and Electronics Engineers*
- LTC – *Load TAP Change*, Transformador com comutadores de TAP sob carga sem o sistema *on-line*
- MT – Média Tensão
- OLTC – *On-Load TAP changes*, Transformador com comutadores de TAP sob carga com o sistema *on-line*
- ONS – Operador Nacional do Sistema
- OpenDSS – *Open Distribution System Simulator*
- PCH – Pequena Central Hidroelétrica
- PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrica Nacional
- PSO – *Particle Swarm Optimization*, Otimização por Enxame de Partículas
- RN – Resolução Normativa
- RT – Regulador de Tensão

SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*, Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados

SONDA – Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais

SOP – *Soft Open Point*

TAP – *Transformer Adjustment Position*, Posição de Ajuste do Transformador

VDE – *Verband der Elektrotechnik Elektronik und Informationstechnik*

volt/VAr – Tensão e Potência Reativa

VVO – *volt/VAr Optimazation*, Otimização de tensão e potência reativa

## LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

- $\%FV$  – Índice de penetração de GDFVs na rede de distribuição
- $A_{ij}$  – Posição atual de TAP dos equipamentos reguladores de tensão
- $A_{máx}$  – Posição máxima do TAP dos equipamentos reguladores de tensão
- $A_{mín}$  – Posição mínima do TAP dos equipamentos reguladores de tensão
- $D_{AL}$  – Demanda máxima do alimentador
- $EffCurve(P_{cc(t)})$  – Eficiência do inversor para uma determinada potência de saída
- $FP_{LIM}$  – Fator de Potência Limite
- $I_{INVmáx}$  – Corrente máxima de operação do inversor
- $irrad_{(base)}$  – Valor de máximo de irradiação
- $irrad_{(t)}$  – Irradiação no instante  $t$
- $n$  – Última hora do número de dias simulados
- $P_{(t)FV}$  – Potência ativa no instante  $t$  produzida pela GDFV
- $P_{ca(t)}$  – Potência CA entregue a rede de distribuição
- $P_{cc(t)}$  – Potência CC do painel fotovoltaico
- $P_{FV}$  – Potência total instalada dos sistemas FV no alimentador
- $P_{mpp}$  – Potência nominal do ponto de máxima potência
- $P_{outFV}$  – Potência nominal de saída do sistema FV
- $PTCurve(Temperature(t))$  – Fator de correção da potência ativa em função da temperatura do painel no instante  $t$ .
- $Q_{INV}$  – Quantidade de potência reativa que o inversor pode absorver ou injetar na rede
- $Q_{MÁX}$  – Potência reativa máxima do inversor
- $Q_{MÍN}$  – Potência reativa mínima do inversor
- $S_{INV}$  – Potência aparente do inversor
- $t$  – Intervalo de tempo
- $V_{FVmáx}$  – Tensão máxima de desconexão do sistema FV
- $V_i$  – Tensão no barramento da rede
- $V_{máx}$  – Limite operacional máximo de tensão
- $V_{mín}$  – Limite operacional mínimo de tensão





# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>29</b>
<b>1.1 Motivação e Justificativa .....</b>	<b>31</b>
<b>1.2 Objetivos.....</b>	<b>32</b>
1.2.1 Objetivo Geral .....	32
1.2.2 Objetivos Específicos.....	32
<b>1.3 Organização do Trabalho .....</b>	<b>32</b>
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>33</b>
<b>2.1 Geração Distribuída .....</b>	<b>33</b>
2.1.1 Conceitos gerais .....	33
2.1.2 Regulação de tensão com a inserção de GDs em redes de distribuição.....	33
<b>2.2 Evolução do controle volt/VAr .....</b>	<b>35</b>
2.2.1 Estudos de controle volt/VAr em sistemas de distribuição com geradores distribuídos	37
<b>2.3 Normas regulamentadoras .....</b>	<b>41</b>
2.3.1 NBR 16149 (2013).....	41
2.3.2 IEC 61727 (2004).....	45
2.3.3 VDE-AR-N-4105 (2011) .....	45
2.3.3.1 Método $\cos\phi$ , ou fator de potência fixo.....	46
2.3.3.2 Método $\cos\phi(P)$ , ou fator de potência característico.....	46
2.3.3.3 Método $Q(U)$ , ou relação potência reativa/tensão característica.....	47
<b>3. METODOLOGIA.....</b>	<b>49</b>
<b>3.1 Formulação do Problema.....</b>	<b>49</b>
<b>3.2 Arquitetura proposta .....</b>	<b>49</b>
3.2.1 Etapa 1: Leitura das condições atuais dos equipamentos da rede.....	50
3.2.2 Etapa 2: Inserção de diferentes níveis de penetração de GD na rede.....	51
3.2.3 Etapa 3: Verificar violações de tensões .....	53

3.2.4 Etapa 4: Acionamento do controle volt/VAr pelo inversor da GD .....	54
3.2.4.1 Modelagem do inversor no <i>software</i> OpenDSS .....	55
<b>4. ANÁLISE E RESULTADOS .....</b>	<b>63</b>
<b>4.1 Descrição do sistema teste de 13 barras .....</b>	<b>63</b>
4.1.1 Características dos Cabos de Rede e Linhas .....	64
4.1.2 Características das Cargas .....	64
4.1.3 Características dos Transformadores .....	64
4.1.4 Características dos Reguladores de Tensão .....	66
4.1.5 Características dos Bancos de Capacitores .....	66
<b>4.2 Resultados .....</b>	<b>67</b>
4.2.1 Teste 1: Sistema teste de 13 barras modificado com índice FV de 30% .....	67
4.2.1.1 Características dos Sistemas FVs .....	69
4.2.1.2 Perfis de Carga .....	70
4.2.1.3 Perfis de Potência no Alimentador .....	70
4.2.1.4 Impacto nos níveis de tensão com a inserção das GDs na rede .....	72
4.2.1.5 Controle volt/VAr auxiliando a regulação de tensão da rede .....	73
4.2.1.6 Impacto do controle volt/VAr nos equipamentos de controle de tensão .....	75
4.2.1.7 Fator de Potência no alimentador .....	76
4.2.2 Teste 2: Sistema teste de 13 barras modificado com índice FV de 30% com o aumento da potência aparente do inversor .....	78
4.2.2.1 Controle volt/VAr auxiliando na regulação da rede .....	78
4.2.2.2 Impacto do controle volt/VAr nos equipamentos de controle de tensão .....	80
4.2.2.3 Fator de Potência no alimentador .....	81
<b>5. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>83</b>
<b>5.1 Conclusões .....</b>	<b>83</b>
<b>5.2 Considerações sobre a norma técnica NBR 16149 .....</b>	<b>85</b>
<b>5.3 Propostas para trabalhos futuros .....</b>	<b>85</b>

<b>5.4 Publicações .....</b>	<b>85</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>93</b>

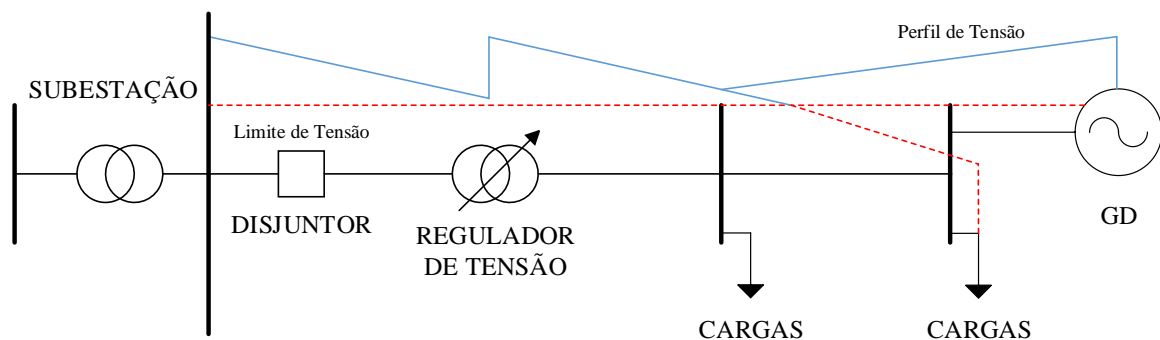


## 1. INTRODUÇÃO

No Brasil, nos últimos anos houve um aumento expressivo no uso de geração distribuída (GD) de baixa potência, muito incentivado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a partir da aprovação da Resolução Normativa (RN) nº 482 (2012), atualizada em 2015 e 2017, pela Resolução Normativa nº 687 e nº 786 respectivamente. A RN nº 687, especifica as condições gerais para a inclusão dos sistemas de microgeração e minigeração distribuídas à rede de distribuição de energia elétrica, com o objetivo de reduzir os desafios para o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil.

A GD pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, os quais destacam-se o baixo impacto ambiental, baixo tempo de implementação, redução dos carregamentos de redes, redução de perdas elétricas, melhoria da qualidade de energia no período de carga pesada e diversificação da matriz energética (ANEEL, 2011). Entretanto, o sistema de GD também pode apresentar desvantagens nos sistemas de distribuição, tais como: alteração dos níveis de curto-circuito, aumento da distorção harmônica, fluxos bidirecionais de energia, além de variações de geração intermitente para energia renovável como eólica e fotovoltaica (ANEEL, 2011). Esses fatores, agregam dificuldades para controlar os níveis de tensão, por exemplo, durante o período de carga leve. A Figura 1 demonstra a alteração nos níveis de tensão ao longo do alimentador com a inserção de GDs.

Figura 1 – Perfil de tensão na rede de distribuição com a inserção de GDs.



Fonte: Adaptado de BERNARDON *et al.* (2014) e MELLO (2014).

Nota-se que quando há um aumento de distância em relação a subestação, os níveis de tensão ao longo do alimentador diminuem. Para compensar essa redução e mantê-la dentro da faixa de limites operacionais adequadas, se faz necessário o uso de equipamentos de controle de tensão. Observa-se que quando há injeção de potência ativa na rede de distribuição pela GD, o perfil de tensão altera-se, apresentando elevação nos níveis de tensão. Salienta-se que este aumento pode ser prejudicial para a vida útil dos equipamentos da rede elétrica, além de tornar mais complexa a operação do sistema de distribuição.

Para manter os níveis de tensão entre limites operacionais adequados, são necessárias ações de controle de tensão e potência reativa nos equipamentos existentes na rede elétrica para esse fim, tais como: mudanças nas posições de ajustes dos transformadores (do inglês, *Transformer Adjustment Position* (TAP)) nos reguladores de tensão (RT) e transformadores com comutadores de TAP sob carga (do inglês, *On-Load TAP changes* (OLTC)) e injeção de potência reativa na rede de distribuição pelos bancos de capacitores (BC).

O controle de tensão e potência reativa (controle volt/VAr) é uma das funções mais importantes em sistema de Automação de Distribuição Avançada (DA) e de um moderno sistema de gerenciamento de distribuição, conhecido como *Distribution Management System* (DMS) (BREMERMANN, 2008). Além disso, o controle volt/VAr pode proporcionar ações coordenadas entre equipamentos de controle, com a implementação de diferentes funções objetivas que variam de acordo com o objetivo da operação, permitindo a redução no fluxo de reativos e a melhoria dos níveis de tensão na rede de distribuição (ROYTELMAN; WEE; LUGTU, 1995). Segundo Manbachi *et. al* (2016), nos últimos anos com o desenvolvimento das *smart grids* (redes inteligentes), da automação dos sistemas de distribuição, da Infraestrutura Avançada de Medição (do inglês, *Advanced Metering Infrastructure* (AMI)), dos Recursos Energéticos Distribuídos (do inglês, *Distributed Energy Resources*, (DERs)) e dos Veículos Elétricos (do inglês, *Electric Vehicles* (EVs)), o controle volt/VAr tem proporcionado novas soluções com respostas mais eficientes.

Para a realização do controle volt/VAr, podem-se utilizar diversos dispositivos controláveis, destacam-se os RTs, os OLTCs, responsáveis por manter os níveis de tensão dentro dos limites operacionais em qualquer condição de carregamento, e os BCs, que limitam o fluxo de potência reativa no alimentador, a fim de melhor melhorar o fator de potência na rede. O controle de potência reativa tem influência sobre a regulação de tensão, pois resulta na redução da corrente de carga do alimentador e por conseguinte, na queda de tensão ao longo da rede de distribuição (MERCER, 2016). Assim, esses equipamentos são ajustados para reduzir as perdas operacionais e melhorar o perfil de tensão, além de definir uma regulação de

tensão e um fluxo de potência adequados ao sistema de distribuição.

De acordo com Janhagari e Aliprantis (2013), os inversores inteligentes (do inglês, *smart inverters*) que são responsáveis por realizar a interface entre a GD e a rede elétrica, podem realizar o controle volt/VAr, devido a sua capacidade de absorver reativos de maneira distribuída, permitindo a compensação do aumento de tensão nas redes de distribuição. Além disso, o inversor pode absorver ou injetar potência reativa, mesmo durante o período em que a GD não está em operação conjunta com a rede elétrica. Assim, o inversor possui a capacidade de manter uma regulação de tensão adequada na rede, mesmo no período em que a geração distribuída não está fornecendo potência ativa.

### **1.1 Motivação e Justificativa**

A manutenção dos níveis de tensão dentro de limites operacionais adequados torna-se extremamente complexa frente ao uso de sistemas de GD, uma vez que os equipamentos tradicionais de controle de tensão e potência necessitam aumentar o número de chaveamentos, a fim de adequar o perfil de tensão na rede de distribuição. A elevação nos chaveamentos pode comprometer o dispositivo e reduzir seu tempo de utilização.

Para isso, o uso dos inversores inteligentes pode contribuir na eficiência e capacidade de produção dos sistemas de GD, uma vez que seu emprego é significativo quando o índice de penetração da GD na rede ultrapassa o valor de 15% e torna-se essencial quando esse índice atinge 30% (KEMPENER; KOMOR; HOKE, 2013).

Neste sentido, o controle volt/VAr realizado pelo inversor pode auxiliar na regulação de tensão do sistema, a partir da injeção/ absorção de potência reativa, além de possibilitar a redução de chaveamentos dos dispositivos tradicionais de controle. Destaca-se que o inversor possui a capacidade de absorver ou injetar potência reativa de forma contínua, sem restrição no número de chaveamentos, uma vez que é baseado em equipamentos de eletrônica de potência, os quais podem proporcionar uma nova alternativa para o controle de tensão nos sistemas de distribuição (MELLO, 2018).

Para o estudo proposto nesse trabalho, se fez o uso de GD a partir de energia solar fotovoltaica (GDFV), devido ao fato de que a mesma utiliza o sol para gerar energia, sendo esta uma das fontes mais abundantes na natureza, além de ser renovável e limpa. O emprego de GDFVs cresceu exponencialmente na última década, e pode-se tornar a fonte de geração mais participativa no mundo. Estima-se que nos últimos cinco anos, houve um crescimento superior à 450 % da capacidade instalada de GDFVs no mundo (ALVES, 2017).

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo Geral**

Esse trabalho possui como objetivo geral o desenvolvimento e análise de um controle local de tensão e potência reativa (volt/VAr), fazendo o uso de inversores de frequência de sistemas FV conectados à rede, para a adequação do perfil de tensão em sistema de distribuição.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Avaliar o impacto do controle volt/VAr na regulação da tensão no sistema e nos equipamentos de controle de tensão;
- Avaliar os níveis de tensão e fator de potência no alimentador durante a inserção da GD no sistema de distribuição;
- Avaliar a atuação do controle volt/VAr por inversores inteligentes para correções de violações de tensão.

## **1.3 Organização do Trabalho**

O trabalho está dividido em cinco capítulos, no Capítulo 1 é apresentada uma introdução ao tema proposto, contendo a motivação e justificativa de se realizar o estudo e os objetivos que pretende-se alcançar.

No Capítulo 2 é realizada uma revisão bibliográfica na literatura relacionada ao tema, contemplando as características de regulação de tensão com a inserção de GDs na rede, e as principais normas regulamentadoras para a conexão de GDs aos sistemas de distribuição.

No Capítulo 3 é apresentada a metodologia do trabalho, descrevendo a formulação do problema, bem como a arquitetura proposta, contendo as etapas necessárias para a realização do controle volt/VAr pelos inversores das GDFVs.

No Capítulo 4 são abordados os resultados do estudo de caso para posterior validação dos resultados.

No Capítulo 5 ressalta-se as considerações finais do trabalho bem como as sugestões para trabalhos futuros e publicações relacionadas ao trabalho.



## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesse capítulo, é realizada uma breve abordagem sobre a geração distribuída e controle de tensão e potência reativa. São demonstrados os impactos que a inserção da GD pode ocasionar na regulação de tensão da rede de distribuição e também os métodos que abordam o problema de controle de tensão e potência reativa com GD. Além disso, são descritas as principais normas regulamentadoras para a conexão de sistemas de GD na rede elétrica.

### 2.1 Geração Distribuída

#### 2.1.1 Conceitos gerais

De acordo com a ANEEL, pode-se contextualizar o termo geração distribuída como: “centrais geradoras de energia alocadas próximas aos centros de carga, conectadas à rede de distribuição ou na rede local consumidora, de pequeno porte e não despachada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) (ANEEL, 2011). Várias tecnologias podem ser empregadas na geração distribuída, destacam-se a energia solar fotovoltaica (GDFV), eólica (GDEOL), pequena central hidroelétrica (PCH), biomassa e cogeração qualificada (ANEEL, 2011; MELLO, 2014).

As centrais geradoras com potência instalada igual ou inferior à 5 MW, conectadas na rede de distribuição ou por meio de instalações de unidades consumidoras, podem ser classificadas da seguinte forma (ANEEL, 2015):

- **Microgeração distribuída:** central geradora com potência instalada inferior ou igual a 75 kW e que utilize fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada;
- **Minigeração distribuída:** central geradora com potência superior a 75 kW e inferior ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou inferior ou igual a 5 MW para cogeração qualificada ou demais fontes renováveis de energia.

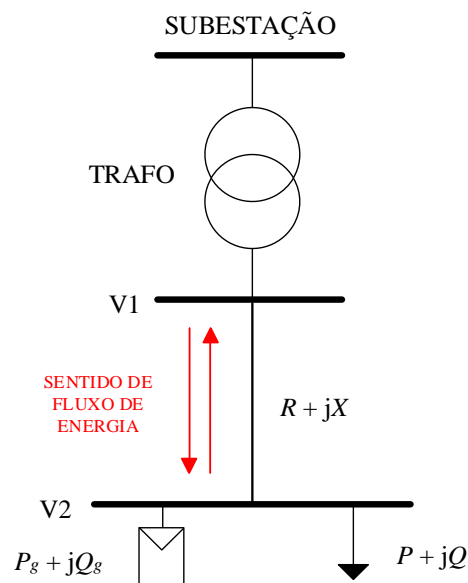
#### 2.1.2 Regulação de tensão com a inserção de GDs em redes de distribuição

A inserção de GDs na rede de distribuição, pode tornar o fluxo de potência bidirecional, transformando uma rede passiva em uma rede ativa. Esse fluxo de potência ocasiona uma alteração no perfil de tensão da rede. A elevação de tensão ocorre quando a potência fornecida pela GD é superior que a potência produzida pela carga, provocando o

fluxo reverso de potência na rede elétrica. Ou seja, quanto menor a potência produzida pela carga, maior será a elevação de tensão. Para sistemas fotovoltaicos, na qual é estudado nesse trabalho, o período crítico da elevação da tensão, ocorre durante o do horário de meio-dia até aproximadamente 17 horas, onde o índice de radiação solar é mais intenso (ALVES, 2017).

A Figura 2 ilustra um sistema radial, com a inserção de uma fonte de geração distribuída do tipo fotovoltaico, indicando o fluxo de potência bidirecional ocasionado pelas mesmas.

Figura 2 – Fluxo bidirecional de energia em um sistema de distribuição com a inserção de GDs.



Fonte: Adaptado de ALVES (2017) e GHIANI e PILO (2015).

De acordo com Ghiani e Pilo (2015), a variação da tensão no alimentador com a inserção dos sistemas de GDs, pode ser expressada pela Equação 1.

$$\Delta V = V_1 - V_2 = \frac{R(P - P_g) + X(Q \pm Q_G)}{V} \quad (1)$$

Onde  $V_1$ , representa a tensão no início do alimentador,  $V_2$  a tensão do final do trecho do alimentador,  $R$  e  $X$ , a resistência e a reatância do cabo de rede do alimentador,  $P$  a potência ativa absorvida pela carga,  $Q$  a potência reativa absorvida pela carga,  $P_G$  a potência ativa gerada pela GD e  $\pm Q_G$  a potência reativa injetada ou absorvida pelo sistema de GD.

## 2.2 Evolução do controle volt/VAr

O controle de tensão e potência reativa (volt/VAr) tem sido desenvolvido desde a década de 80, a partir de diversas técnicas que visam otimizar os níveis de tensão e potência reativa em sistemas de potência. Inicialmente, o controle volt/VAr consistia em regular os níveis de tensão a partir de um controle central exclusivo na subestação, com o passar dos anos e a própria evolução dos equipamentos, tornou-se possível controlar os barramentos das redes de distribuição de forma distribuída, minimizando perdas elétricas e aumentando a eficiência de energia em todo o sistema (MANBACHI *et al.*, 2016).

O trabalho de Manbachi *et. al* (2016) apresenta um quadro comparativo em relação a evolução do controle volt/VAr ao longo das décadas, como pode ser observado no Quadro 1.

Quadro 1 – Evolução do controle volt/VAr ao longo das décadas.

<b>Atributos</b>	<b>1ª Geração (1980 – 1990)</b>	<b>2ª Geração (1990 – 1998)</b>	<b>3ª Geração (1998 – 2008)</b>	<b>4ª Geração (2008 - 2017)</b>	<b>Futuro Próximo</b>
<b>Perfil de Carga</b>	Estático	Estático	Estático	Quase em tempo real, com dados agregados do AMI	Dinâmico, com dados desagregados do AMI
<b>Topologia</b>	Local	Local	Centralizado através do SCADA	Distribuído através de um Controle Local	Distribuído através de Agentes Inteligentes (IAs)
<b>Ativação do Controle</b>	Subestação	Subestação	Subestação	Trechos do Alimentador	Trechos do alimentador + Controle ativo ao cliente
<b>Componentes de Controle volt/VAr</b>	LTC/BC/RT	OLTC/RT/BC	OLTC/RT/BC	OLTC/RT/BC	OLTC/RT/ BC CES/ EV/ DER
<b>Funções Auxiliares</b>	Não apresenta	Estudos de CVR	CVR Independente	CVR Integrado	CVR Integrado + DMS

Fonte: MANBACHI *et. al* (2016).

Nota-se que para a 1ª Geração o perfil de carga adotado era estático, a topologia

utilizada do controle volt/VAr sendo do tipo local e ativado na subestação a partir dos dispositivos LTC (*Load TAP Change*, sem o sistema *on-line*), BC e RT, sem apresentar funções auxiliares. Para a 2ª Geração, eram apresentados os mesmos perfis de carga, topologia e ativação do controle. Porém, além do BC e o RT, utilizou-se o LTC configurado *on-line* para realizar o controle volt/VAr e funções auxiliares a partir de estudos de Conservação de Redução de Tensão (do inglês, *Conservation Voltage Reduction (CVR)*).

Para a 3ª Geração, manteve-se as mesmas características de perfil de carga, ativação do controle volt/VAr e componentes responsáveis por desempenhar esse função. Entretanto, se fez o uso de controle centralizado a partir do *Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)* em sua topologia, além de utilizar um CVR independente no cumprimento das funções auxiliares. Para o caso da 4ª Geração, os dados do perfil de carga foram obtidos quase em tempo real e agregados do AMI, a topologia a partir de controle local distribuído e ativado em trechos do alimentador. Os dispositivos que realizam o controle volt/VAr são os mesmos para as três gerações anteriores, e para desempenhar as funções auxiliares utilizou-se um CVR integrado.

Para um futuro próximo, espera-se obter um perfil de carga dinâmico, a partir de dados desagregados do AMI, uma topologia de controle distribuída a partir de Agentes Inteligentes (IA) e acionados em diversos trechos do alimentador e também por um controle ativo ao consumidor. Além dos dispositivos que realizam o controle volt/VAr citados na 4ª geração, nos próximos anos pretende-se utilizar os EVs, DERs e *Community Energy Storage (CES)* e o DMS em conjunto com o CVR Integrado desempenhando as funções auxiliares.

O controle volt/VAr, é dividido em três arquiteturas de automação (MERCER, 2016; MERCER; TRINDADE, 2016):

- **Controle Local:** controle mais simples e bastante aplicado em redes de distribuição. Essa arquitetura atua manualmente ou automaticamente a partir de medições locais para diversas variáveis elétricas como tensão, corrente e potência. Além disso, esse tipo de arquitetura não necessita de uma infraestrutura de comunicação;

- **Controle Centralizado:** contempla toda a rede de distribuição de uma concessionária, possibilitando interações entre todos os equipamentos. O controle centralizado necessita de uma infraestrutura avançada de comunicação, apresentando um DMS na central de controle. Além disso, pode-se utilizar métodos de otimização a fim de melhorar a eficiência na rede de distribuição;

- **Controle Descentralizado:** Arquitetura semelhante ao controle centralizado, porém

concentrado na subestação. Essa arquitetura, é considerada como um nível intermediário de controle, restringindo-se a um alimentador individual ou a regiões.

### **2.2.1 Estudos de controle volt/VAr em sistemas de distribuição com geradores distribuídos**

O trabalho de Calderaro *et. al* (2014) propõe um controle descentralizado em um sistema de distribuição a partir de inversores do sistema de GD. O estudo tem por objetivo regular a potência ativa e reativa de forma descentralizada, a fim de manter os níveis de tensão dentro da faixa de limites operacionais, reduzir as perdas ativas e os reativos trocados na rede de distribuição pela geração distribuída. É proposto um algoritmo de Pareto para realizar o controle descentralizado, a partir de duas funções objetivos: minimização de potência reativa e redução de perdas de energia. O método foi aplicado em uma rede de distribuição real da Itália, sendo estudado diversos casos com a inserção de GDs no sistema. Os resultados demonstraram a eficácia do método proposto, reduzindo os níveis de tensão da rede que apresentaram violações após realizado o controle através do inversor da GD.

Malekpour, Pahw e Natarajan (2014), apresentam um controle volt/VAr distribuído em um sistemas de distribuição desequilibrado, dividido em três zonas de operação. O controle volt/VAr proposto é otimizado a partir de um algoritmo distribuído que proporciona regular a tensão e a potência reativa, além de reduzir as perdas elétricas. O método proposto pelos autores, é introduzido em um sistema teste de 13 barras modificado com a introdução de 8 sistemas de GD. A abordagem é comparada ao controle centralizado, mostrando que reduz as perdas operacionais, além de proporcionar uma solução computacional de otimização mais eficiente.

Kim, Harley e Regassa (2015), investigam o efeito máximo do controle volt/VAr utilizando a GD para auxiliar na regulação de tensão no sistema. Os autores utilizam um algoritmo genético (do inglês, *Genetic algorithm* (GA)) que otimiza o controle de potência reativa, a fim de reduzir as variações de tensão nos barramentos do alimentador, quando o sistema de GD de energia fotovoltaica injeta potência ativa e reativa na rede de distribuição. Para validação do estudo, foram implementados treze sistemas fotovoltaicos em um alimentador de distribuição disponibilizado pela *Electric Power Research Institute (EPRI)* localizado no nordeste dos Estados Unidos. O algoritmo proposto, proporcionou que os inversores da geração fotovoltaica (FV), produzissem potência reativa ideal para manter a tensão na faixa dos limites operacionais (entre 0,95 pu a 1,05 pu), ocasionando uma variação

abaixo de 1,0 pu em praticamente todos os barramentos do sistema de distribuição.

Barr e Majumder (2015), propõem a integração dos sistemas de GD no gerenciamento de controle volt/VAr em redes ativas de distribuição, com o objetivo de contribuir com a regulação de tensão no alimentador. Para isso, o sistema de GD é integrado a um sistema de distribuição dividido em pequenas zonas denominado de zoneamento adaptativo (do inglês, *adaptive zoning*). O método utilizado por Barr e Majumder, permite limitar a complexidade do sistema elétrico e manter os níveis de tensão dentro dos limites operacionais após os distúrbios de sobretensão causados na rede com a inserção da GD. Na análise dos resultados, observa-se que o gerenciamento de volt/VAr em zonas de controle, otimizou o uso de equipamentos de regulação de tensão, além de reduzir, as perdas elétricas, a complexidade do sistema e a capacidade de processamento de dados.

Mokgonyana *et. al* (2015), propõe uma coordenação em dois estágios para um controle volt/VAr diário em redes de distribuição, através de BCs distribuídos em trechos do alimentador, e BCs localizados na subestação em conjunto com o OLTC. O controle do BC pelo alimentador, é realizado a partir de uma análise heurística com base no perfil de potência reativa, a fim de minimizar o fluxo de reativos ao longo do alimentador. O controle de capacitores na subestação e OLTC é otimizado a partir do algoritmo de enxame de partículas (do inglês, *Particle Swarm Optimization* (PSO)), com o intuito de reduzir as perdas totais e os desvios de tensão em todos os barramentos do alimentador. Para a análise do estudo, foram utilizados sistemas testes de 14 e 69 barras, elaborados e parametrizados pelos autores. Os resultados enfatizam que o método proposto reduz os desvios de tensão e as perdas diárias no alimentador.

Em Mercer e Trindade (2015), é proposto o uso de um controle volt/VAr hierárquico na coordenação dos controles local (nível primário) e centralizado na subestação (controle secundário), com o objetivo de reduzir perdas e melhorar o perfil de tensão no sistema. Para o controle centralizado, os equipamentos responsáveis pelo controle volt/VAr são ajustados a partir de soluções apresentadas por problemas de Otimização volt/VAr (do inglês, *volt/VAr Optimization* (VVO)). A estrutura do controle hierárquico, consiste em executar o controle local a cada 15 segundos de acordo com a curva de carga, enquanto que o controle centralizado, é verificado a um ciclo de tempo pré-definido (5 ou 15 minutos). Os controles são executados, caso os limites de tensão apresentem violações. Na análise dos resultados, são empregados três estudos de casos, em um sistema de distribuição disponibilizado pela *International of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)* de 123 barras. O primeiro, se faz

o uso de apenas o controle local, o segundo caso, controle hierárquico e o último caso, o controle hierárquico com aumento da largura da banda do regulador de tensão. O controle hierárquico reduziu os desvios de tensão ( $\pm 45\%$ ) e perdas ( $\pm 20\%$ ) em comparação ao controle local. Entretanto, o mesmo apresentou um elevado número de chaveamentos em alguns equipamentos, sendo necessário aumentar a largura de banda dos mesmos. Essas alterações, não variam os níveis de tensão e perdas.

Em Nayeripour *et. al* (2016) é apresentado um método de divisão de redes de distribuição, com o objetivo de coordenar a regulação de tensão *on-line* em diversos pontos do alimentador, a partir da divisão da rede em várias áreas. O estudo é realizado através de um método espectral, que engloba técnicas de teoria dos grafos e operações com matrizes. O artigo também propõe uma coordenação otimizada a partir de um PSO, calculando os pontos de ajuste de potência reativa em áreas otimizadas com a presença de GD. A partir disso, aplicou-se o estudo em um sistema teste de distribuição *IEEE* 123 barras, dividido em 9 áreas e com 27 unidades de GD. O método proposto, apresentou uma regulação de tensão adequada e a minimizou da perdas na rede para os cálculos online realizados em comparação ao algoritmo centralizado. Nayeripour *et. al* enfatizam ainda que o método é eficaz para regular o perfil de tensão das *smart grids* por controle de potência reativa de geradores distribuídos.

Em Morin *et. al* (2016), é empregado um modelo preditivo de controle volt/VAr, a partir de características não-lineares de um transformador OLTC. Essas propriedades não-lineares estão relacionadas à atrasos de tempo na operação do OLTC, banda-morta e mudança de posições de TAPs. O método estudado foi implementado em uma rede distribuição com GD, OLTC e BCs e tem por objetivos, manter os níveis de tensão nos barramentos dentro dos limites operacionais e regular a troca de energia reativa durante a interface das redes de alta tensão (AT)/ e média tensão (MT) na subestação. A partir de simulações realizadas em uma rede de 20 kV, o modelo preditivo de controle, manteve estáveis as tensões em todos os barramentos do sistema de distribuição, além de minimizar as mudanças de posições de TAP do OLTC, em relação ao controle interno do OLTC, aumentando assim sua vida útil.

Um método de controle volt/VAr coordenado para redes de distribuição, através do *Soft Open Point* (SOP) é proposto por Li *et. al* (2017). O SOP é um dispositivo eletrônico com potência flexível, podendo ser utilizado como fonte de energia reativa para auxiliar em uma breve regulação de tensão. Além disso, possui uma precisão no tempo de resposta muito elevada, em comparação aos equipamentos convencionais de regulação de reativos. O controle volt/VAr coordenado com o SOP tem por objetivo, melhorar os perfis de tensão a

fim de tornar a operação da rede de distribuição mais eficiente, minimizando os custos de operação. Para o estudo de caso, esse método foi implementado nos sistemas testes da IEEE de 33 e 123 barras, em três cenários distintos. O primeiro cenário consiste em uma coordenação de vários equipamentos de regulação de reativos, em conjunto com o controle volt/VAr coordenado. O segundo cenário, leva em consideração, o ajuste convencional do OLTC e a comutação dos BCs, juntamente com o controle volt/VAr coordenado. No último cenário, não há a presença do controle volt/VAr no sistema. Para os casos em que o controle volt/VAr coordenado foi utilizado, os níveis de tensão operaram dentro da faixa adequada, eliminando as violações apresentadas com a GD.

O Quadro 2 ilustra de forma geral um resumo dos trabalhos abordados na revisão bibliográfica.

Quadro 2 – Resumo dos estudos de controle volt/VAr abordados na revisão da literatura.

<b>Autores (Ano)</b>	<b>Método de Controle volt/VAr</b>	<b>Dispositivos Controláveis</b>	<b>Uso de GD</b>	<b>Redução de perdas e/ ou ajuste dos níveis de tensão</b>
Calderaro <i>et. al</i> (2014)	Descentralizado a partir de um algoritmo de Pareto	Inversores	Sim	Sim
Malekpour, Pahw e Natarajan (2014)	Algoritmo Distribuído	Não consta	Sim	Sim
Kim, Harley e Regassa (2015)	GA	Inversores	Sim	Sim
Barr e Majumder (2015)	<i>Adaptive Zoning</i>	RTs	Sim	Sim
Mokgonyana (2015)	PSO	BCs e OLTC	Não	Sim
Mercer e Trindade (2015)	Hierárquico com arquitetura local e centralizada	BCs e RTs	Não	Sim
Nayeripour <i>et. al</i> (2016)	Divisão de redes e PSO	Não consta	Sim	Sim
Morin <i>et. al</i> (2016)	Preditivo	BCs e OLTC	Sim	Sim
Li <i>et. al</i> (2017)	Coordenado	BCs, OLTC e SOP	Sim	Sim

Fonte: Elaborado pelo autor.



Nota-se, que todos os trabalhos tiveram como objetivo minimizar as perdas elétricas e/ou ajustar os níveis de tensão nos barramentos da rede de distribuição, a partir de diferentes métodos de controle volt/VAr. Além disso, quase todos os trabalhos abordados fizeram o uso de GDs em seus sistemas testes. Destaque para os trabalhos de Calderaro *et. al* (2014) e Kim, Harley e Regassa (2015), que utilizaram inversores como o equipamento responsável pela realização do controle volt/VAr e também para o estudo proposto por Mercer e Trindade (2015) que utiliza uma arquitetura de controle volt/VAr, a mesma empregada no estudo desse trabalho.

## **2.3 Normas regulamentadoras**

### **2.3.1 NBR 16149 (2013)**

A Norma NBR 16149 refere-se as especificações para a interface de conexão dos sistemas fotovoltaicos com a rede de distribuição de energia elétrica. Segundo a NBR 16149 no Brasil, o sistema fotovoltaico é definido como um conjunto de elementos, compostos de gerador fotovoltaico, incluindo-se ou não inversores, controladores de carga, dispositivos para controle, supervisão e proteção, armazenamento de energia elétrica, fiação, fundação e estrutura de suporte. A NBR 16149 estabelece padrões para conexões de sistemas FV com a rede elétrica para níveis baixos e elevados de potência instalada (inferior a 3 kW e superior a 6kW). A norma estabelece ainda que todo inversor de frequência deve ser sair de fábrica com fator de potência (FP) unitário.

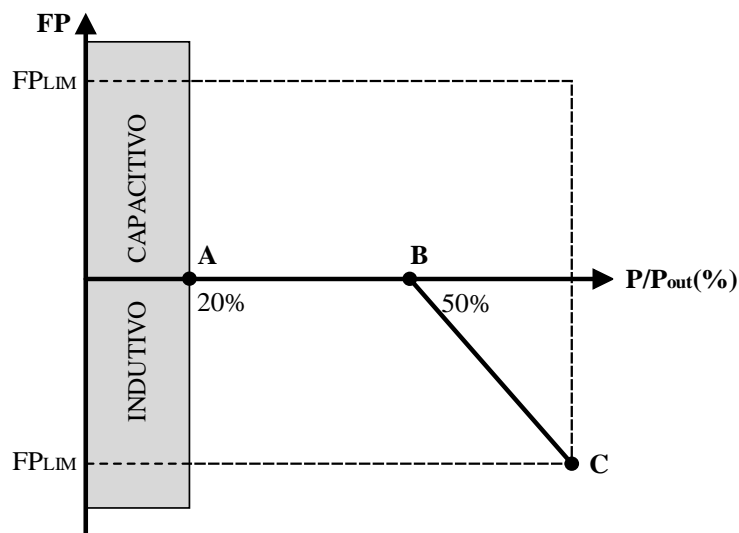
Para sistemas fotovoltaicos com potência nominal inferior ou igual a 3 kW, o FP deve ser ajustado em fábrica com valor unitário, podendo atuar com tolerância na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo (ABNT, 2013).

Para sistemas fotovoltaicos com potência nominal superior a 3 kW e inferior a 6kW, a NBR 16149 estabelece que o inversor deva operar de forma semelhante ao conjunto fotovoltaico com potência instalada igual ou inferior a 3kW. Entretanto, o inversor deve apresentar como opcional, a possibilidade de atuação de acordo com a Figura 3, com o FP ajustável na faixa de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo (ABNT, 2013).

A curva da Figura 3 só pode ser habilitada quando a tensão da rede exceder a tensão de ativação, ajustável na faixa entre 100 % e 110 % da tensão nominal da rede, padronizado no valor de 104 % de fábrica. A curva-padrão pode ser desabilitada, quando a tensão da rede for inferior a tensão de desativação, ajustada na faixa de valores de 90% a 100% da tensão

nominal da rede, padronizado em 100% na configuração de fábrica. Dependendo das condições operacionais da rede, dos níveis de potência injetados e da topologia do inversor, o operador da rede tem a possibilidade de fornecer uma curva distinta, que deve ser implementada nos pontos A, B e C da Figura 3 (ABNT, 2013).

Figura 3 – Curva característica de fator de potência em função da potência ativa de saída do inversor para os padrões NBR, IEC e VDE.

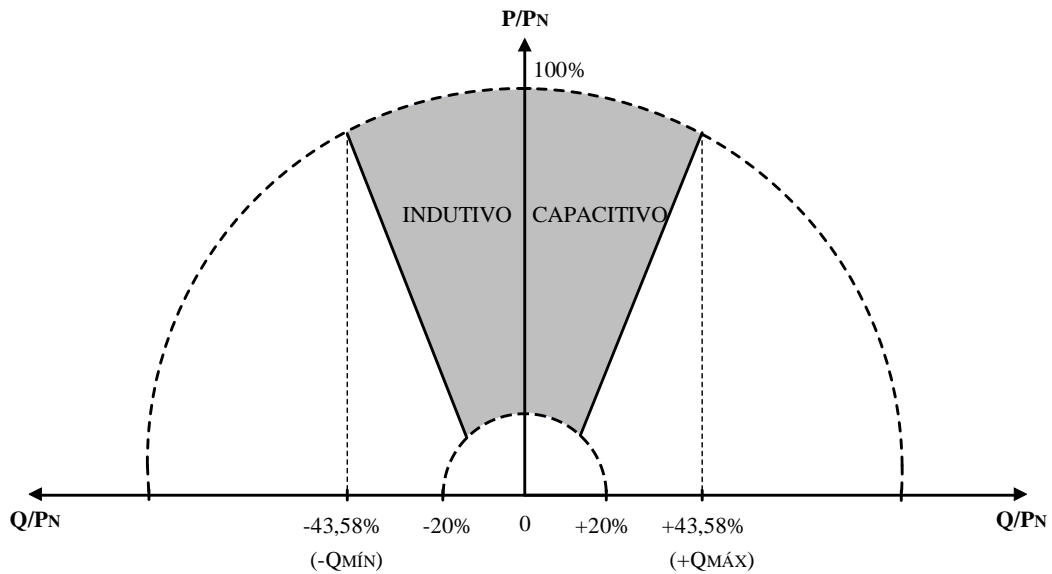


Fonte: Adaptado de ABNT (2013).

Para sistemas FVs com potência instalada superior a 6 kW, há duas possibilidades de operação. A primeira, define que o inversor deve ser ajustado em fábrica com FP unitário, podendo atuar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo, apresentando como opcional, o funcionamento de acordo com a Figura 3, respeitando os valores de fator de potência na faixa de 0,90 indutivo à 0,90 capacitivo (ABNT, 2013). A segunda possibilidade de operação, consiste em um controle de potência reativa (VAr), conforme demonstrado na Figura 4.

Para a curva da Figura 4 pode-se observar que o sistema FV pode operar com fator de potência indutivo ou capacitivo e a injeção/demanda de reativos ocorre quando a potência ativa alcançar 20% da potência ativa nominal. Os valores correspondentes à  $Q_{MÁX}$  e  $Q_{MÍN}$ , representam a faixa de 43,58% da potência nominal ( $P_N$ ), e indicam o valor  $Q$  no ponto C da curva apresentada na Figura 3, considerando o fator de potência limitado em 0,90 (ALVES, 2017), valor limitado pela NBR 16149, quando a potência nominal do FV for superior a 6 kW. A característica de operação da Figura 4 pode ser demonstrada na Equação 2.

Figura 4 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa do inversor.



Fonte: Adaptado de ABNT (2013).

$$Q_{MAX} = \text{sen}(\cos^{-1}(FP_{LIM})) = \text{sen}(\cos^{-1}(0,90)) = 0,4358 \text{ pu} = 43,58\% \quad (2)$$

A NBR 16149 enfatiza ainda que “o tipo e os ajustes do controle do FP e injeção/demanda de potência reativa devem ser determinados pelas condições da rede e definidos individualmente pelo operador da rede e fornecidos juntos com a permissão de acesso”.

Outro aspecto importante descrito na NBR 16149, diz respeito a variação de tensão. Quando o nível de tensão no ponto de conexão em que o sistema FV está instalado não se adequar as restrições apresentadas na Tabela 1, a GDFV deverá parar o fornecimento de energia à rede de distribuição (ABNT, 2013).

É importante ressaltar que, o inversor somente pode ser desconectado por completo da rede de distribuição, no caso de manutenção pela concessionária ou abertura de um dispositivo de seccionamento recomendado para esse dispositivo. Assim, quando o sistema FV cessar seu fornecimento de energia elétrica, o inversor não será desconectado em sua totalidade da rede de distribuição, apenas não irá fornecer energia elétrica durante um desligamento relacionado a distúrbios de sobretensão, por exemplo (ABNT, 2013). Os limites de tensão no ponto de conexão do sistema FV apresentados na Tabela 1, relacionadas a interrupção de fornecimento à rede de distribuição, são considerados pelo *software Open*

*Distribution System Simulator* (OpenDSS) através dos parâmetros  $V_{minpu}$  e  $V_{maxpu}$ .

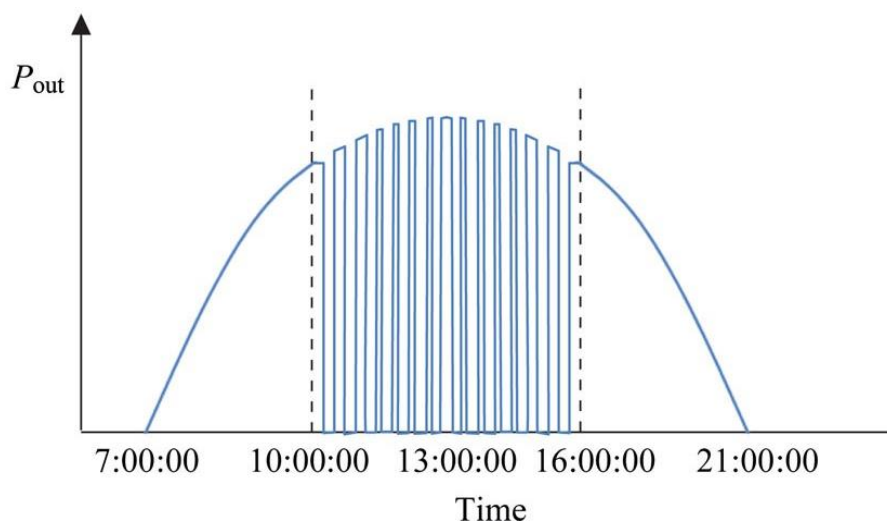
Tabela 1 – Restrições para as condições de tensão.

Tensão no ponto de conexão (% em relação à $V_{nominal}$ )	Atuação do Sistema FV
$V_{FV} \leq 80\%$	Cessar fornecimento à rede
$80\% \leq V_{FV} \leq 110\%$	Regime normal de operação
$110\% \leq V_{FV}$	Cessar fornecimento à rede

Fonte: Adaptado de ABNT (2013).

Os distúrbios de sobretensão repetidas na rede de distribuição, podem proporcionar o desligamento dos sistemas de GD frente a curtos intervalos de tempo, ocasionado assim, desgastes do equipamento e a redução da produção de energia gerada pelas GDFVs. Um exemplo de desconexão repetidas de uma GD fotovoltaica é demonstrado na Figura 5.

Figura 5 – Desconexões repetidas de um sistema FV devido a distúrbios de sobretensão.



Fonte: GHIANI e PILO (2015).

Observa-se que para esse exemplo, no intervalo de tempo entre 10 horas até as 16 horas, onde o índice de radiação é mais intenso, são apresentados seguidos desligamentos do sistema FV com a rede de distribuição por distúrbios de sobretensão. Esse desligamentos ocorrem devido a tensão no ponto de conexão ultrapassar a faixa de 110% da tensão nominal da rede, devido a GDFV apresentar uma produção de energia muito elevada para as condições operacionais apresentadas na rede durante esse período.

### 2.3.2 IEC 61727 (2004)

A IEC 61727 é um código de rede padronizado pela *International Electrotechnical Commission* (IEC), nomeada de “Sistemas fotovoltaicos – características de interface com a rede elétrica” (tradução livre), publicada em 1995, e revisada em 2004, e continua em vigor até os dias de hoje. A IEC 61727 estabelece padrões técnicos para instalação de sistemas FVs com potência nominal de até 10 kVA, tradicionalmente utilizados em instalações residenciais, nas quais operam em paralelo com a unidade consumidora e são inseridos na rede da baixa de tensão de distribuição a partir de um inversor de frequência (ALVES, 2017).

Com respeito à regulação de tensão, a norma estabelece que os sistemas FVs devem funcionar a partir do controle de fator de potência, como demonstrado pela Figura 3, com FP limitado em 0,92. Os valores dos parâmetros A, B e C apresentados na Figura 3, normalmente nas faixas de valores de 20%, 50% da potência nominal e 0,92, como fator de potência limite, devem ser fornecidos pelo operador do sistema. Dependendo das condições operacionais da rede, pode-se fornecer valores ou até curvas diferentes. Nesse caso, quando a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é pequena (inferior a 20 %), supõe-se que não haverá distúrbios de sobretensão na rede, sendo que o fator de potência permanecerá unitário. Em casos que a potência gerada superar o valor de 50% da potência nominal, a rede poderá apresentar problemas relacionados a sobretensão, sendo necessário o inversor absorver reativos à medida que a potência gerada pelo sistema fotovoltaico aumenta, até atingir-se o valor máximo de fator de potência, que indica a quantidade máxima de reativos que o inversor pode absorver (ALVES, 2017).

A curva demonstrada na Figura 3 limita a geração máxima do sistema FV, pois o inversor absorve reativos para manter os níveis de tensão dentro dos limites considerados adequados na rede e, com isso, não há capacidade suficiente de atingir a potência ativa nominal no instante em que o inversor absorve o máximo de reativos, ponto C na curva da Figura 3. (ALVES, 2017).

### 2.3.3 VDE-AR-N-4105 (2011)

O VDE-AR-N-4105 é o código de rede alemão padronizado pela *Verband der Elektrotechnik Elektronik und Informationstechnik* (VDE), que descreve as características de inserção de fontes de GD na rede elétrica de distribuição, no país. Esse código de rede, pode ser aplicado para todos os tipos de fontes de energia aplicadas em GD. É importante destacar

que a Alemanha possui um código de rede detalhado e atualizado periodicamente, o qual serve de referência para outros países (ALVES, 2017; LEITE, 2016). Essa norma, caracteriza-se por possuir, três métodos de regulação de tensão, que serão descritos a seguir.

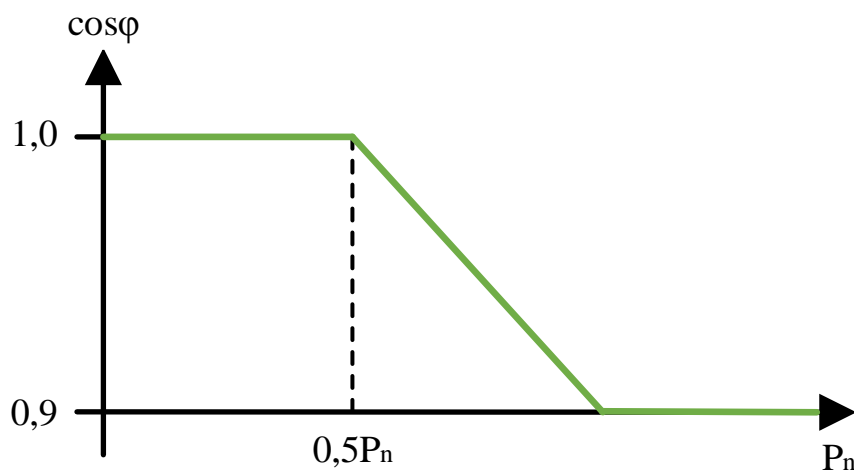
### 2.3.3.1 Método $\cos\phi$ , ou fator de potência fixo

Método que adota um valor de potência fixo para o sistema de GD, sendo indicado para casos que a potência de saída do conjunto de geradores distribuídos deva ser mantida constante (ALVES, 2017). O sistema de geração distribuída diretamente conectada à rede, deve atingir o ponto de ajuste de potência reativa em 10 minutos, a partir do valor de potência desejável (LEITE, 2016). Para esse caso, o sistemas FVs não são inclusos.

### 2.3.3.2 Método $\cos\phi(P)$ , ou fator de potência característico

Esse método, é caracterizado por calcular a potência reativa de referência dependendo da potência ativa produzida pelas GDs inseridas na rede de distribuição. Para baixos níveis de produção de energia, a probabilidade do sistema apresentar distúrbios de sobretensão é reduzida. No instante, em que a geração de energia atingir a metade do valor da potência nominal da GD, o fator de potência será reduzido gradativamente em direção a 0,9, absorvendo assim potência reativa (CRACIUN, 2012). O método  $\cos\phi(P)$  é demonstrado na Figura 6.

Figura 6 – Método  $\cos\phi(P)$  utilizada pela VDE.



Fonte: Adaptado de CRACIUN (2012).

O método  $\cos\phi(P)$  apresenta como principal desvantagem, a possibilidade de absorção

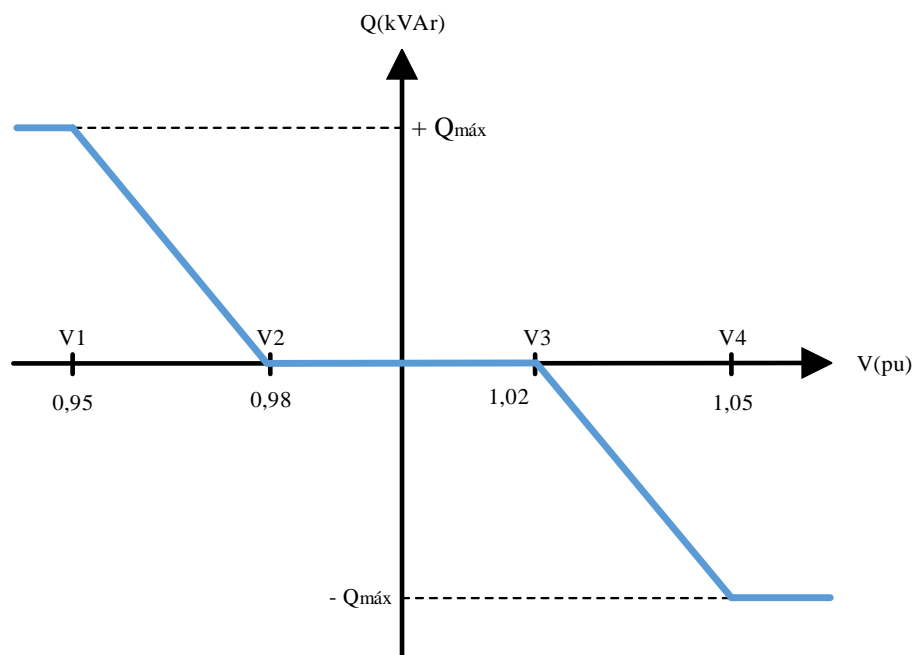
de potência reativa, mesmo em casos onde os níveis estejam dentro da faixa de limites de operação adequada. É importante ressaltar também que o método em questão, não leva em consideração a impedância características dos cabos. Assim, o sistema FV localizado mais próximo ao transformador pode absorver a mesma quantidade de reativos que o sistema fotovoltaico localizado no final do trecho de um alimentador, no caso onde ambos apresentarem a mesma produção de potência reativa (CRACIUN, 2012).

Além disso, o método  $\cos\phi(P)$  apresenta como opcional que para unidades de GD com potência nominal inferior à 3,68 kW possibilita que o FP seja fixado na faixa de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo, determinado pelo operador do sistema. Em sistemas de GD, com potência nominal maior ou igual à 3,68 kW e menor ou igual à 13,8 kW, o controle de FP deve seguir a curva característica demonstrada na Figura 3 com fator de potência limitado em 0,95. Em casos que a potência nominal for superior à 13,8 kW, o controle de FP também deve seguir a curva característica da Figura 3, entretanto, com fator de potência limitado em 0,90 (ALVES, 2017).

### 2.3.3.3 Método $Q(U)$ , ou relação potência reativa/tensão característica

A norma alemã, ainda propõe um método, que determina a absorção/injeção de potência reativa a partir do nível de tensão no ponto de instalação do sistema GD (LEITE, 2016). A curva característica do método  $Q(U)$  é ilustrada na Figura 7.

Figura 7 – Método  $Q(U)$  ou relação potência reativa/tensão característica utilizada pela VDE.



Fonte: Adaptado de ALVES (2017).

Os parâmetros  $V1$ ,  $V4$  e  $Q_{m\grave{a}x}$ , devem ser fornecidos pelo operador, de acordo com as características operacionais da rede (ALVES, 2017; LEITE, 2016). Esse método também pode ser aplicado nos casos descritos na seção 2.3.3.2.

A vantagem do método  $Q(U)$  em comparação ao método  $\cos\varphi(P)$ , é que o mesmo, utiliza dados de tensão local no processo de regulação, impactando em um consumo de potência reativa proporcional aos níveis de tensão apresentados na rede de distribuição. Entretanto, uma das desvantagens do método  $Q(U)$ , é o uso indevido da capacidade máxima disponível do inversores. Isso pode acontecer, no caso em que o nível de tensão no ponto de conexão próximo ao transformador, apresentar seu valor dentro da faixa de limites de tensão adequada, assim, os sistema FVs correspondentes não auxiliariam no processo de regulação, dificultando a atuação de outros inversores de sistemas fotovoltaicos alocados mais distantes do transformador (CRACIUN, 2012).



### 3. METODOLOGIA

Nesse capítulo é apresentada a metodologia de análise do controle de tensão e potência reativa a partir de inversores inteligentes. É apresentada a formulação do problema e a descrição das etapas necessárias para a realização do controle volt/VAr a partir dos inversores que realizam a interface de conexão da rede com as GDs.

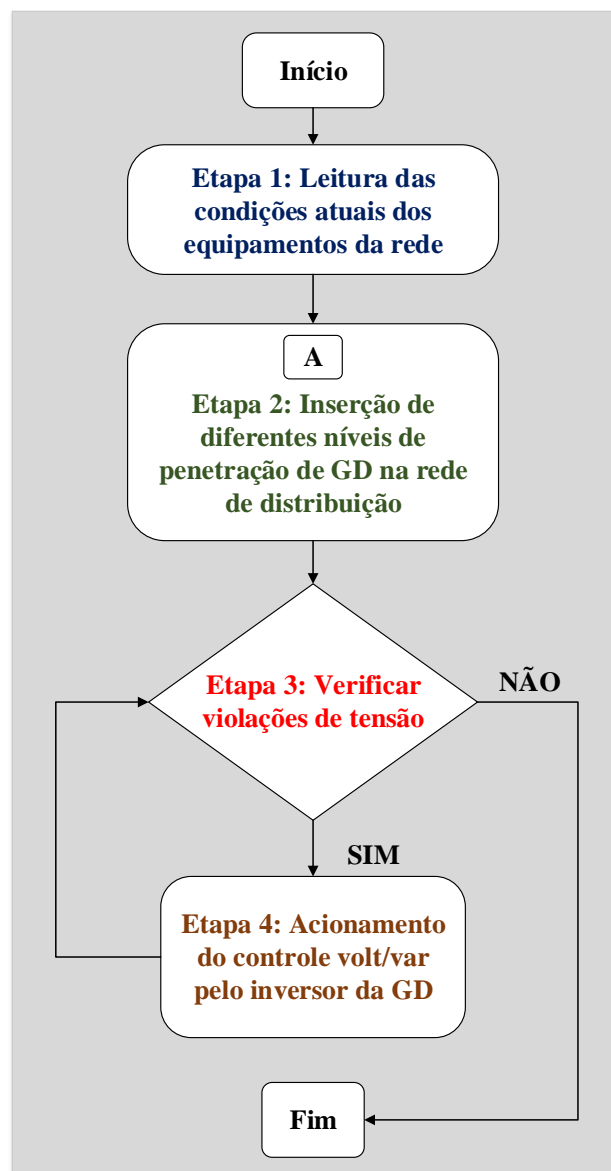
#### 3.1 Formulação do Problema

A inserção de GDs na rede de distribuição agrega dificuldades na operação de equipamentos e alteração nos níveis de tensão da rede, devido a possibilidade de um fluxo bidirecional de energia. O uso de inversores denominados *Smart Inverters*, permite modificar sua saída para obter uma melhor integração com a rede elétrica (HUQUE, 2015). De acordo com Kempener, Komor e Hoke (2013), os *smart inverters* permitem aumentar a eficiência e a capacidade de produção dos sistemas de GD, e começam a contribuir mais significativamente quando o índice de penetração das GDs na rede é superior a 15% e se torna essencial quando esse valor se aproxima de 30%.

#### 3.2 Arquitetura proposta

A arquitetura proposta está dividida em quatro etapas: (i) leitura das condições atuais dos equipamentos da rede; (ii) inserção de diferentes níveis de penetração de GD na rede de distribuição; (iii) verificação das violações de tensões e (iv) acionamento do controle volt/VAr pelo inversor da GD. O fluxograma ilustrado na Figura 8, demonstra a arquitetura geral contendo as etapas necessárias para a metodologia proposta. É importante ressaltar que, a periodicidade desse algoritmo pode ser genérica, podendo ser aplicada para simulações em horas, minutos ou segundos.

Figura 8 – Etapas para a realização do controle volt/VAr.



Fonte: Elaborado pelo autor.

### 3.2.1 Etapa 1: Leitura das condições atuais dos equipamentos da rede

Nessa etapa, são observadas as condições atuais de carregamento, níveis de tensão, perdas de energia e posições de ajustes dos equipamentos da rede de distribuição. Inicialmente, executa-se o cálculo do fluxo de carga no sistema através do *software* (OpenDSS), analisam-se os níveis de tensão nos barramentos, perdas elétricas e número de comutações dos dispositivos de controle de tensão presentes na rede. É importante ressaltar, que o OpenDSS pode realizar função semelhante ao SCADA, onde é possível realizar o monitoramento e o controle dos equipamentos e atualizar as informações da rede de distribuição em tempo real.

### 3.2.2 Etapa 2: Inserção de diferentes níveis de penetração de GD na rede

A definição de nível de penetração pode ser agrupada em três categorias distintas (SARMIENTO NOVA, (2016); SHAYANI, (2010)):

- Nível de penetração como percentual da capacidade nominal do alimentador, capacidade instalada de um transformador da concessionária, potência instalada de um parque gerador ou de uma subestação;
- Nível de penetração como percentual de demanda máxima da subestação, alimentador ou unidade consumidora;
- Nível de penetração como percentual de energia produzida pela geração centralizada ou queda de tensão no alimentador.

A partir das categorias de definição citadas à cima, pode-se notar uma diversificação quanto a classificação, pois algumas definições propõem uma relação com a capacidade nominal, demanda e energia produzida ou queda de tensão.

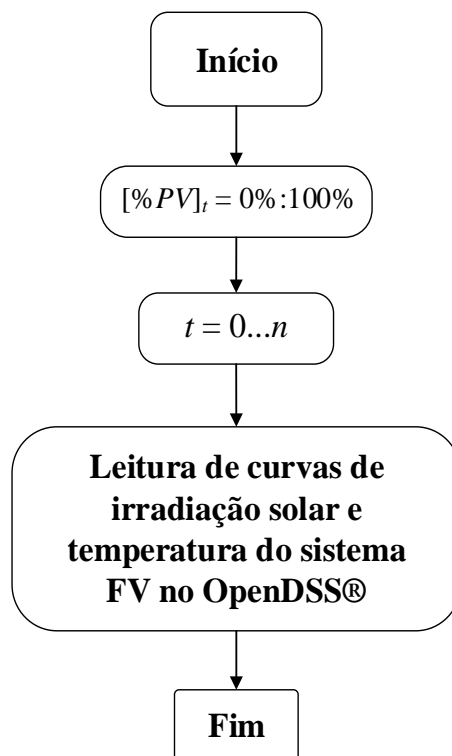
Para o estudo desse trabalho, foram utilizados sistemas de GDs do tipo fotovoltaico (FV) a partir do nível de penetração como percentual de demanda máxima do alimentador. Com isso, o índice de penetração dos sistemas FVs na rede de distribuição é descrito na Equação 4.

$$[\% FV]_{t=0\dots n} = \frac{P_{FV}}{D_{AL(t)}} \cdot 100\% \quad (4)$$

Onde  $\%FV$ , representa o índice de penetração,  $t$  indica o intervalo de tempo correspondente, variando de 0 a  $n$ , em que  $n$  representa o último horário do número de dias simulados,  $P_{FV}$  é a potência total instalada dos sistemas FVs no alimentador em kW, e  $D_{AL}$  é a demanda máxima do alimentador em kW em função do intervalo de tempo simulados.

No fluxograma da Figura 9 é demonstrada a análise dos níveis de penetração da GD no sistema de distribuição, que são considerados em função da leitura horária das curvas de irradiação e temperatura, bem como o percentual de carregamento para a hora analisada no sistema.

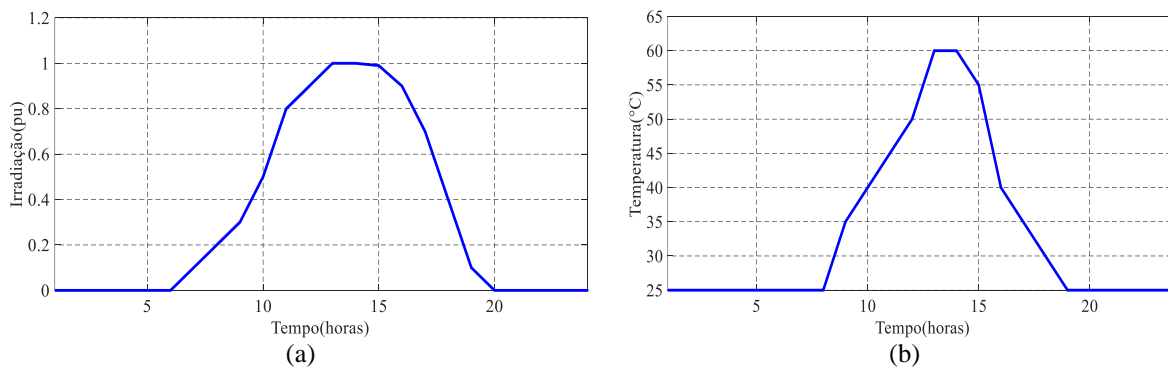
Figura 9 – Fluxograma “A” descrevendo o nível de penetração dos sistemas FVs.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As curvas horárias de irradiação solar e temperatura utilizadas na análise dos resultados, foram disponibilizadas pela EPRI (Curvas padrão do OpenDSS) e Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA), esse último restringido apenas a curva de irradiação. Os dados de irradiação obtidos pelo SONDA, foram extraídos da Estação Meteorológica de São Martinho da Serra/RS, para um dia de maior índice de radiação solar no mês de Janeiro de 2016.

Figura 10 – Curvas de (a) irradiação e (b) temperatura.



Fonte: Adaptado de EPRI (2011).

A irradiação possui o comportamento demonstrado na Figura 10(a), onde o índice de irradiação tem início às 6 horas e conclusão às 20 horas, sendo o intervalo das 13 horas até às 15 horas, o período onde a irradiação solar é máxima e conseqüentemente, o sistema FV atingirá a maior a produção de energia nesse instante. A Figura 10(b), demonstra o perfil de temperatura de um módulo fotovoltaico. Esse perfil, possui um comportamento semelhante ao da irradiação, ou seja, durante o intervalo de tempo em que há a máxima irradiação diária, a temperatura do módulo também atingirá seu valor máximo. É importante ressaltar que, nos períodos em que não há irradiação, a temperatura do módulo de um sistema FV é padronizada em 25 °C, sendo a temperatura para condição padrão de teste, como mencionado no início desta seção.

### 3.2.3 Etapa 3: Verificar violações de tensões

Nessa etapa ocorre a verificação dos níveis de tensão em todas as barras do sistema. Para isso, utilizou-se os limites de acordo com o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e *IEEE*. O cálculo desta verificação é demonstrado na Equação 5.

$$V_{mín} \leq V_i \leq V_{máx} \quad (5)$$

Onde  $V_i$ , indica a tensão na faixa dos limites operacionais em cada barramento da rede, sendo  $V_{mín} = 0,93$  pu e  $V_{máx} = 1,05$  pu para o Módulo 8 do PRODIST. Para o padrão *IEEE*, os limites operacionais para  $V_{mín}$  e  $V_{máx}$  apresentam valores de 0,95 e 1,05, respectivamente.

Existindo violação de tensão, aciona-se o controle do inversor para que possa atuar nas correções das violações de tensão. Além disso, se faz necessário respeitar algumas restrições operativas, que visam garantir uma operação adequada da rede de distribuição em relação a necessidade de acionamento do controle volt/VAr pelo inversor da GD. Essas restrições são apresentadas nas equações a seguir:

$$A_{mín} \leq A_{ij} \leq A_{máx} \quad (6)$$

$$-43,58\% P_{outFV} \leq Q_{INV} \leq +43,58\% P_{outFV} \quad (7)$$

$$P_{(t)FV} \geq 20\% P_{outFV} \quad (8)$$

$$S_{INV} \geq P_{outFV} \quad (9)$$

$$S_{INV} \leq V_{FVmáx} \cdot I_{INVmáx} \quad (10)$$

Onde,  $A_{ij}$  representa o intervalo permitido no número de posições de TAP dos equipamentos reguladores de tensão, sendo  $A_{mín}$  e  $A_{máx}$ , as posições -16 e 16;  $Q_{INV}$ , indica a quantidade de potência reativa que o inversor pode absorver ou injetar na rede de distribuição de acordo com a NBR16149;  $P_{outFV}$ , a potência nominal de saída do sistema FV;  $P_{(t)FV}$ , potência ativa no instante  $t$  produzida pela GDFV;  $S_{INV}$ , potência aparente do inversor;  $V_{FVmáx}$ , a tensão máxima de desconexão do sistema FV (110% da tensão nominal da rede, conforme observado na Tabela 1) e  $I_{INVmáx}$ , a corrente máxima de operação do inversor.

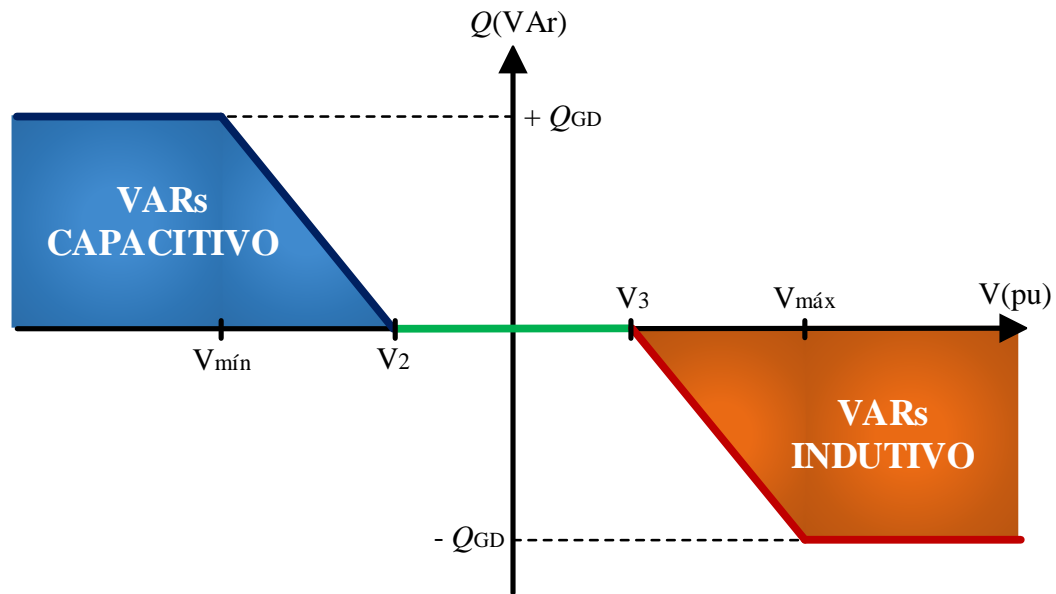
É importante ressaltar que, para a condição descrita na Equação 7 ser atendida, é necessário que a restrição demonstrada na Equação 8 seja válida, ou seja, a injeção e/ou demanda de potência reativa pelo inversor só pode ocorrer quando a potência ativa no instante  $t$  produzida pelo sistema FV for igual ou superior a 20% da potência nominal da GDFV. As condições descritas na Equação 9 e Equação 10, relacionam a potência aparente do inversor e suas restrições operacionais, onde ela deva ser superior ou igual a potência ativa de saída da GDFV e inferior ou igual ao produto da tensão máxima de desconexão do sistema FV pela corrente máxima de operação do inversor.

#### 3.2.4 Etapa 4: Acionamento do controle volt/VAr pelo inversor da GD

A atuação do controle volt/VAr pelo inversor do sistema FV pode ocorrer tanto absorvendo ou injetando potência reativa, conforme observado na Figura 11.

Para níveis de tensão abaixo de  $V_{mín}$ , o inversor injeta potência reativa capacitiva na rede. No caso, em que os níveis de tensão apresentarem valores acima de  $V_{máx}$  do sistema de distribuição. Essas operações, visam corrigir as violações de tensão e mantê-las dentro da faixa de limites operacionais para uma operação adequada da rede de distribuição. O intervalo entre  $V_2$  e  $V_3$  indica a banda morta da curva, onde o inversor não injeta ou absorve reativos na rede elétrica.

Figura 11 – Curva de controle volt/VAr do inversor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 3.2.4.1 Modelagem do inversor no software OpenDSS

O software OpenDSS possibilita modelar o controle do inversor de frequência de um sistema FV, a partir de uma função de controle local, denominada *InvControl*. O modelo do *InvControl* necessita de uma curva de referência, a qual pode ser obtida com a definição de valores da potência reativa para uma faixa de níveis de tensão admissível (0,95 pu a 1,05 pu (Padrão *IEEE*), 0,93 pu a 1,05 pu (PRODIST)), ou curvas distintas que podem ser incluídas via interface com MATLAB®, VBA Excel, Python, por exemplo. Para a modelagem da função *InvControl* aplicado no estudo deste trabalho são necessários os elementos:

- *XYCurve* (curva padrão para o controle de inversor);
- *PVSystem* (modelo equivalente do sistema FV).

##### • Elemento *XYCurve*

O elemento *XYCurve* define a potência reativa de saída do inversor como uma função da tensão em um sistema fotovoltaico. O eixo Y da curva representa a quantidade de kVAr disponíveis em pu, enquanto que o eixo X da curva indica a tensão de terminal do sistema FV em pu. O número de pontos da matriz X e Y devem ser os mesmos, para definir a saída de potência reativa como uma função do terminal do sistema fotovoltaico (SMITH, 2013). Alguns exemplos de curvas características que poderiam ser aplicados no elemento *XYCurve*, seriam o método  $Q(U)$ , ilustrada na Figura 7 e a curva de controle volt/VAr demonstrada na

Figura 11. Na Figura 12, é demonstrado um exemplo em código no OpenDSS para o elemento *XYCurve*.

O parâmetro *npts* representa o número de pontos que a curva possui. Já os parâmetros *Xarray* e *Yarray*, descrevem a matriz de dados para a tensão no terminal do sistema FV e potência reativa da GDFV, respectivamente, em pu. Esses dados são essenciais para determinar as regiões de operação da curva de controle volt/Var, ou seja, as regiões onde o inversor pode injetar ou absorver potência reativa para efetuar as correções, e a região de banda morta, onde o inversor não deve injetar ou absorver reativos na rede de distribuição.

Figura 12 – Código em OpenDSS para o elemento *XYCurve*.

```
New XYCurve.VoltVarCurve npts=6
~ Xarray = [0.8, 0.95, 0.98, 1.02, 1.05, 1.2]
~ Yarray = [1.0, 1.0, 0, 0, -1.0, -1.0]
```

Fonte: Elaborado pelo autor.

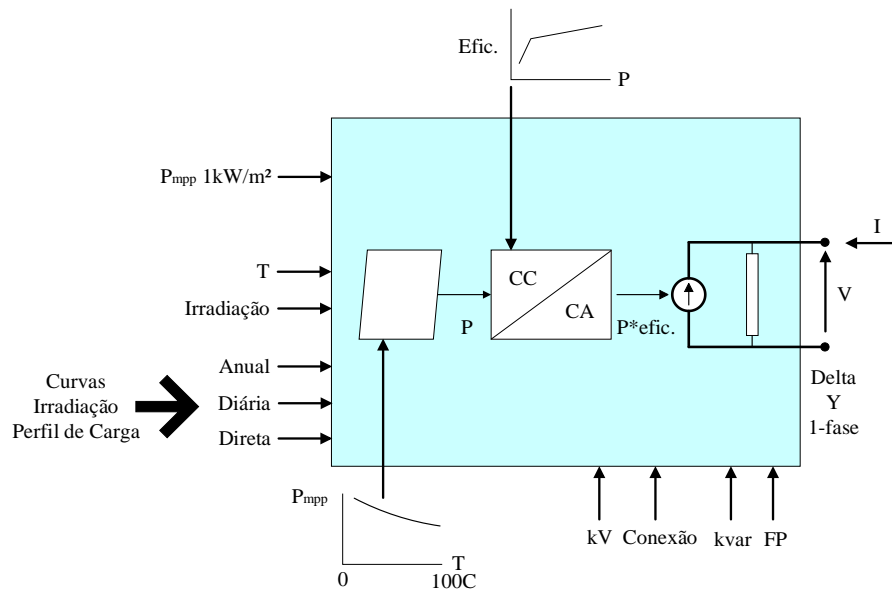
### •Elemento *PVSystem*

O elemento *PVSystem* assume que o inversor pode encontrar rapidamente o ponto de máxima potência do painel, a partir da curva característica que relaciona potência *versus* temperatura do sistema FV. A potência ativa (*P*) é função da irradiação, temperatura (*T*) e ponto de máxima potência ( $P_{mpp}$ ) na temperatura *T* e irradiação de 1 kW/m<sup>2</sup>, seguindo a curva característica do sistema fotovoltaico (ANZANELLO JÚNIOR, 2017; EPRI, 2011). Além das variáveis citadas à cima, deve-se inserir uma curva de eficiência do inversor de acordo com a potência de operação. O valor de potência reativa pode ser determinado por um valor fixo ou através do fator de potência (FP). A Figura 13 ilustra o modelo *PVSystem* adotado pelo OpenDSS.

A Figura 14, demonstra as curvas de corrente *versus* tensão para um sistema FV a uma temperatura constante, indicando o ponto de máxima potência ( $P_{mpp}$ ) para cada curva correspondente do modelo utilizado pelo OpenDSS. Os parâmetros do modelo são especificados para valores de irradiação consideravelmente elevados de 1000 W/m<sup>2</sup>, para garantir que o modelo seja mais preciso em níveis elevados de potência, onde problemas de aumento de tensão seriam mais significativo (EPRI, 2011). Para um dado valor de irradiação a potência de saída do painel é reduzida por um fator de temperatura do sistema FV.

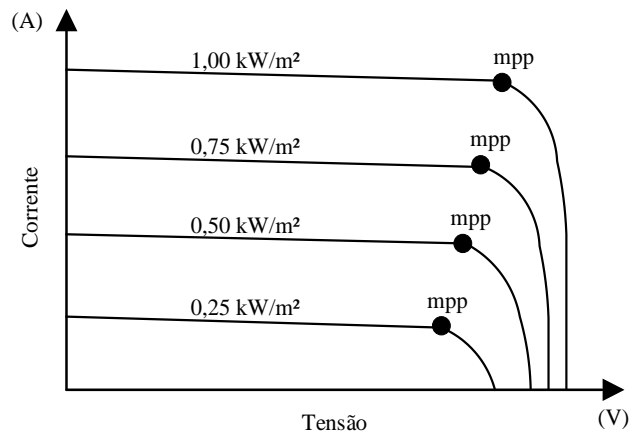


Figura 13 – Modelo do sistema fotovoltaico utilizado pelo OpenDSS.



Fonte: Adaptado de EPRI (2011).

Figura 14 – Curvas de corrente *versus* tensão para diferentes valores de irradiância demonstrando o ponto de máxima potência.



Fonte: Adaptado de EPRI (2011).

Para o elemento *PVSystem* no OpenDSS, se faz necessário a inserção de alguns parâmetros, conforme descritos na Tabela 2 (EPRI, 2011; RADATZ; 2017).

É importante ressaltar que os valores dos parâmetros *%Cutin* e *%Cutout*, serão estabelecidos conforme a NBR 16149 (20%), assim como a variável *kvarLimit*, limitando a injeção ou absorção de potência reativa em 43,58% da potência ativa do sistema FV.

Além disso, quatro condições de operação são necessárias para a modelagem do elemento *PVSystem*, são elas (RADATZ, 2017):

- *MyIrrad*: Curva diária de irradiação, cujo comportamento está demonstrado na Figura 10(a);
- *MyTemp*: Curva diária de temperatura, característica apresentada na Figura 10(b);
- *P-TCurve*: Curva do fator de correção da potência gerada pelo sistema FV em função da sua temperatura. Vale ressaltar, que o fator de correção possui valor unitário para a temperatura nominal do painel;
- *EffCurve*: Descreve a curva de eficiência do inversor.

Tabela 2 – Parâmetros do elemento *PVSystem*.

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>
<i>kVA</i>	Potência nominal do inversor
<i>kV</i>	Tensão CA nominal do inversor
<i>phases</i>	Número de fases do elemento <i>PVSystem</i>
<i>conn</i>	Conexão do sistema FV (Delta ou estrela)
<i>PF</i>	Fator de potência do inversor
<i>kvarLimit</i>	Limite de injeção/absorção de potência reativa pelo modelo <i>PVSystem</i>
<i>%Cutin</i>	Condição que o inversor fornece potência ativa quando a potência CC é maior que um valor %KVA
<i>%Cutout</i>	Condição que o inversor cessa o fornecimento de potência ativa quando a potência CC é menor que um valor %KVA
<i>VarFollowInverter</i>	Possibilidade de operação noturna do inversor, respeitando os limites estabelecidos em <i>%Cutin</i> e <i>%Cutout</i>

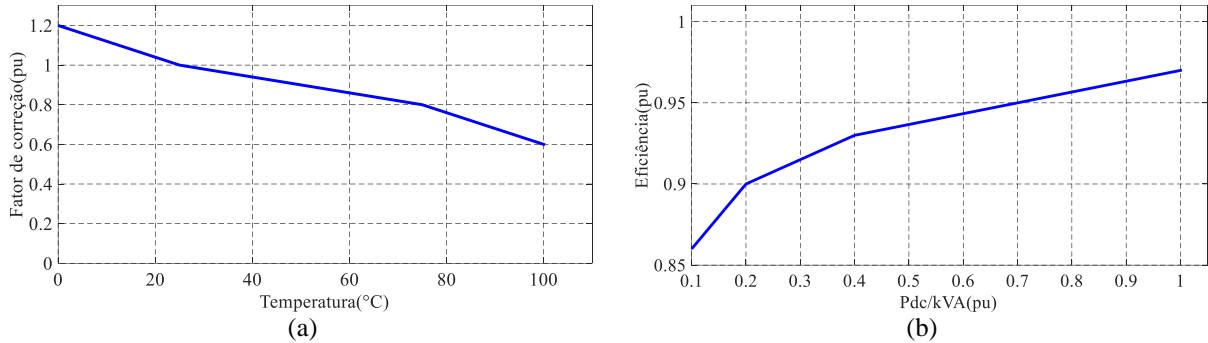
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 15 demonstra as curvas característica de correção de potência ativa em função da temperatura e eficiência do inversor utilizados na modelagem do elemento *PVSystem*.

O OpenDSS calcula a potência de saída do elemento *PVSystem*, a partir das condições de operação descritas a cima, e do ponto de máxima potência nominal do painel ( $P_{mpp}$ ) e irradiância base. O  $P_{mpp}$  é definido a partir de uma temperatura, normalmente padronizado em 25°C e irradiação base de 1 kW/m<sup>2</sup> (RADATZ, 2015). A potência CC produzida pelo painel é

detalhada na Equação 10.

Figura 15 – Curvas de (a) correção de potência ativa em função da temperatura e (b) eficiência do inversor.



Fonte: Adaptado de EPRI (2011).

$$P_{cc(t)} = P_{mpp} \cdot irr_{ad(base)} \cdot irr_{ad(t)} \cdot PTCurve_{(Temperatura(t))} \quad (10)$$

Onde  $P_{cc(t)}$  representa a potência CC do painel fotovoltaico,  $P_{mpp}$ , a potência nominal no ponto de máxima potência para uma irradiação base de  $1\text{kW/m}^2$ ,  $irr_{ad(base)}$ , o valor máximo de irradiação,  $irr_{ad(t)}$ , irradiação em pu no instante  $t$  e  $PTCurve_{(Temperatura(t))}$ , o fator de correção da potência ativa em função da temperatura do painel no instante  $t$ .

Com isso, a potência CA entregue à rede é demonstrada na Equação 11.

$$P_{ca(t)} = P_{cc(t)} \cdot EffCurve(P_{cc(t)}) \quad (11)$$

Onde  $P_{ca(t)}$  representa a potência CA entregue a rede de distribuição e  $EffCurve(P_{cc(t)})$ , a eficiência do inversor para uma determinada potência de saída de acordo com a Figura 15(b).

Na Figura 16 é demonstrado um exemplo em código no OpenDSS para o elemento *PVSystem*.

#### •Outros parâmetros para a função *Invcontrol*

Além dos elementos *XYCurve* e *PVSystem* descritos anteriormente, mais alguns parâmetros se fazem necessários para a modelagem do inversor, a partir da função *Invcontrol* no OpenDSS (SMITH, 2013). Estes parâmetros estão descritos na Tabela 3.

Para os parâmetros citados na Tabela 3, com exceção as variáveis *mode* e *PVSystemList*, foram utilizados o valores padrões recomendados no OpenDSS para as simulações. A Figura 17 demonstra um exemplo em código no OpenDSS para o modelagem do inversor a partir da função *Invcontrol*.

Figura 16 – Código em OpenDSS para o elemento *PVSystem*.

```

New XYCurve.MyPvsT npts=4 Xarray =[0, 25, 75, 100] Yarray =[1.2, 1.0, 0.80, 0.60]
New XYCurve.MyEff npts=4 Xarray =[0.1, 0.2, 0.4, 1.0] Yarray =[0.86, 0.9, 0.93, 0.97]
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
~mult=[0, 0, 0, 0, 0, 0, 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.8, 0.9, 1.0, 1.0, 0.99, 0.9, 0.7, 0.4, 0.1, 0, 0, 0, 0, 0]
New Loadshape.MyTemp npts=24 interval=1
~temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50, 60, 60, 55, 40, 35, 30, 25, 25, 25, 25, 25, 25]
New PVSystem.FV phases=3 bus1=633 kV=4.16 kVA=200 irradiance=1 Pmpp=200
~ temperature=25 PF=0.9 %cutin=22.22 %cutout=22.22 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT
~ Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp Vmaxpu=1.10 Vminpu=0.80 VarFollowInverter=True
~ kvarlimit= 88

```

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 3 – Parâmetros para a função *Invcontrol* no OpenDSS.

Parâmetro	Descrição
<i>mode</i>	Modo de controle do <i>Invcontrol</i> para o elemento <i>PVSystem</i> (VOLTVAR)
<i>vvc_curve1</i>	Elemento <i>XYCurve</i> que define a variação de reativos na saída do inversor
<i>voltage_curvex_ref</i>	Tensão nominal no elemento <i>PVSystem</i> para valores no eixo x do parâmetro <i>vvc_curve1</i>
<i>VarChangeTolerance</i>	Alteração de reativos de uma iteração de controle até a próxima solução de iteração
<i>VoltageChangeTolerance</i>	Alteração na tensão de uma iteração de controle até a próxima solução de iteração
<i>deltaQ_factor</i>	Variação na saída de reativos para cada iteração de controle
<i>vv_refreactivepower</i>	Percentual de referência para o eixo y da curva volt/VAr (VARMAX_VARS)
<i>PVSystemList</i>	Define o elemento <i>PVSystem</i> que será controlado pelo <i>Invcontrol</i>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 17 – Código em OpenDSS para a função *Invcontrol*.

```
New InvControl.InvPVCtrl1  
~ mode=VOLTVAR  
~ vvc_curve1=VoltVarcurve  
~ voltage_crvex_ref=rated  
~ VarChangeTolerance=0.025  
~ VoltageChangeTolerance=0.00015  
~ deltaQ_factor=0.2  
~ vv_refreactivepower=VARMAX_VARS  
~ PVSystemList=FV1
```

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com isso, a partir da execução das etapas de: leitura de dados da rede de distribuição; inserção de um determinado índice de penetração de sistemas FVs; e modelagem dos elementos necessários para a realização do controle volt/VAr, serão obtidos os resultados para o estudo proposto em um sistema teste de 13 barras padronizado pela *IEEE*, descritos no capítulo a seguir.



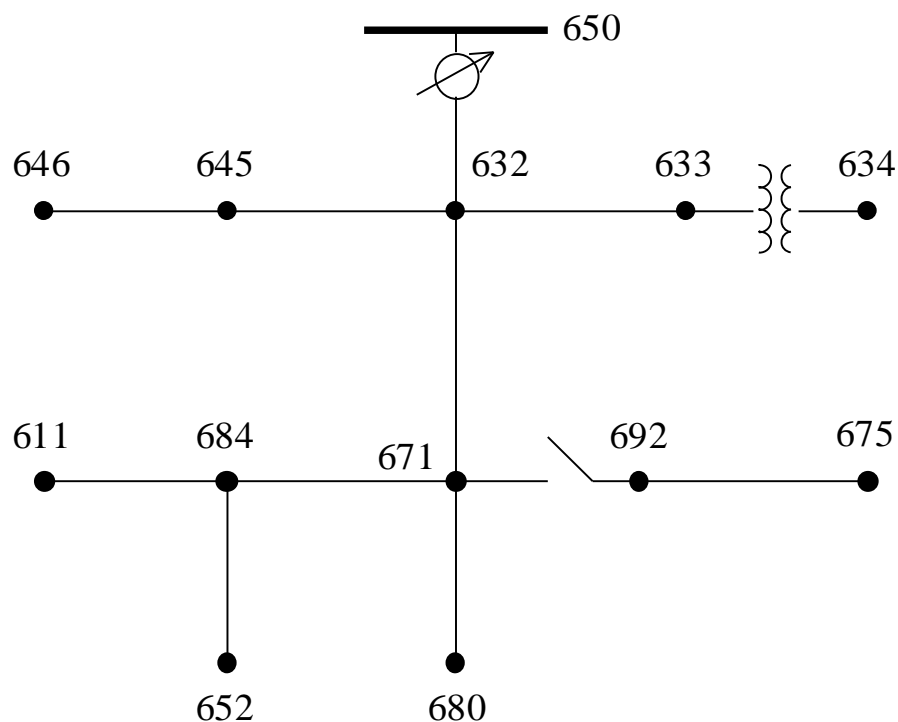
## 4. ANÁLISE E RESULTADOS

O objetivo deste capítulo é apresentar as principais características e análise dos sistemas testes utilizados para a obtenção dos resultados com a aplicação da metodologia proposta. Também são verificados os impactos nos níveis de tensão e dispositivos de controle de tensão convencionais com a atuação do controle volt/VAr pelo inversor da GD.

### 4.1 Descrição do sistema teste de 13 barras

O sistema teste *IEEE* 13 barras é composto por cargas desbalanceadas, transformador de distribuição, regulador de tensão, bancos de capacitores, linhas trifásicas e ramais de ligação monofásicos, bifásicos e trifásicos (IEEE, 2018). Na Figura 18 é demonstrada a rede teste de distribuição *IEEE* 13 barras.

Figura 18 – Rede teste de distribuição de 13 barras.



#### 4.1.1 Características dos Cabos de Rede e Linhas

O sistema teste *IEEE* 13 barras apresenta linhas aéreas e subterrâneas, sendo todas as linhas da rede teste de distribuição consideradas trifásicas. As Tabelas 4 e 5, descrevem respectivamente, as características das linhas do sistema teste.

#### 4.1.2 Características das Cargas

A rede teste de 13 barras apresenta cargas concentradas e distribuídas, trifásicas e monofásicas, com diferentes modelos de carga, conectadas em delta ou estrela, instaladas em MT ou Baixa Tensão (BT). A Tabela 6 descreve as especificações das cargas da rede teste de 13 barras.

#### 4.1.3 Características dos Transformadores

A rede teste possui dois transformadores trifásicos. A Tabela 7 especifica as características dos transformadores para o sistema teste *IEEE* de 13 barras.

Tabela 4 – Características dos cabos de rede.

<b>Modelo</b>	<b>Frequência base (Hz)</b>	<b>R(<math>\Omega</math>)</b>	<b>X(<math>\Omega</math>)</b>
1/0 CA	60	0,605	0,968

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 5 – Características das linhas de rede do sistema teste de 13 barras.

<b>Barra A</b>	<b>Barra B</b>	<b>Comprimento (ft)</b>	<b>Cabo de rede</b>
650	632	2000	1/0 CA
632	670	667	1/0 CA
670	671	500	1/0 CA
671	680	500	1/0 CA
632	633	500	1/0 CA
632	645	500	1/0 CA
645	646	300	1/0 CA
692	675	500	1/0 CA
671	684	300	1/0 CA
684	611	300	1/0 CA
684	652	800	1/0 CA

Fonte: Elaborado pelo autor.



Tabela 6 – Especificações das cargas do sistema teste.

<b>Barra</b>	<b>Fase</b>	<b>Conexão</b>	<b>Modelo</b>	<b>kV</b>	<b>kW</b>	<b>kVAr</b>
671	A,B,C	Delta	Padrão	4,16	1155	660
634	A	Estrela	Padrão	0,277	160	110
634	B	Estrela	Padrão	0,277	120	90
634	C	Estrela	Padrão	0,277	120	90
645	B	Estrela	Padrão	2,4	170	125
646	B	Delta	Impedância constante	4,16	230	132
692	C	Delta	Magnitude de corrente constante	4,16	170	190
675	A	Estrela	Padrão	2,4	485	190
675	B	Estrela	Padrão	2,4	68	60
675	C	Estrela	Padrão	2,4	290	212
611	C	Estrela	Magnitude de corrente constante	2,4	170	80
652	A	Estrela	Impedância constante	2,4	128	86
670	A	Estrela	Padrão	2,4	17	10
670	B	Estrela	Padrão	2,4	66	38
670	C	Estrela	Padrão	2,4	117	68

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 7 – Características dos transformadores.

<b>Transformador</b>	<b>Barra A (primário)</b>	<b>Barra B (secundário)</b>	<b>kVA</b>	<b>kV primário</b>	<b>kV secundário</b>	<b>r(%)</b>	<b>x(%)</b>
Subestação	Sourcebus	650	5000	115 Delta	4,16 Estrela Aterrado	$5 \times 10^{-7}$	$1 \times 10^{-4}$
XFM1	633	634	500	4,16 Estrela Aterrado	0,480 Estrela Aterrado	0,55	2

Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.1.4 Características dos Reguladores de Tensão

O sistema teste de 13 barras, apresenta um regulador de tensão trifásico OLTC conectado em estrela aterrada, localizado na saída da subestação. A Tabela 8 descreve as características do regulador de tensão.

Tabela 8 – Características do regulador de tensão OLTC da subestação.

<b>Regulador de Tensão OLTC da subestação</b>			
<b>Barra A</b>	650		
<b>Barra B</b>	632		
<b>Sequência de fase</b>	A B C		
<b>kV</b>	2,4		
<b>kVA</b>	1666,7		
<b>Largura de faixa (V)</b>	2		
<b>Relação do TP</b>	20		
<b>Relação do TC</b>	700		
<b>Ajustes do compensador</b>	<b>Fase A</b>	<b>Fase B</b>	<b>Fase C</b>
<b>r (pu)</b>	3	3	3
<b>x (pu)</b>	9	9	9
<b>Nível de tensão (V)</b>	122	122	122

Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.1.5 Características dos Bancos de Capacitores

O sistema teste de 13 barras possui um banco de capacitor trifásico e um monofásico. A Tabela 9 descreve as características dos bancos de capacitores.

Tabela 9 – Características dos bancos de capacitores.

<b>Banco</b>	<b>Barra</b>	<b>Fases</b>	<b>kVAr</b>	<b>kV</b>
BC 1	675	A B C	600	4,16
BC 2	611	C	100	2,4

Fonte: Elaborado pelo autor.

## 4.2 Resultados

Para a obtenção dos resultados a partir da aplicação da metodologia proposta, foram realizados dois testes:

- Teste 1: consiste em observar os níveis de potência no alimentador, perfis de tensão, ajustes de posições nos equipamentos de controle de tensão e fator de potência após realizado o controle volt/VAr pelos inversores inteligentes, para um índice de penetração de sistemas FVs de 30%;

- Teste 2: tem por objetivo demonstrar as análises anteriores, porém considerando o aumento de 50% da potência aparente dos inversores inteligentes que realizam o controle volt/VAr, mantendo-se mesma quantidade de potência ativa injetada na rede do Teste 1. O aumento na potência aparente para esse caso possibilita que o inversor aumenta a sua capacidade de injetar ou absorver potência reativa.

### 4.2.1 Teste 1: Sistema teste de 13 barras modificado com índice FV de 30%

Para o Teste 1 serão verificados os perfis de potência, tensão, número de ajustes nas posições dos equipamentos de controle de tensão e fator de potência no alimentador, antes e após a inserção das GDFVs a partir da aplicação da metodologia com o cálculo admissível para o nível de penetração em relação ao percentual de demanda máxima do alimentador, e também com o controle volt/VAr realizado pelo inversores de acordo com os limites da NBR 16149, comparando as suas ações para correções nas violações de tensão operando sem as restrições da norma brasileira.

Como mencionado na seção 3.1, o uso dos *smart inverters* se tornam essenciais para elevar a eficiência e a capacidade de produção de GDFVs, quando o índice de penetração na rede de distribuição se aproxima de 30%. Para esse estudo de caso, foi considerado um índice de penetração FV de 32,62%.

A partir da Equação 4 descrita na seção 3.2.2, é calculada a potência total instalada dos sistemas FVs do sistema teste da Figura 18, com base no índice de penetração desejável e demanda máxima do alimentador. A rede teste de distribuição 13 barras apresentou na fase C, demanda máxima de 919,64 kW às 10h58min. Com isso, a potência total a ser instalada dos sistemas FVs alocados no alimentador é adquirida da seguinte forma:

$$[\% FV]_{t=10h58min} = \frac{P_{FV}}{D_{AL(10h58min)}} \cdot 100\%$$

Solucionando em termos de  $P_{FV}$ , tem-se:

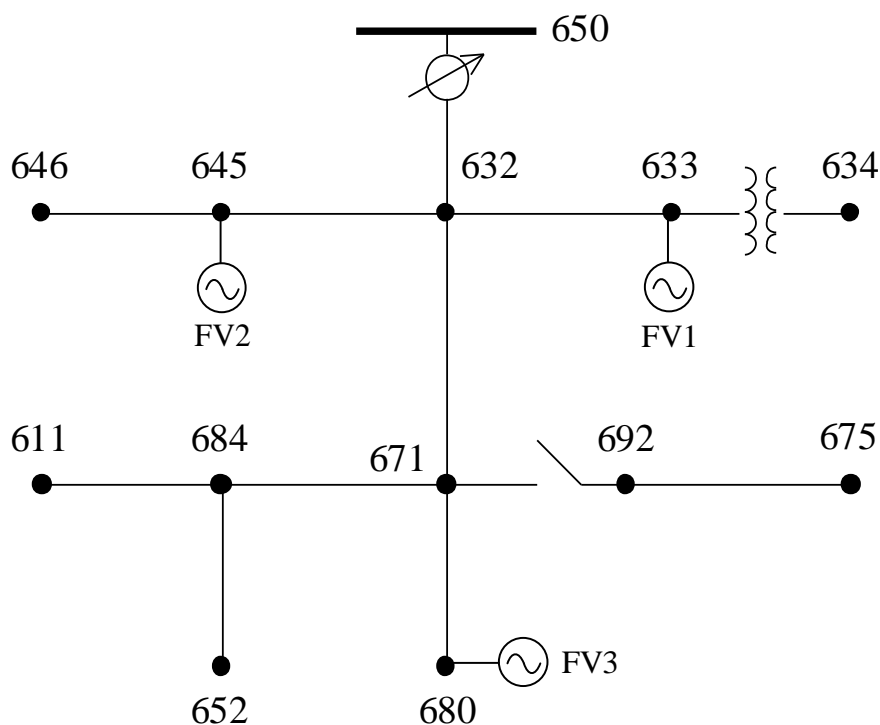
$$P_{FV} = \frac{D_{AL(10h58min)} \cdot [\% FV]_{t=10h58min}}{100\%} = \frac{919,64kW \cdot 30\%}{100\%} = 275,90kW$$

Para uma melhor distribuição das GDFVs nos trechos instalados no alimentador, o valor de  $P_{FV}$  será aproximado para 300 kW por fase.

É importante ressaltar, que para esse estudo de caso, o passo de simulação no cálculo do fluxo de carga diário no OpenDSS foi em minutos, ou seja, 60 pontos para cada uma hora, totalizando 1440 pontos nas 24 horas.

Assim, considerou-se a inclusão de 3 GDFVs trifásicas com potências nominais de 200 kWp inseridas na barras 633, 645 e 680. O sistema teste com a inserção dos GDFVs é ilustrado na Figura 19.

Figura 19 – Sistemas teste de 13 barras com a inserção das GDFVs.



#### 4.2.1.1 Características dos Sistemas FVs

A Tabela 10 apresenta os dados dos sistemas FVs conectados à rede teste de 13 barras.

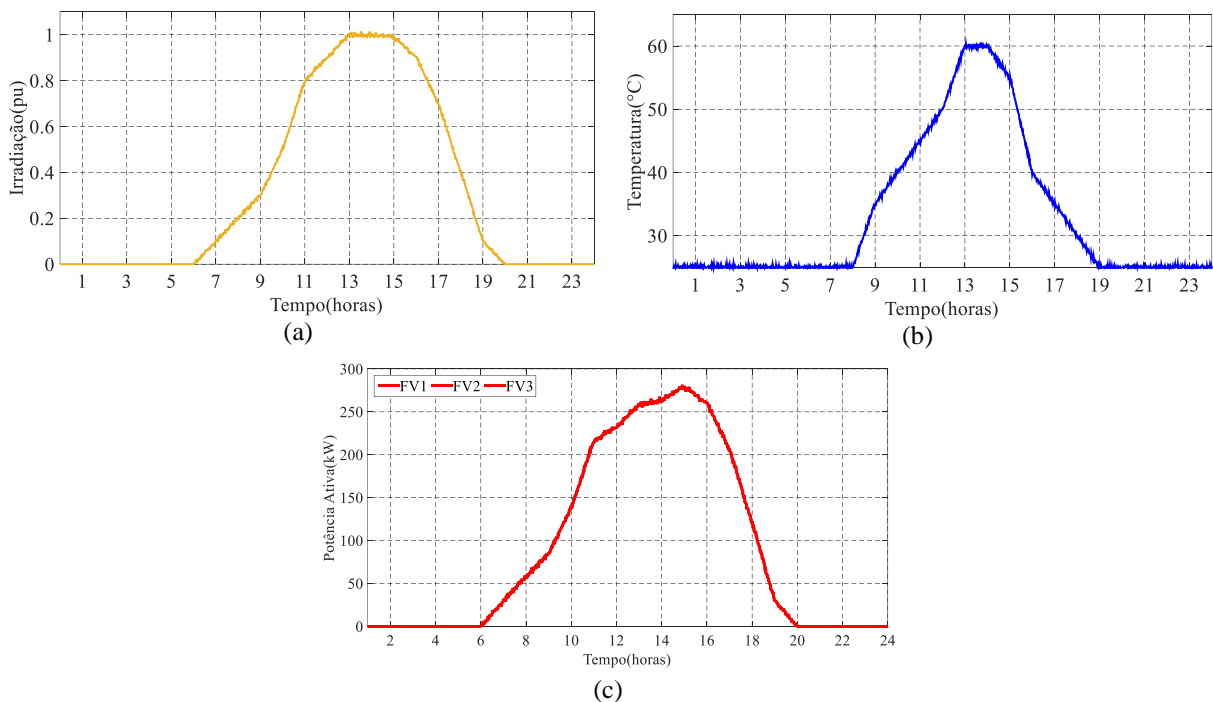
Tabela 10 – Dados dos sistemas FVs conectados à rede teste de 13 barras.

Dados	FV1	FV2	FV3
<b>Tensão Nominal (kV)</b>	4,16	4,16	4,16
<b>Potência Nominal no ponto de máxima potência (kW) por fase</b>	100	100	100
<b>Potência Aparente Nominal do Inversor (kVA)</b>	300	300	300
<b>Fator de Potência do inversor</b>	0,90	0,90	0,90
<b>Temperatura nominal (°C)</b>	25	25	25
<b>Irradiação base (kW/m<sup>2</sup>)</b>	1	1	1

Fonte: Elaborado pelo autor.

As curvas características de irradiação e temperatura podem ser observadas na Figura 20(a) e Figura 20(b). As curvas de geração de potência ativa dos sistemas FV estão ilustradas na Figura 20(c). A partir disso, é considerado que as GDFVs estão em operação das 6 horas até 20 horas, e que a máxima irradiação que o sistema consegue absorver, atingindo a máxima potência nominal, ocorre no período das 15 horas.

Figura 20 – Curvas de irradiação (a), temperatura (b) e (c) geração de potência ativa dos sistemas FVs para o Teste 1.



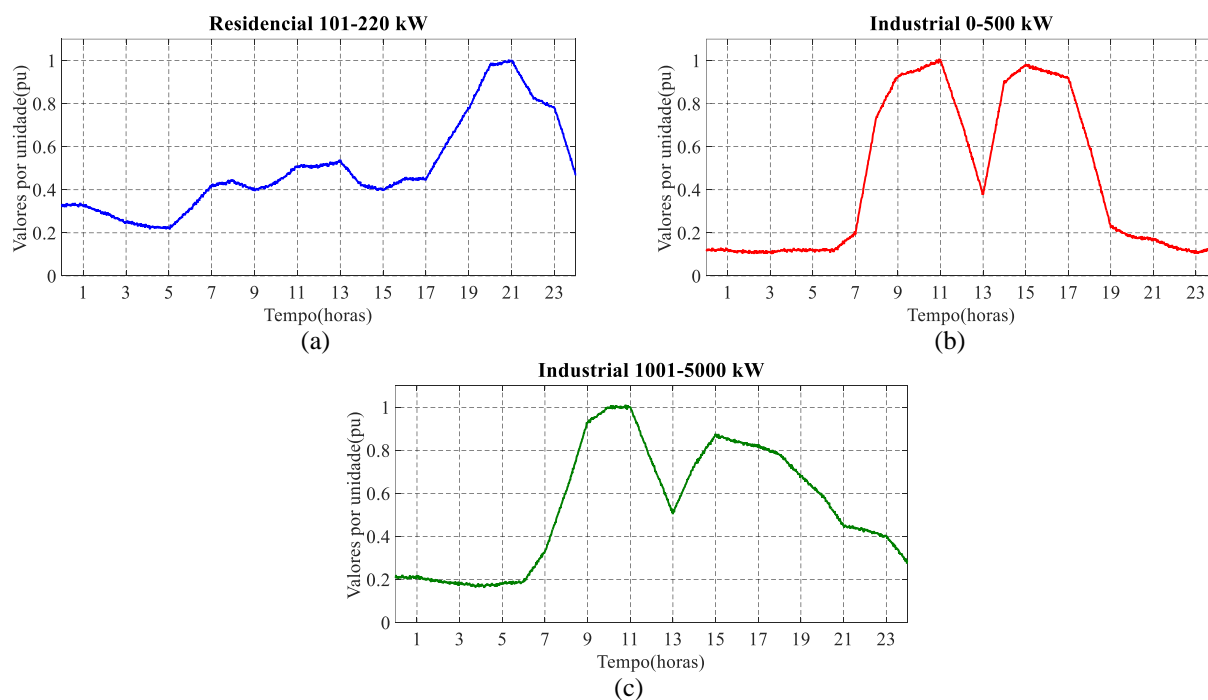
Fonte: Elaborado pelo autor.

### 4.2.1.2 Perfis de Carga

Como mencionado na seção 4.1.2, a rede teste conta com cargas concentradas e distribuídas, trifásica e monofásica, e as características são descritas na Tabela 6.

As cargas da rede teste de distribuição apresentam três perfis de cargas distintos, residencial com demanda entre 101 kW até 220 kW (Figura 21(a)), industrial com demanda até 500 kW (Figura 21(b)) e industrial no intervalo entre 1001 kW até 5000 kW de demanda (Figura 21(c)). As cargas conectadas em BT apresentam um perfil de carga predominantemente residencial. Para as cargas alocadas na MT, os perfis variam de acordo com a potência ativa nominal descrita na Tabela 6. A Figura 21 demonstra o perfil de carga diário em valores por unidade para as cargas do sistema teste.

Figura 21 – Curvas típicas utilizadas no sistema teste IEEE 13 barras para o Teste 1.



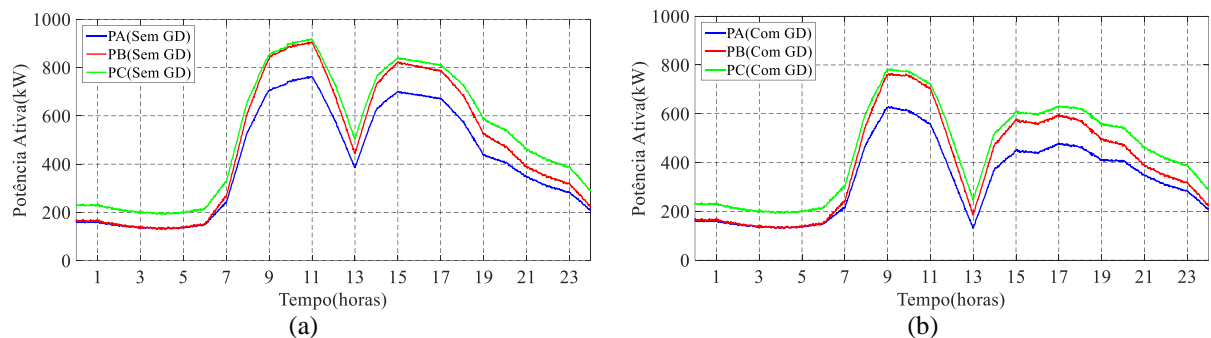
Fonte: Elaborado pelo autor.

### 4.2.1.3 Perfis de Potência no Alimentador

A inserção de GDs nas redes de distribuição altera os perfis de potência no sistema elétrico, devido à redução no fornecimento de potência ativa pela subestação a medida que a GDFV injeta mais potência ativa na rede de distribuição.

A Figura 22 demonstra o perfil da potência ativa no sistema teste em condições de operação sem o sistema de GD (Figura 22(a)) e após a inserção dos sistemas FVs na rede de distribuição, Figura 22(b)).

Figura 22 – Curvas de potência ativa do alimentador (a) sem GD e (b) com GD.

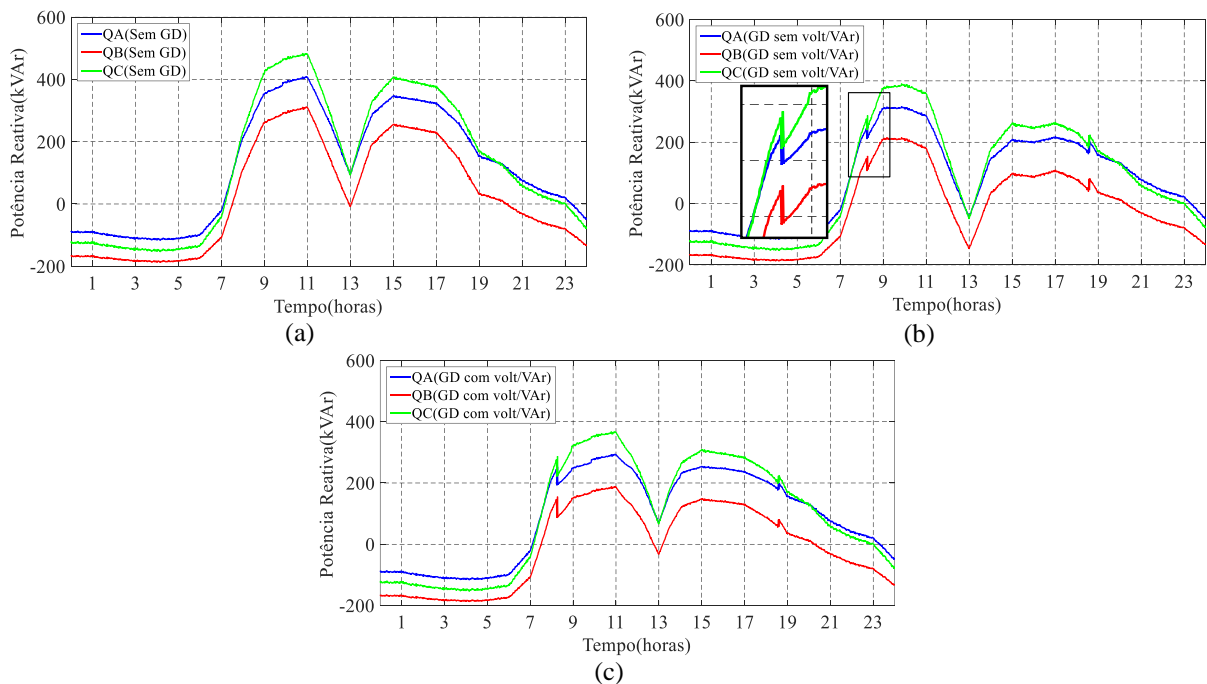


Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se que há uma redução no fornecimento de potência ativa pela subestação durante o intervalo de tempo em que GDFV está em operação. A redução apresentada nas três fases por parte da subestação se deve ao fluxo de potência reverso das GDFVs.

A Figura 23 demonstra o perfil da potência reativa no sistema teste em condições de operação sem o sistema de GD (Figura 23 (a)) e após a inserção dos sistemas FVs na rede de distribuição sem o controle volt/VAr (Figura 23 (b)) e após realizado o controle volt/VAr pelos inversores (Figura 23 (c)).

Figura 23 – Perfis de potência reativa no alimentador (a) sem GD, GD (b) sem controle volt/VAr e (c) com controle volt/VAr.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o perfil de potência reativa com a inserção dos sistemas FVs na rede de distribuição sem o controle volt/VAr, ocorre uma redução no fornecimento na subestação, no instante em que as GDFVs estão em operação, situação semelhante ao caso da potência ativa. Essas reduções se devem ao fluxo de potência reverso das GDFVs.

No caso da potência reativa após realizado o controle volt/VAr pelos inversores, houve uma elevação no perfil de potência reativa durante o período de tempo em que as GDFVs estão em operação na rede elétrica, em comparação no caso onde a GD está em funcionamento sem o controle volt/VAr. Essa mudança no perfil, se deve a necessidade dos inversores injetarem potência reativa na rede de distribuição, com o objetivo de tentar contornar as violações de tensão apresentadas.

Além disso, observa-se uma variação elevada nos níveis de potência reativa do alimentador nos intervalos de tempo em que o controle de reativos das GDFVs são acionados, como pode ser observado mais detalhadamente na Figura 23(b).

As variações no perfil de potência reativa do alimentador após o controle volt/VAr pelo inversor, em curtos intervalos de tempo, se devem ao fato de que a irradiação atinge o limite de 20% da potência ativa nominal de saída do sistema FV, acionando assim o controle de reativos dos inversores e logo em seguida, ocorre uma diminuição no nível de irradiação, reduzindo a potência ativa entregue à rede pelas GDFVs (se tornado inferior aos 20% da potência nominal de saída), forçando os inversores desligarem o controle de injeção ou demanda de reativos.

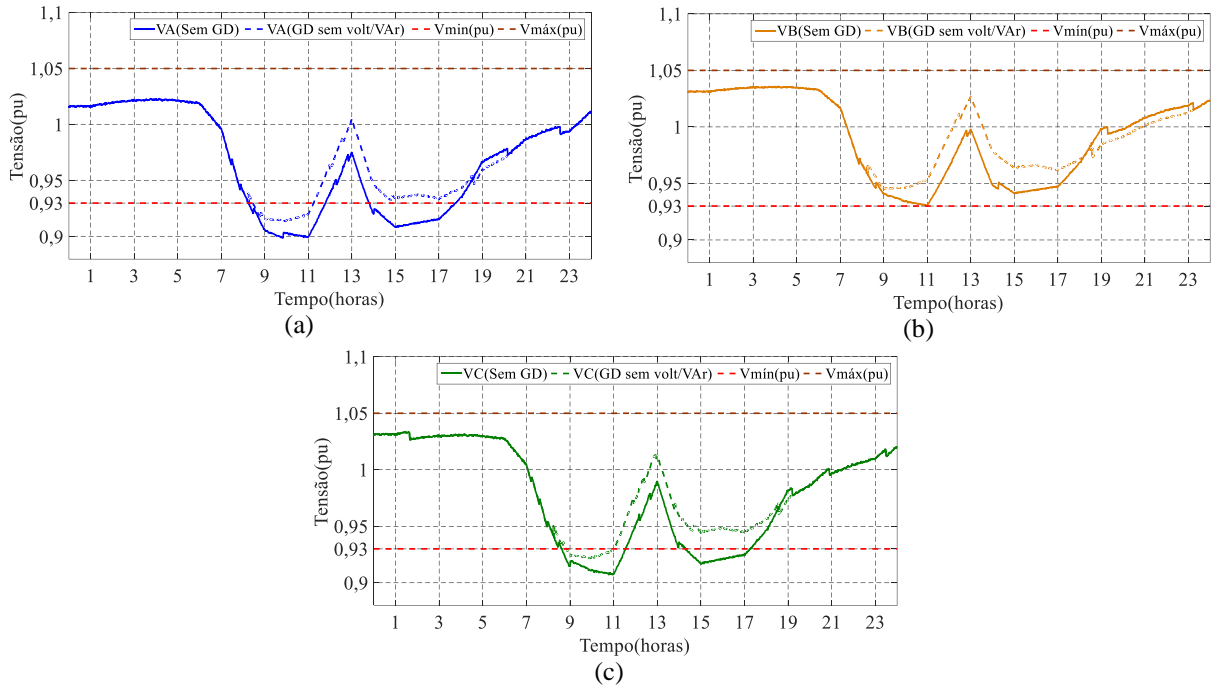
#### **4.2.1.4 Impacto nos níveis de tensão com a inserção das GDs na rede**

Na Figura 24 é apresentado um comparativo nos níveis de tensão em cada fase para condições antes e após a inserção das GDFVs sem o controle volt/VAr na rede de distribuição. O trecho monitorado corresponde a linha entre as barras 671 e 680, devido ao mesmo estar em um ponto distante da subestação e conseqüentemente apresentar uma queda de tensão acentuada.

De acordo com as curvas demonstradas na Figura 24, nota-se uma elevação de tensão no intervalo de tempo em que as GDFVs estão em funcionamento em comparação a rede operando sem o sistema de GD. Essa elevação de tensão, se deve ao fato de que a potência gerada pelos sistemas FVs durante esse período se tornou superior a potência produzida pelas cargas.



Figura 24 – Perfis de tensão antes e após a inserção das GDFVs para a (a) fase A, (b) fase B e (c) fase C.

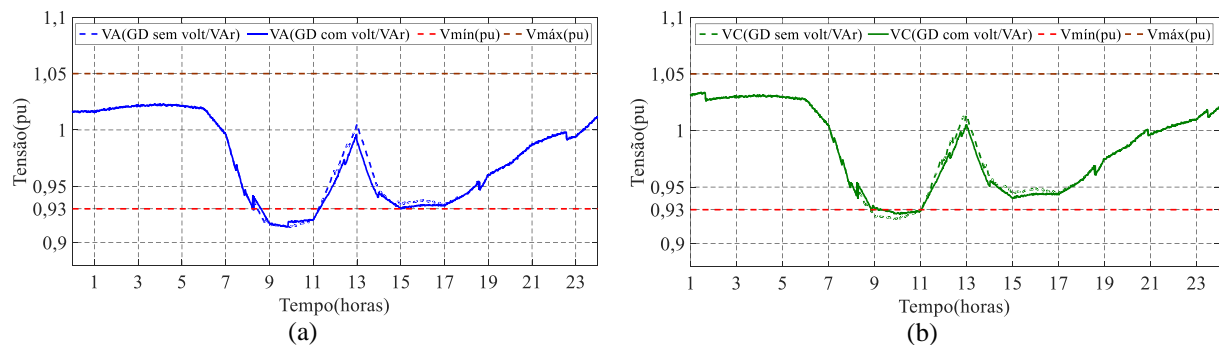


Fonte: Elaborado pelo autor.

#### 4.2.1.5 Controle volt/VAr auxiliando a regulação de tensão da rede

A Figura 25 apresenta um comparativo nos perfis de tensão das fases A e C na linha entre as barras 671 e 680 com a inserção da GDFV e o uso do controle volt/VAr local pelo inversor, operando de acordo com os limites demonstrados na Figura 11 e restrições apresentadas pela norma NBR 16149. O perfil de tensão da fase B não será demonstrado, devido ao mesmo não apresentar violações de tensão, conforme pode ser observado na Figura 24(b).

Figura 25 – Perfis de tensão a partir do controle volt/VAr com o inversor operando de acordo com a NBR 16149 para a (a) fase A e (b) fase C para o Teste 1.



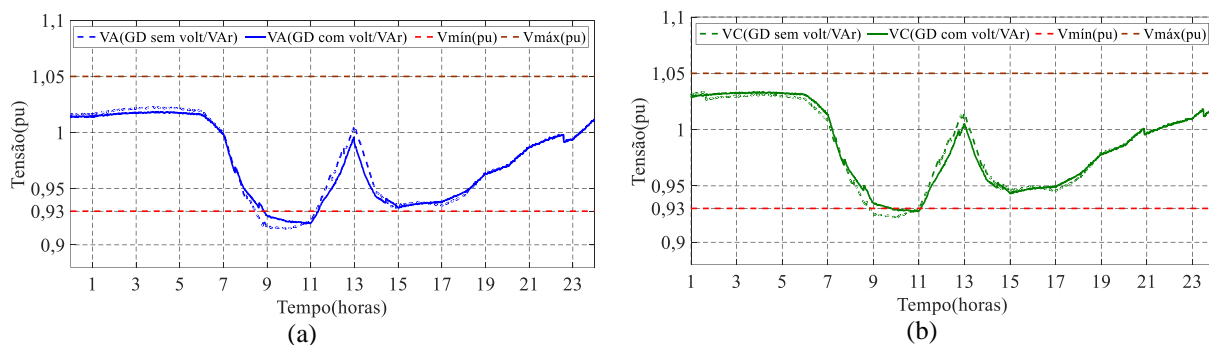
Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir dos perfis de tensão demonstrados na Figura 25, nota-se que os inversores

injetaram reativos na rede com o objetivo elevar os níveis de tensão e tentar mantê-los dentro do limite mínimo de operação. Entretanto, o inversor não conseguiu corrigir os distúrbios de subtensão para a fase A, havendo apenas uma pequena elevação de tensão na tentativa de manter os níveis mais próximos de 0,93 pu. Isso se deve, a possíveis fatores como, restrições operativas da norma NBR 16149 para injeção ou absorção de reativos por parte do inversor, incapacidade da potência instalada dos sistemas FVs na rede de distribuição e potência aparente do inversor insuficiente para inserção de potência reativa na rede, sendo essa última condição demonstrada no Teste 2. No caso da fase C, o inversor, contornou os problemas de subtensão em poucos pontos.

Na Figura 26 são observados os perfis de tensão nas fases A e C, para as mesmas condições citadas anteriormente, entretanto com o inversor operando sem as restrições operativas especificadas pela NBR 16149.

Figura 26 – Perfis de tensão a partir do controle volt/VAr com o inversor operando sem as restrições da NBR16149 para a (a) fase A e (b) fase C para o Teste 1.

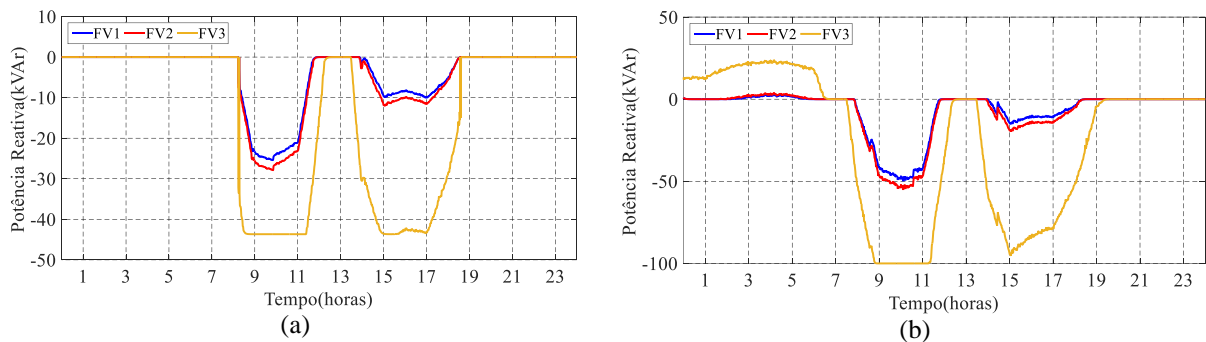


Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se que, para a fase A (Figura 26(a)), houve uma pequena mudança nos níveis de tensão em comparação ao inversor operando de acordo com a NBR 16149, mas não o suficiente para corrigir os distúrbios de subtensão e mantê-los dentro da faixa de operação adequada. No caso da fase C (Figura 26(b)), o inversor contornou os problemas de subtensão em mais pontos se comparado com perfil de tensão demonstrado na Figura 25 (b).

A Figura 27 demonstra a quantidade de potência reativa injetada na rede pelos inversores dos sistemas FVs para a realização do controle volt/VAr. São demonstrados as situações em que os inversores seguem a NBR 16149 (Figura 27(a)) e sem as restrições operativas da norma brasileira (Figura 27(b)).

Figura 27 – Potência reativa dos sistemas FVs para os inversores operando (a) de acordo com a NBR 16149 e (b) sem restrições operativas para o Teste 1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

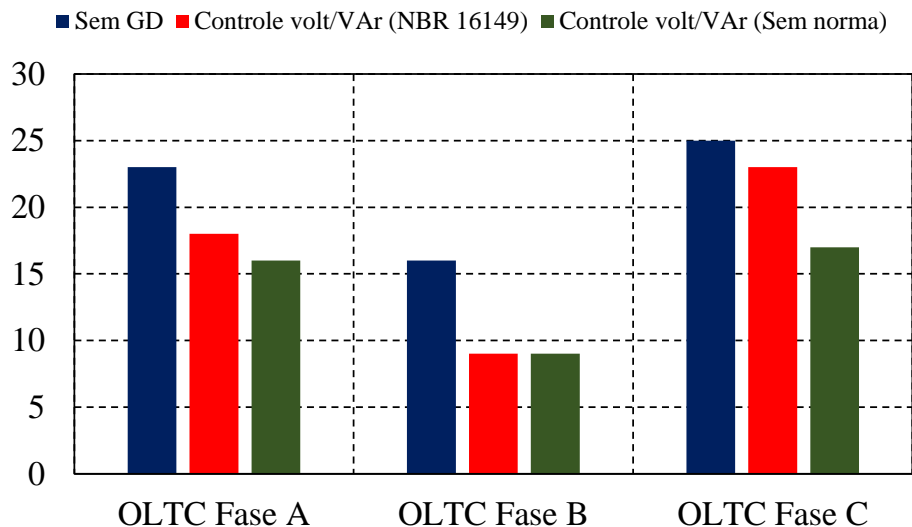
O inversor do sistema FV3 injetou a maior quantidade de potência reativa na rede elétrica, seguido dos sistemas FV2 e FV1. A necessidade de operação acompanhou a curva de carga do sistema. Se comparadas as curvas da Figura 27, é notável a limitação no inversor para a injeção de reativos na rede de distribuição com as restrições operativas apresentadas pela NBR 16149, como pode ser observado na Figura 27(a). Para esse caso, o inversor injetou um valor máximo de aproximadamente 44 kVAr, enquanto que para o sistema funcionando sem seguir a norma brasileira (Figura 27(b)), esse valor para o mesmo período de tempo foi de aproximadamente 100 kVAr. Isso explica, a correção da tensão em maiores intervalos de tempo.

É importante ressaltar que, para a operação do inversor sem seguir as condições de operação da norma, durante o período da madrugada, os inversores absorveram potência reativa da rede, a fim de reduzir os níveis de tensão e deixá-los mais próximos de 1,0 pu, conforme os limites operacionais para a realização do controle volt/VAr do inversor.

#### 4.2.1.6 Impacto do controle volt/VAr nos equipamentos de controle de tensão

A inserção de GDFVs em redes de distribuição, pode alterar o ajuste na posição de TAPs em equipamentos reguladores de tensão, devido as alterações no fluxo de potência e níveis de tensão quando os sistema FVs são conectados à rede de distribuição. A Figura 28 tem por objetivo ilustrar, um comparativo no número de comutações diárias para o OLTC alocado na subestação do sistema teste de 13 barras, antes e após a inserção do sistemas FVs para o inversor seguindo os limites operacionais da NBR 16149 e atuando sem as restrições operativas da norma técnica brasileira.

Figura 28 – Comparação no número de comutações do OLTC da subestação para o Teste 1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

De acordo com a Figura 28, nota-se que o número de chaveamentos do OLTC diminui com a realização do controle volt/VAr pelos inversores se comparado com a rede de distribuição operando sem a inserção dos sistemas de GDFVs. Essas reduções nos números de ajustes de posições do OLTC, se deve ao fato de que mesmo o inversor não corrigindo as violações de tensão em todos os pontos, fez a tentativa de manter os níveis de tensão mais próximos dos limites operacionais adequados, sendo desnecessário o ajuste de posição de TAP pelo regulador de tensão. Para a condição do inversor sem seguir as restrições operativas da NBR 16149, a redução é mais significativa, principalmente para o OLTC da fase C.

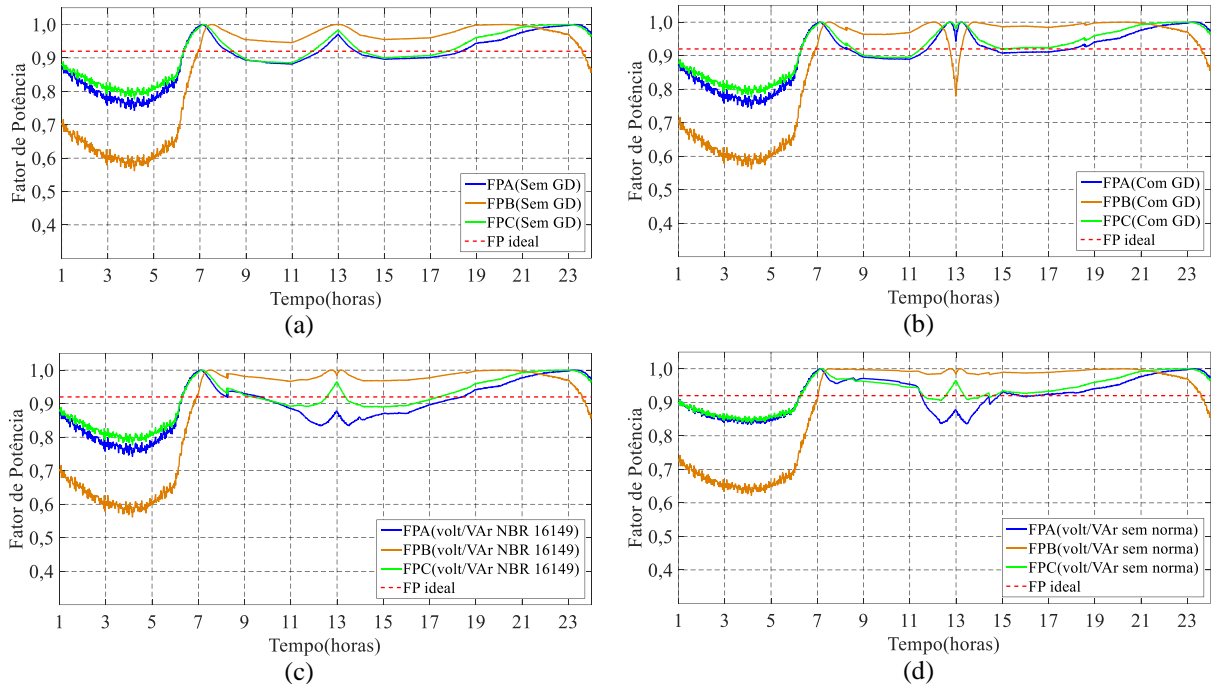
A redução no número de chaveamentos dos dispositivos de controle de tensão é fundamental para diminuir os desgastes desses equipamentos, proporcionando assim um aumento no tempo de utilidade deste na rede de distribuição.

#### 4.2.1.7 Fator de Potência no alimentador

A inserção de GDs e o controle volt/VAr na rede de distribuição, também podem alterar os níveis de fator de potência na subestação, devido a demanda de potência ativa no caso das GDFVs, e injeção ou absorção de reativos pelo inversor para a situação do controle volt/VAr. A Figura 29 demonstra o fator de potência na saída da subestação para as três fases, contemplando as seguintes condições na rede de distribuição: operação sem GDFVs (Figura 29(a)); inserção das GDFVs na rede de distribuição sem o controle volt/VAr (Figura 29(b)); inserção das GDFVs na rede de distribuição com o controle volt/VAr, para os inversores

seguindo a NBR 16149 (Figura 29(c)) e para os inversores operando sem restrições da norma técnica brasileira (Figura 29(d)).

Figura 29 – Fator de potência na saída da subestação para as três fases (a) sem GD, (b) GD sem controle volt/VAr, (c) com controle volt/VAr seguindo a NBR 16149 e (d) controle volt/VAr sem restrições operativas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se que, para a fase B o FP apresentou uma redução significativa para a condição em que a rede de distribuição está operando em conjunto apenas com a GDFVs, no período das 13 horas, como pode ser observado na Figura 29(b). Isso se deve, a redução de potência ativa fornecida pela subestação, na qual já apresenta um baixo valor de potência nesse período para a condição nominal de operação do sistema, a partir do acréscimo de potência ativa produzida pelas GDFVs, instante em que a sua produção atingiu o valor máximo. Para as demais fases nessa condição de operação no sistema, houve uma melhoria nos níveis de FP devido à redução no fluxo de reativos ocasionado pela GDFVs, mesmo com decréscimos nos valores de potência ativa, conforme ilustradas na Figura 29(b). Para os demais horários, os valores de FP não apresentaram variações significativas se comparados a rede teste operando sem a inserção dos sistemas FVs.

Com o uso do controle volt/VAr pelos inversores para as duas condições de operações propostas para o inversor, ocorreu uma elevação nos níveis de FP para fase B, e redução para as fases A e C durante o período de tempo em que a produção de potência ativa atinge o valor

máximo (13 horas). Isso se deve a elevação de potência reativa na subestação durante esse intervalo. No período das 7 horas até às 11 horas, os inversores estão injetando potência reativa na rede para tentar contornar as violações de tensão. Observa-se que ocorre uma redução nos níveis de FP para as fases A e C, quando inversor opera de acordo com a NBR 16149, se comparados a rede teste operando apenas com a inserção dos sistemas FVs. Isso se deve a limitação de injeção ou absorção de potência nos inversores em função da potência ativa produzida pela GDFVs para a norma regulamentadora NBR 16149.

Para o período de maior produção das GDFVs, houve um aumento na fase B e redução nas fases A e C, e para os demais horários, os FP não apresentaram variações significativas, para a mesma comparação descrita anteriormente. Já para o período da madrugada, os níveis de FP apresentaram valores muito baixos, devido ao BCs permanecerem ligados durante esse intervalo de tempo, uma vez que as cargas apresentam uma baixa produção de produção de potência ativa nesse período.

#### **4.2.2 Teste 2: Sistema teste de 13 barras modificado com índice FV de 30% com o aumento da potência aparente do inversor**

Para o Teste 2, foi considerado o aumento de 50% na capacidade de potência aparente dos inversores, passando de 300 kVA para 450 kVA, para o índice de penetração de sistemas FVs de 30 % na rede de distribuição, como no Teste 1. Esse aumento, visa elevar a capacidade do inversor de injetar reativos na rede de distribuição com o intuito de contornar as violações de tensão não-corrigidas no Teste 1, sendo comparadas suas ações com limites operacionais da NBR16149 e sem seguir as restrições da norma brasileira.

A alocação das GDFVs no sistema teste de 13 barras, passo de simulação e perfis de carga, seguem as mesmas características do Teste 1.

##### **4.2.2.1 Controle volt/VAr auxiliando na regulação da rede**

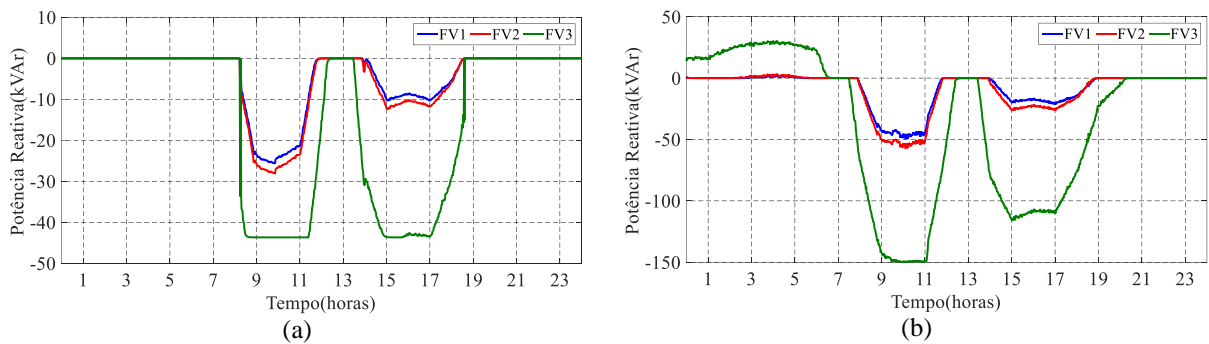
Nesta etapa, são demonstradas as mesmas análises realizadas na Seção 4.2.1.5 para a condição de elevação na potência aparente do inversor.

A Figura 30 demonstra a potência reativa injetada na rede pelos inversores das GDFVs operando com o aumento da capacidade aparente, para a realização do controle volt/VAr nas situações em que os inversores seguem a NBR16149 (Figura 30(a)) e sem as restrições operativas da norma brasileira (Figura 30(b)).

Como no Teste 1, o inversor da GDFV 3 injetou a maior quantidade de reativos no

sistema de distribuição, para ambas condições operacionais. Para a condição que segue a NBR 16149, a potência reativa máxima que o inversor do sistema FV3 injetou na rede de distribuição, continuou sendo de aproximadamente 44 kVAr, mesmo valor apresentado no Teste 1. Entretanto, para a condição de aumento na capacidade de potência aparente do inversor, e o mesmo operando sem as restrições operativas da norma técnica brasileira, houve um aumento na quantidade de reativos injetados no sistema se comparado com Teste 1 (Figura 27(b)). O valor máximo atingido para essa condição de operação foi de aproximadamente 150 kVAr.

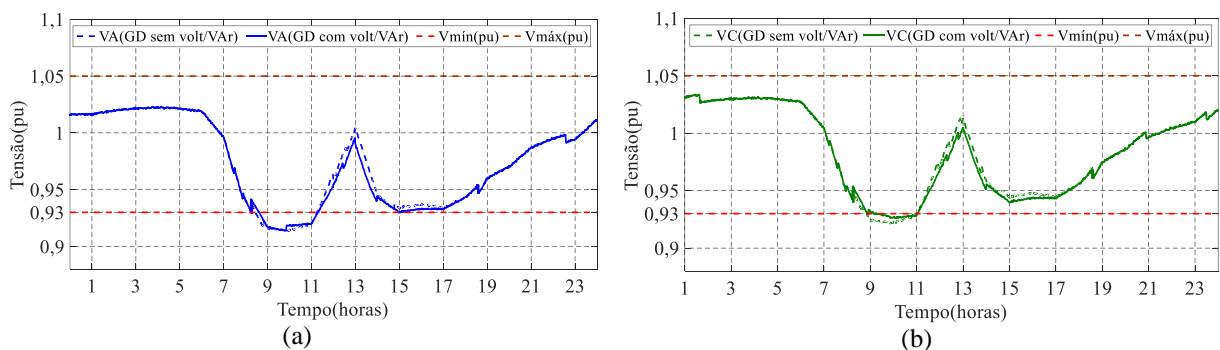
Figura 30 – Potência reativa dos sistemas FVs para os inversores operando (a) de acordo com a NBR 16149 e (b) sem restrições operativas para o Teste 2.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 31 demonstra um comparativo nos perfis de tensão das fases A e C na linha entre as barras 671 e 680 com a inserção dos sistemas FVs na rede teste de 13 barras e o uso do controle volt/VAr pelo inversor, operando com o aumento da capacidade de potência aparente e seguindo as restrições operativas descritas pela norma NBR 16149. Como mencionado na seção 4.2.1.5, o perfil de tensão da fase B não apresentou violações de tensão, assim a mesma também não será demonstrada para essa análise.

Figura 31 – Perfis de tensão a partir do controle volt/VAr com o inversor operando de acordo com a NBR 16149 para a (a) fase A e (b) fase C para o Teste 2.

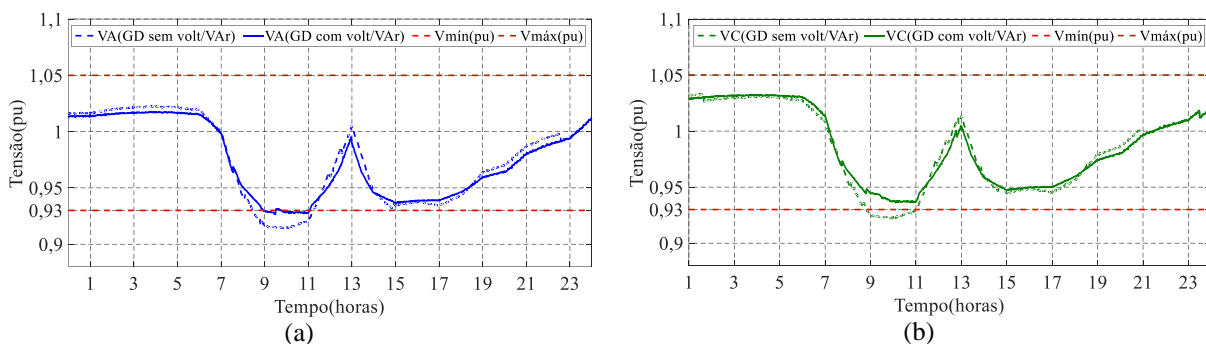


Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se que, para a fase A, mesmo com o aumento da potência aparente em 50% e consequentemente, elevação a capacidade de injetar ou absorver potência reativa na rede de distribuição, os inversores não conseguiram corrigir as violações de tensão, ocorrendo apenas uma pequena elevação de tensão, insuficiente para manter os níveis de tensão para esse período, acima do limite mínimo operacional. Para o caso da fase C, os inversores contornaram os distúrbios de subtensão em poucos pontos. O principal motivo dos inversores não corrigirem os problemas de subtensão apresentados nas fases A e C, se deve a limitações impostas pela NBR 16149 para injeção ou absorção de potência reativa em 43,58% da potência nominal do sistema FV.

A Figura 32 demonstra os perfis de tensão nas fases A e C na linha entre as barras 671 e 680, para as mesmas condições descritas anteriormente, entretanto com o inversor operando sem as restrições especificadas pela NBR 16149.

Figura 32 – Perfis de tensão a partir do controle volt/VAr com o inversor operando sem as restrições da NBR16149 para a (a) fase A e (b) fase C para o Teste 2.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir dos perfis de tensão demonstrados na Figura 32, nota-se que com o aumento da potência aparente em 50%, os inversores das GDFVs conseguiram contornar todos os problemas de subtensão apresentados fases A e C em todos os pontos e consequentemente mantê-los dentro dos limites operacionais adequados. Isso se deve ao fato de que o aumento da potência aparente do inversor, pode proporcionar uma elevação na capacidade do inversor de injetar ou absorver potência reativa na rede de distribuição, quando manteve-se a mesma proporção de potência ativa produzida pelos sistemas FVs para a condição de operação do inversor descrita no Teste 1.

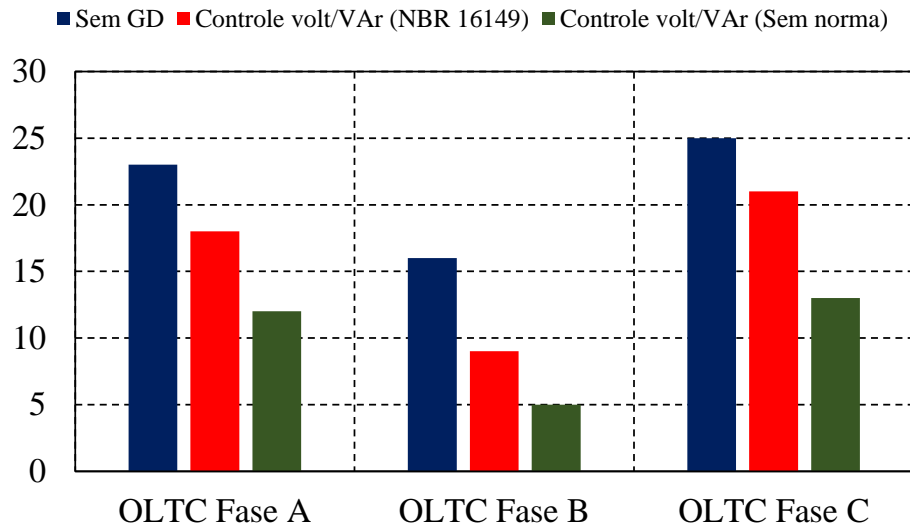
#### 4.2.2.2 Impacto do controle volt/VAr nos equipamentos de controle de tensão

A Figura 33 demonstra um comparativo no número de chaveamentos dos TAPs no



OLTC da subestação, para as mesmas condições descritas na Seção 4.2.1.6, com o aumento de 50% na potência aparente do inversor.

Figura 33 – Comparação no números de comutações do OLTC da subestação para o Teste 2.



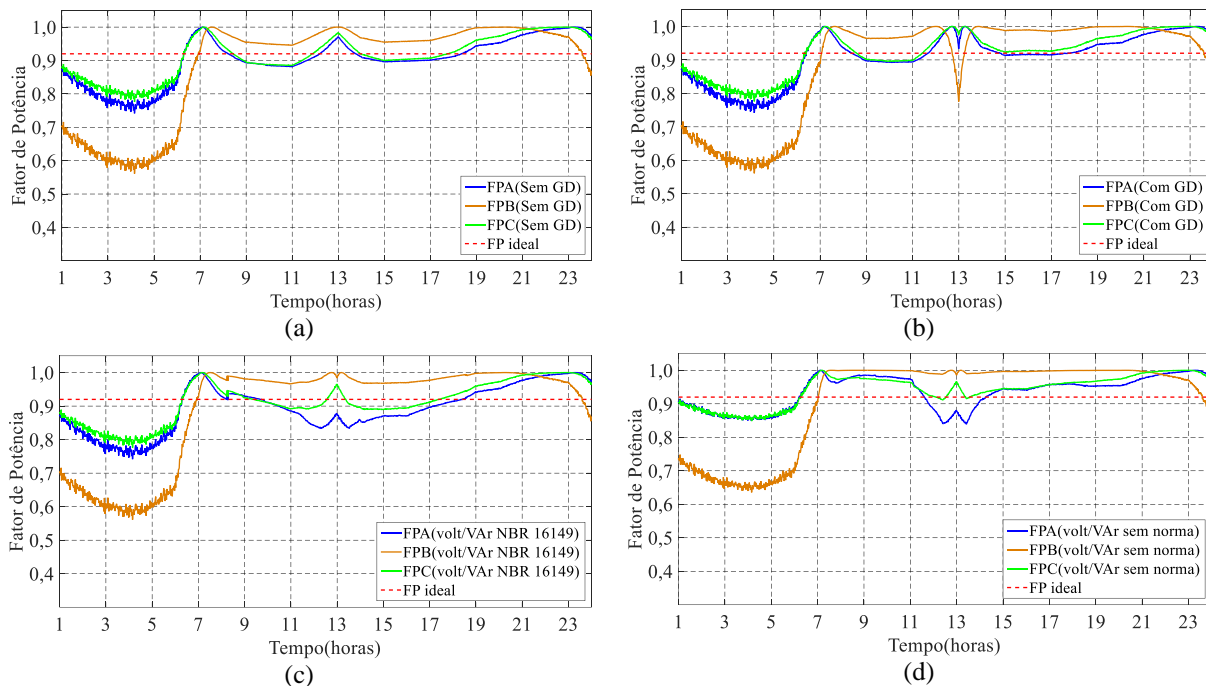
Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a condição de operação sem seguir as restrições operativas de limite de injeção de potência reativa da NBR 16149, houveram reduções significativas no número de chaveamentos para as três fases em relação a comparação com o Teste 1. Isso, se deve ao aumento da capacidade dos inversores de injetarem potência reativa para corrigir as violações de tensão apresentadas. Já nas situações sem GD e com o controle volt/VAr com os inversores seguindo a NBR 16149, o número de chaveamentos foram os mesmos apresentados no Teste 1, como esperado.

#### 4.2.2.3 Fator de Potência no alimentador

A Figura 34 demonstra o fator de potência na saída da subestação para as três fases, contemplando as seguintes condições na rede de distribuição: operação sem GDFVs (Figura 34(a)); inserção das GDFVs na rede de distribuição sem o controle volt/VAr (Figura 34(b)); inserção das GDFVs na rede de distribuição com o controle volt/VAr, para os inversores seguindo a NBR 16149 (Figura 34(c)) e para os inversores operando sem restrições da norma técnica brasileira para a condição de aumento na potência aparente do inversor (Figura 34(d)).

Figura 34 – Fator de potência na saída da subestação para as três fases (a) sem GD, (b) GD sem controle volt/VAr, (c) com controle volt/VAr seguindo a NBR 16149 e (d) controle volt/VAr sem restrições operativas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota-se, que os valores de FPs apresentados no Teste 2 foram semelhantes aos resultados atingidos no Teste 1. Para contornar os problemas de FP apresentados, uma solução seria a aplicação de um controle volt/VAr centralizado na subestação, em sua hierarquia iria sobrepor o controle local nos barramentos em que estão inseridas as GDFVs. É importante ressaltar que, o controle centralizado pode ser atribuído em todo o sistema de distribuição, possibilitando uma melhor interação entre os equipamentos da rede. Assim, a partir da aplicação dessa arquitetura de controle, pode ser possível controlar os intervalos de tempo em que os BCs podem ser desligados ou religados na rede de distribuição, permitindo assim a melhoria do FP para determinados pontos.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 5.1 Conclusões

Este trabalho apresentou uma análise de um controle local de tensão e potência reativa realizado pelos inversores de GDs conectados à rede, com o objetivo de auxiliar na regulação de tensão e corrigir violações apresentadas nos sistemas de distribuição.

A partir de estudos relacionados a literatura, o controle volt/VAr pode ser considerado uma das funções mais importantes de um sistema moderno de distribuição, pois permite a melhoria nos níveis de tensão da rede, sendo essencial para melhor iteração dos sistemas de distribuição frente ao desenvolvimento e inserção das redes inteligentes. Assim, aplicação de inversores inteligentes são fundamentais, pois o mesmo possui a capacidade de absorver ou injetar potência reativa de forma contínua, auxiliando os dispositivos tradicionais de controle de tensão na regulação de tensão da rede de distribuição e contribuindo para a redução no número de chaveamentos desses equipamentos.

Com base nas normas técnicas regulamentadoras abordadas nesse trabalho, destaca-se a deficiência na NBR 16149, sendo aplicada apenas em sistemas FV, não especificando características de interface de conexão com a rede elétrica para outros tipos de centrais geradoras, como por exemplo, energia eólica. No Brasil, para as demais tecnologias aplicadas em GDs, não há uma norma técnica que especifique sua conexão, apenas RNs que classificam essas unidades geradoras quanto a potência instalada. Para o caso do código de rede alemão, diferentemente do Brasil, as especificações podem ser aplicadas para todas as fontes de energia aplicadas em GD. Além disso, a norma alemã, tem por principal característica, possuir três métodos de regulação de tensão, e vários países tem adotado esse código de rede como referência.

A metodologia apresentada nesse trabalho, consistiu em realizar as análises a partir da aplicação de um nível de penetração como percentual de demanda máxima da subestação, fazendo o uso de curvas de irradiação e temperatura necessárias para a produção de energia pela GDFV. O acionamento do controle volt/VAr pelo inversor de sistemas FVs, foi possível a partir de uma curva de característica que delimita os limites tensão em que o inversor pode injetar ou absorver potência reativa na rede, para corrigir as violações de tensão detectadas. Para a obtenção dos resultados, considerou-se o inversor operando seguindo as restrições operativas apresentadas na NBR 16149 e também sem seguir os limites operacionais da norma brasileira.

Para o estudo de caso do Teste 1, o controle volt/VAr realizado pelos inversores, não corrigiu os distúrbios de tensão apresentados nos perfis de tensão das fases A no trecho monitorado para ambas as condições operacionais impostas para o inversor. Para contornar estes problemas, uma das soluções seriam a alocação de mais equipamentos de controle de tensão para esse sistema teste, como BCs ou RTs. Para o caso do perfil de tensão da fase C, os níveis de subtensão foram corrigidos em mais pontos, para os inversores operando sem seguir as restrições apresentadas na NBR 16149.

As razões para os inversores não conseguirem contribuir para as correções de violações de tensão apresentadas para o Teste 1, podem ser atribuídas a fatores como: limitação do sistema teste de 13 barras para essas condições de carregamentos impostas, por se tratar de um rede pequena, índice de penetração de GDFV insuficiente para injetar ou absorver potência reativa na rede elétrica e incapacidade da potência aparente do inversor. Entretanto, um elevado índice de penetração de sistemas FVs na rede de distribuição não seria a solução recomendada, devido a possibilidade da energia ativa produzida pelas GDFVs se tornarem superiores a potência fornecida pela geração centralizada, comprometendo assim os sistemas de transmissão.

Ainda para o Teste 1, o número de ajustes de posição nos TAPs do OLTC da subestação reduziu após o uso do controle volt/VAr para ambas as condições de operação dos inversores em comparação ao sistema sem a inserção das GDFVs, sendo a redução um pouco mais significativa para o caso onde o inversor não segue as restrições operativas da NBR 16149. A partir de injeção ou absorção de potência reativa em determinados os pontos, os inversores fizeram a tentativa de manter os níveis de tensão mais próximos dos limites adequados, sendo dispensável a atuação do OLTC para esses pontos. A redução no números de ajustes de posições de TAP dos equipamentos de controle de tensão, reduz os desgastes dos mesmos, aumentando assim sua vida útil.

Para o Teste 2, com aumento da potência aparente dos inversores em 50%, onde o mesmo segue os limites operacionais da norma NBR 16149, para o perfil de tensão da fase A, os distúrbios de tensão não foram contornados mesmo com o aumento da potência aparente do inversor. No caso da fase C, os problemas de subtensão foram corrigidos na maioria dos pontos. Para o inversor não seguindo as restrições operativas da norma brasileira, os distúrbios de tensão apresentados nos perfis de tensão das fases A e C, foram contornados em todos os pontos e conseqüentemente, dentro da faixa de limites operacionais, devido ao aumento da capacidade dos inversores injetarem reativos sem a limitação imposta pela norma

brasileira. Além disso, a redução no ajuste de posições de TAP para o OLTC foi mais significativa em comparação ao Teste 1 para essa condição operacional dos inversores.

## 5.2 Considerações sobre a norma técnica NBR 16149

As restrições operativas apresentadas pela NBR 16149, em relação ao controle de reativos ser ligado apenas quando a potência produzida pelo sistema FV ultrapassar os 20% da potência nominal da GDFV, e a injeção ou absorção de energia pelo inversos ser limitada em 43,58% da potência de saída do sistema FV, ainda são empecilhos para que no Brasil, os inversores possam realizar ou auxiliar os equipamentos de controle de tensão na regulação de tensão em todos os períodos de tempo.

## 5.3 Propostas para trabalhos futuros

Como sugestões para trabalhos futuros, apresentam-se as seguintes propostas:

- Analisar e executar esse estudo em uma rede real de distribuição de grande porte;
- Analisar o tempo de desconexão do inversor frente a falhas no sistema, a fim de resguardar o equipamento em casos de distúrbios na rede;
- Verificar a possibilidade de substituição dos RTs em sistemas de MT pelo controle de tensão dos inversores;
- Analisar e executar um controle volt/VAr coordenado entre os equipamentos, afim de suprir as deficiências do controle volt/VAr local.

## 5.4 Publicações

No decorrer da graduação, foram publicas os seguintes trabalhos:

- 1.EICKHOFF, Henrique Silveira, MARQUES, Roberta Carvalho, MELLO, Ana Paula Carboni de. Análise da Geração Distribuída para o Controle de Tensão e Potência Reativa em Sistema Modernos de Distribuição. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018, Gramado. **Anais...**Gramado, 2018, p. 1-8.
- 2.EICKHOFF, Henrique Silveira *et. al.* Analysis of the Distributed Generation for the Voltage and Reactive Power Control in Modern Distribution Systems. In: Simpósio Brasileiro de Sistema Elétricos, 2018, Niterói. **Anais...**Niterói, 2018, p;1-6.



# Analysis of the Distributed Generation for the Voltage and Reactive Power Control in Modern Distribution Systems

Henrique S. Eichkoff<sup>1</sup>, Roberta C. Marques<sup>1</sup>, Guilherme S. da Silva<sup>2</sup>, Ana Paula C. de Mello<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Energy and Power Systems Group (GESEP), Federal University of Pampa – Alegrete, Brazil

<sup>2</sup>Electronic Systems Research Group (GPSEI), Federal University of Pampa – Alegrete, Brazil

*E-mails:* henriquekoff@gmail.com; rob\_cmarques@outlook.com; guilhermesilva@unipampa.edu.br; anamello@unipampa.edu.br

**Abstract**—This paper aims to demonstrate an analysis of distributed generation (DG) as a voltage and reactive power control (volt/var control) equipment in a distribution test system. To accomplish that, it was used the frequency inverter of the photovoltaic generation system as a control equipment to operate together with traditional equipment that usually plays as voltage control. The software OpenDSS (Open Distribution System Simulator) was used to reach the results with the IEEE 13-bus standard test system.

**Keywords**—Distributed generation, OpenDSS, Operation and Control, volt/var control.

## I. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, houve um aumento significativo no uso de geração distribuída (GD) de baixa potência no Brasil, incentivado principalmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com a aprovação da Resolução Normativa (RN) nº 482 (2012), atualizada pela RN nº 687 (2015) [1-2]. Dentre as vantagens do uso de fontes de GD em redes de distribuição, destacam-se: o baixo impacto ambiental, a redução de perdas de energia, a redução no carregamento de redes e o menor tempo de implantação quando comparada à fontes tradicionais hidrotérmicas [3].

Por outro lado, o sistema de GD apresenta algumas desvantagens, como fluxos bidirecionais de energia além de variações de geração intermitente para energia renovável como eólica e fotovoltaica. Esses fatores, tornam a operação da rede complexa e agregam dificuldade para controlar os níveis de tensão, por exemplo, no período de carga leve [3].

Para manter níveis de tensão entre limites operacionais adequados frente a inserção de sistemas de GD, são necessárias ações de controle de tensão e potência reativa (controle volt/var) pelos equipamentos existentes nas redes elétricas para este fim.

Neste sentido, os trabalhos [4], [5] e [6] enfatizam o uso do controle volt/var em conjunto com a inserção de GD em redes de distribuição. Em [4], é investigado o efeito máximo do controle volt/var da GD, a partir de um algoritmo genético que otimiza o controle de potência reativa, a fim de reduzir as

variações de tensão nos barramentos do alimentador, quando o sistema de GD de energia fotovoltaica injeta potência ativa e reativa na rede de distribuição. Em [5], é proposta uma integração das GDs no sistema de gerenciamento de controle volt/var em redes ativas de distribuição, com um sistema de GD dividido em pequenas zonas. Esse método limita a complexidade do sistema elétrico e mantém os níveis de tensão dentro dos limites operacionais após os distúrbios e sobretensão causados na rede com a inserção da GD. Em [6], é apresentado um controle volt/var distribuído, a partir de zonas de GD. O algoritmo distribuído proporciona a redução de perdas de energia à medida que controla a tensão e energia reativa.

No Brasil a GD ainda não pode ser utilizada diretamente para a regulação de tensão, diferentemente de países com tecnologias de GD mais consolidadas, como Alemanha, Itália e Japão que possuem códigos de redes próprios e permitem a regulação, inclusive em condições de falta na rede de distribuição [7]. Acredita-se que futuramente, com a expansão destes sistemas nas redes de distribuição, a regulação de tensão a partir da GD seja regulamentada no Brasil.

Nesse contexto, esse trabalho propõe a análise dos inversores utilizados na interface de conexão da GD com a rede elétrica como uma nova possibilidade de equipamento de controle de tensão e potência reativa para a operação adequada dos sistemas de distribuição de energia.

## II. CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA (VOLT/VAR) EM GERADORES DISTRIBUÍDOS

### A. Controle volt/var

O controle de tensão e potência reativa (volt/var) tem sido desenvolvido desde a década de 80, a partir de técnicas que visam otimizar os níveis de tensão e a potência reativa de uma rede de energia elétrica, como ilustra a Tabela I. Basicamente, a proposta do controle volt/var consistia em regular a tensão a partir de um controle central na subestação e, com o passar do tempo, a partir de controles distribuídos nos alimentadores tornou-se possível controlar os barramentos das redes de distribuição e minimizar perdas elétricas, aumentando a eficiência de energia em todo o sistema [8].

TABELA I. EVOLUÇÃO DO CONTROLE VOLT/VAR AO LONGO DAS DÉCADAS. ADAPTADO DE [8].

Atributos	1ª Geração (1980 – 1990)	2ª Geração (1990 – 1998)	3ª Geração (1998 – 2008)	4ª Geração (2008 - 2017)	Futuro Próximo
Perfil de Carga	Estático	Estático	Estático	Quase em tempo real. Fonte: Dados agregados do AMI	Dinâmico. Fonte: Dados desagregados do AMI
Topologia	Local	Local	Centralizado através do SCADA	Distribuído através de um Controle Local	Distribuído através de Agentes Inteligentes (IAs)
Ativação do Controle	Subestação	Subestação	Subestação	Trechos do Alimentador	Trechos do alimentador + Controle ativo ao cliente
Componentes de Controle volt/var (Funções Auxiliares)	LTC/BC/RT N/A	OLTC/RT/BC Estudos de CVR	OLTC/RT/BC CVR Independente	OLTC/RT/BC CVR Integrado	OLTC/RT/ BC CES/ EV/ DER CVR Integrado + DMS

Para a realização do controle volt/var, podem ser utilizados diversos dispositivos controláveis, destacam-se os reguladores de tensão, os bancos de capacitores, e os transformadores com comutadores de TAP sob carga (do inglês, *On-Load TAP changes* (OLTC)) [8–10]. Esses equipamentos, são ajustados para reduzir as perdas operacionais e o melhorar o perfil de tensão, além de definir uma regulação de tensão e um fluxo de potência adequados ao sistema de distribuição [11].

### B. Controle volt/var a partir do inversor da GD

Para a GD do tipo fotovoltaica (FV), o inversor é o elemento responsável por efetuar a interface entre a fonte de geração e a rede elétrica. O sistema FV produz energia elétrica em corrente contínua (CC) e o inversor entrega à rede elétrica a energia em corrente alternada (CA). No Brasil, os inversores devem atender a NBR 16149, onde são estabelecidas algumas estratégias de controle para injetar a energia produzida pelo sistema fotovoltaico na rede.

A realização do controle volt/var a partir de inversores ocorre devido a sua capacidade de absorver ou injetar a potência reativa de maneira distribuída, podendo o controle de reativo compensar o aumento ou a diminuição da tensão nas redes de distribuição [12].

A NBR 16149 estabelece para sistemas fotovoltaicos com potência nominal superior à 6 kW, que o inversor pode operar na faixa de valores de fator de potência de 0,98 indutivo até

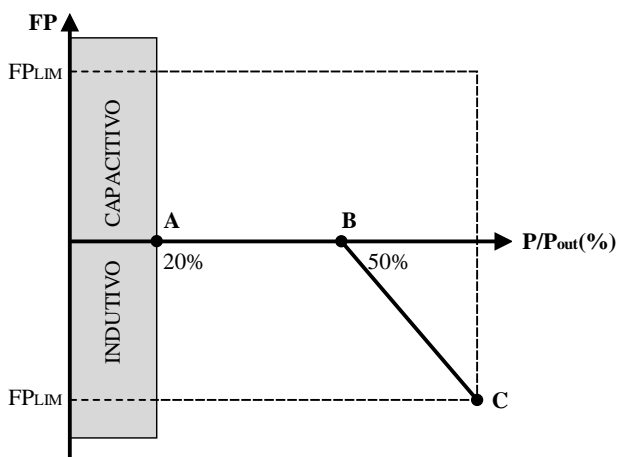


Fig. 1. Curva característica do Fator de potência em função da potência ativa de saída do inversor. Adaptado de [13].

0,98 capacitivo. Além disso, pode operar opcionalmente com

os limites das curvas da Fig. 1, respeitando os valores de fator de potência na faixa de 0,90 indutivo à 0,90 capacitivo.

Os valores dos parâmetros A, B e C, normalmente nas faixas de valores de 20%, 50% da potência nominal, devem ser fornecidos pelo operador do sistema. Dependendo das condições operacionais da rede, pode-se fornecer valores ou até curvas diferentes. Nesse caso, quando a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é pequena (menor que 20%), supõe-se que não haverá sobretensão na rede, sendo que o fator de potência permanecerá unitário [14]. Em casos em que a potência gerada superar o valor de 50% da potência nominal, a rede poderá apresentar problemas de sobretensão, sendo necessário o inversor absorver reativos à medida que a potência gerada pelo sistema fotovoltaico aumenta, até atingir-se o valor máximo de fator de potência, que indica a quantidade máxima de reativos que o inversor pode absorver [14].

É importante ressaltar que a curva demonstrada na Fig.1 limita a geração máxima do sistema FV, pois o inversor absorve reativos para manter os níveis de tensão adequados na rede e com isso, não há capacidade suficiente de atingir a potência ativa nominal no instante em que o inversor absorve o máximo de reativos [14]. Além das possibilidades de operação do inversor para sistemas FV com potência nominal superior à 6 kW, o inversor também pode funcionar a partir de um controle de potência reativa, conforme demonstrado na Fig. 2.

Para a curva da Fig. 2 observa-se que o sistema FV pode operar com fator de potência indutivo quanto capacitivo e a injeção/demanda de reativos ocorre quando a potência ativa alcançar 20% da potência nominal. Os valores correspondentes à  $Q_{MÁX}$  e  $Q_{MÍN}$ , representam a faixa de 43,58% da potência

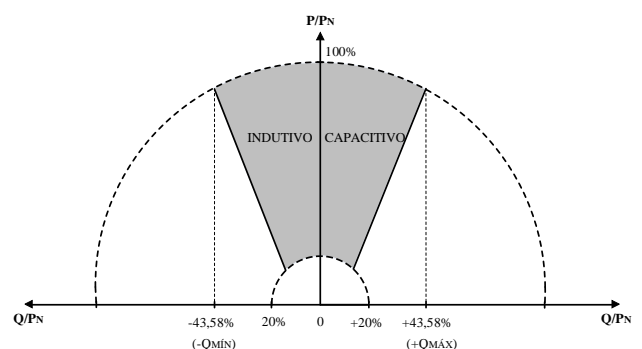


Fig. 2. Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa do inversor. Adaptado de [13].



nominal, e indicam o valor  $Q$  no ponto C da curva apresentada na Fig. 1, considerando o fator de potência limitado em 0,90 [14].

### III. METODOLOGIA DE ANÁLISE

O *software* OpenDSS foi utilizado para modelar o controle do inversor de frequência de um sistema FV a partir de uma função de controle local, denominada *InvControl*. O modelo do *InvControl* necessita de uma curva de referência, a qual pode ser obtida com a definição de valores de potência reativa para uma faixa de níveis de tensão admissível (0,93 pu à 1,05 pu). Para a modelagem da função *InvControl*, são necessários dois modelos:

- *XYCurve* (curva padrão para o controle do inversor);
- *PVSystem* (modelo equivalente do sistema FV utilizado).

O modelo *XYCurve*, define a potência reativa de saída do inversor como uma função da tensão em um sistema fotovoltaico [15]. Neste sentido, modelou-se o inversor de acordo com os limites apresentados na Fig. 1 e na Fig. 2. O modelo *PVSystem* assume que o inversor pode encontrar rapidamente o ponto de máxima potência do painel, a partir da curva característica que relaciona potência *versus* temperatura do sistema FV. A potência ativa ( $P$ ) é função da irradiação, da temperatura ( $T$ ) e do ponto de máxima potência ( $P_{mpp}$ ) na temperatura  $T$  e irradiação de  $1 \text{ kW/m}^2$ , seguindo a curva característica do sistema fotovoltaico [16]. Além das variáveis citadas acima, deve-se inserir uma curva de eficiência do inversor de acordo com a potência de operação. O valor de potência reativa pode ser determinado por um valor fixo ou através do fator de potência (FP). A Fig. 3 ilustra o modelo *PVSystem* adotado pelo OpenDSS.

A Fig. 4, demonstra as curvas de corrente *versus* tensão para um sistema FV com quatro irradiações distintas e com uma temperatura constante, indicando o ponto de máxima potência para cada curva correspondente do modelo utilizado pelo OpenDSS [17]. Pode-se observar, uma redução no fornecimento da potência ativa em função da diminuição da irradiação.

A partir do Método de Osterwald, pode-se calcular a potência de saída de um sistema fotovoltaico para qualquer valor de irradiação e temperatura da célula do painel [18]. A Equação (1), descreve o método de Osterwald.

$$P_{MÁX} = P_{STC} \cdot \frac{G_i}{G_{STC}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_i - T_{STC})] \quad (1)$$

Onde  $P_{STC}$  representa o ponto de máxima potência gerada pelo sistema FV em Watts (W).  $G_{STC}$  é a radiação global para a condição padrão de teste (STC),  $G_i$  e  $T_i$ , são respectivamente, a radiação global e a temperatura do ar,  $T_{STC}$  a temperatura para condição de teste, normalmente padronizado em  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e  $\gamma$  é o fator de correção de temperatura para a potência, representado pela faixa de valores entre  $0,005 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$  à  $-0,003 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ .

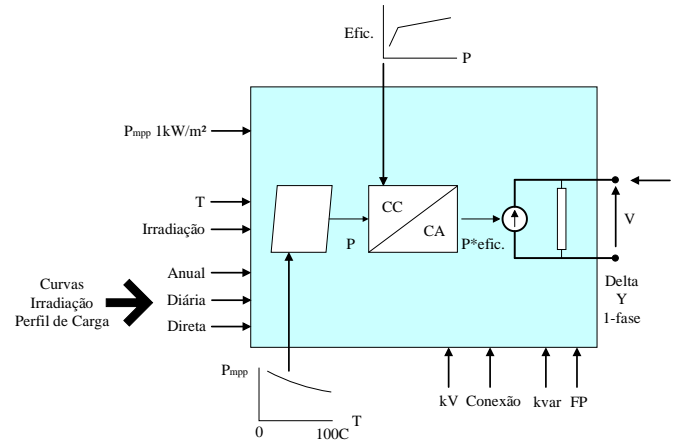


Fig. 3. Modelo do sistema fotovoltaico utilizado pelo OpenDSS. Adaptado de [17].

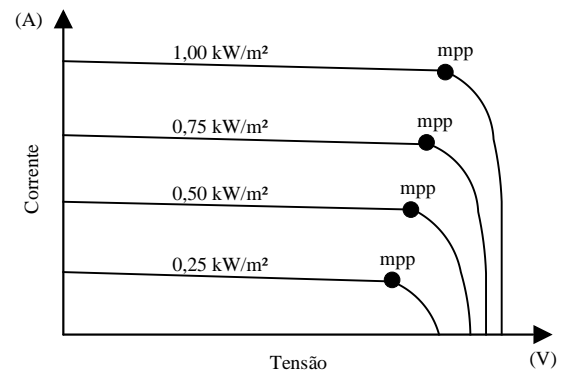


Fig. 4. Curvas corrente *versus* tensão para diferentes valores de irradiação demonstrando o ponto de máxima potência. Adaptado de [17].

Algumas restrições visam garantir uma operação adequada da rede de distribuição em condições operacionais antes e após a inserção da GD. Essas restrições são apresentadas nas Equações (2) a (4):

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \quad (2)$$

$$A_{\min} \leq A_{ij} \leq A_{\max} \quad (3)$$

$$-43,58\% \leq Q_{INV} \leq 43,58\% \quad (4)$$

Onde  $V_i$ , indica a tensão na faixa dos limites operacionais adequados em cada barramento da rede, sendo  $V_{\min} = 0,93 \text{ pu}$  e  $V_{\max} = 1,05 \text{ pu}$ , valores de acordo com o Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional),  $A_{ij}$  representa o intervalo permitido no número de posições de TAP dos equipamentos de controle de tensão, sendo  $A_{\min}$  e  $A_{\max}$ , respectivamente as posições -16 e 16 e  $Q_{INV}$ , indica a quantidade de potência reativa que o inversor pode absorver ou injetar na rede de distribuição.

#### IV. ANÁLISE DOS RESULTADOS

O estudo foi realizado em um sistema teste modificado de 13 barras disponibilizado pela IEEE, apresentado na Fig. 5. O sistema é composto por cargas desbalanceadas, transformador de distribuição, regulador de tensão, bancos de capacitores, linhas trifásicas e ramais de ligação monofásicos, bifásicos e trifásicos. Consideraram-se 5 sistemas fotovoltaicos trifásicos com potências nominais de 500 kWp, 400 kWp, 300 kWp e 100 kWp inseridos nas barras, 632, 633, 634, 675 e 680.

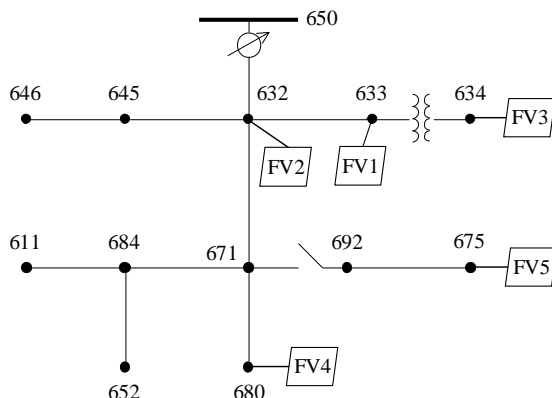


Fig. 5. Sistema teste de 13 barras com a inserção dos sistemas FVs.

As curvas de geração dos sistemas FV são demonstradas na Fig. 6. As GDs com potência nominal de operação de 500 kWp estão alocadas nas barras 633 e 680 (FV1 e FV4). Já os geradores distribuídos com potência de 400 kWp, 300 kWp e 100 kWp estão inseridos nas barras, 675, 632 e 634 respectivamente (FV5, FV2 e FV3). Para esse caso, é considerado que os sistemas fotovoltaicos estão em operação das 6 horas até 20 horas, e que a máxima irradiação que o sistema consegue absorver, atingindo assim a máxima potência de operação, ocorre durante o intervalo as 13 horas até as 15 horas.

A partir do software OpenDSS foi executado o fluxo de potência em um período diário com perfil de carga predominante residencial em todas as cargas do sistema teste de distribuição. A análise dos resultados consiste em observar o comportamento do sistema teste em condições normais de operação e também com a inserção dos geradores distribuídos na rede, este contemplando o uso do controle volt/var.

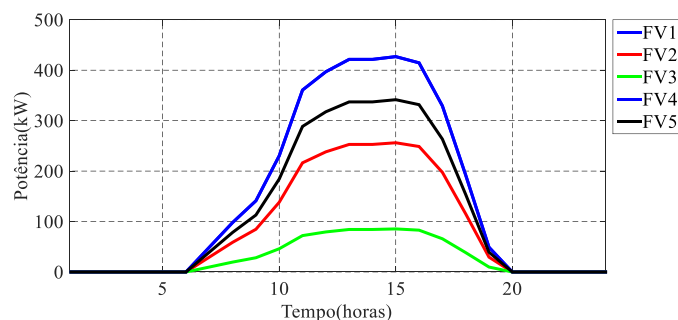


Fig. 6. Curvas de geração dos sistemas fotovoltaicos.

A Fig. 7, demonstra o perfil de carga ativa na saída da

subestação em condições de operação sem o sistema de GD (Fig. 7(a)) e após a inserção dos sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição, Fig. 7(b).

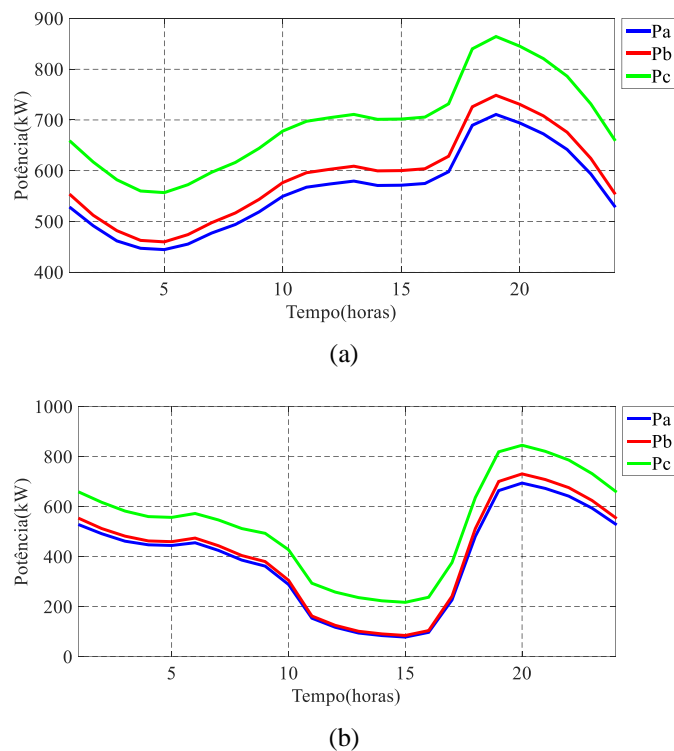


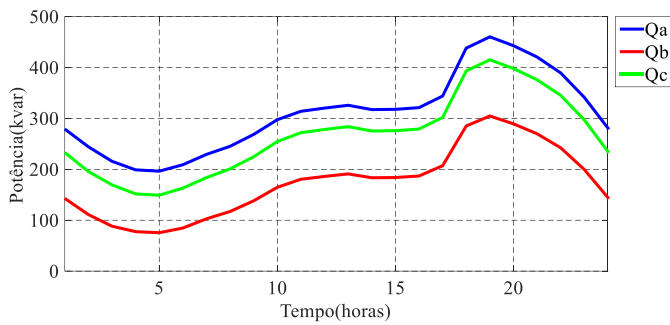
Fig. 7. Curvas de potência ativa do alimentador (a) sem GD e (b) com GD.

A Fig. 8, apresenta o perfil da potência reativa na saída da subestação para as mesmas condições descritas anteriormente.

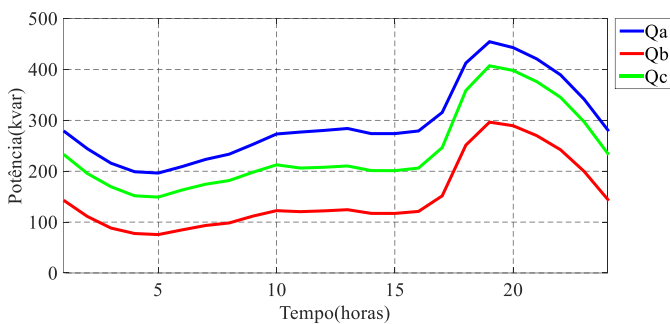
Para a potência ativa, quando ocorre a conexão da GD no sistema, há uma redução significativa de potência durante o intervalo de tempo (aproximadamente, das 9 horas às 18 horas) que o sistema fotovoltaico está em operação. No caso da potência reativa, essa redução não apresenta valores expressivos. A redução no fornecimento de potências por parte da subestação se deve ao fluxo de potência reverso da GD na rede elétrica, quando a mesma está em operação.

Na Fig. 9, é demonstrado um comparativo entre os níveis de tensão em cada fase, monitorado em um trecho da rede para condições sem a GD e com a inserção da GD. O trecho analisado é a linha entre as barras 671 e 680. Esse trecho foi escolhido por estar à 1,2 km da subestação, sendo o ponto mais distante e conseqüentemente possui uma maior queda de tensão.

Analisando as curvas demonstradas na Fig. 9, percebe-se uma elevação de tensão em comparação a rede operando sem o sistema de GD no intervalo de tempo em que o sistema fotovoltaico está em operação. Isso deve-se ao fato dos geradores fotovoltaicos emitirem um fluxo de potência reverso na rede. Mesmo assim, o uso das GDs não ultrapassou o limite máximo de tensão operacional (1,05 pu). Isso se deve a uma adequada distribuição de cargas no sistema teste, e também à queda de tensão apresentada na linha monitorada.



(a)



(b)

Fig. 8. Curvas de potência reativa do alimentador (a) sem GD e (b) com GD.

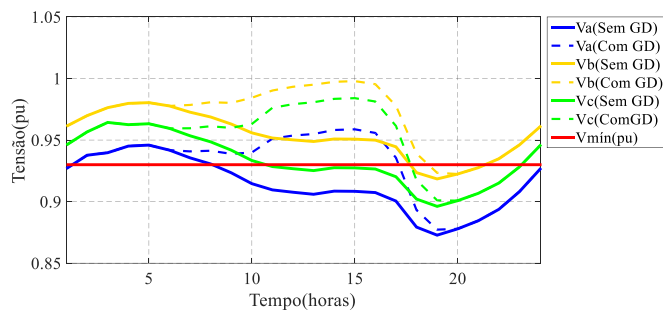


Fig. 9. Comparação nos níveis de tensão para cada fase do sistema.

A Fig. 10, apresenta um comparativo entre os perfis de tensão na linha entre as barras 671 e 680 para as três fases. Neste resultado são comparados os níveis de tensão com a inserção da GD e com o uso da função inteligente de controle volt/var por parte do inversor, o qual realiza a interface dos sistemas fotovoltaicos com a rede elétrica de distribuição.

A partir das curvas demonstradas na Fig. 10, percebe-se que os inversores injetaram reativos na rede para elevar os níveis de tensão das três fases, mesmo em períodos que a GD não está em operação conjunta com a rede. Nas fases B e C, em intervalos onde a tensão apresentou níveis abaixo de 0,93 pu, o controle volt/var do inversor elevou a tensão, a fim de manter a mesma dentro de faixa de operação adequada.

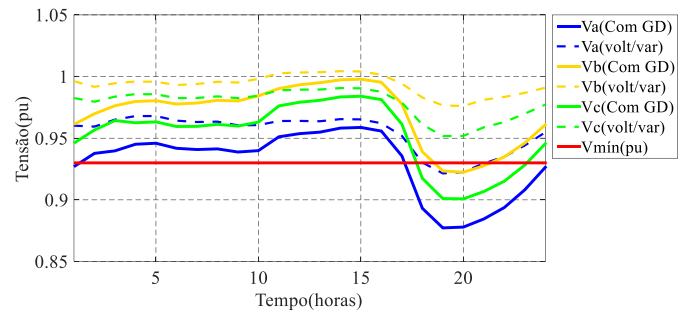


Fig. 10. Comparação nos níveis de tensão para cada fase do sistema.

A Fig. 11 ilustra a quantidade de energia reativa injetada na rede por parte dos inversores dos sistema fotovoltaicos para a realização do controle de tensão e potência reativa na rede.

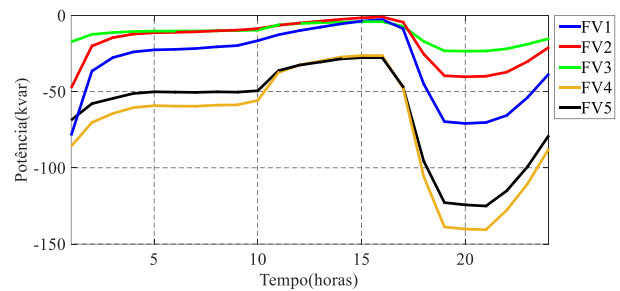


Fig. 11. Injeção de potência reativa dos sistemas FVs na rede.

O sistema FV 4 injetou a maior quantidade de energia reativa na rede. O valor máximo obtido foi de aproximadamente 140 kvar. Os sistemas FVs 1, 2, 3 e 5 atingiram os valores máximos aproximados de 78, 47, 23 e 125 kvar respectivamente. A necessidade de operação acompanhou a curva de carga do sistema.

A inserção de sistemas de GD em redes de distribuição, altera o número de posições de TAP em equipamento com função de realizar o controle de tensão, devido as alterações no fluxo de potência quando a GD é conectada à rede. Com isso, a Fig. 12 ilustra o comparativo no número de comutações diárias para o regulador de tensão na subestação do sistema teste analisado. A comparação consiste em analisar o sistema antes e após a inserção das GDs.

De acordo com a Fig. 12, observa-se que o número de comutações do regulador de tensão localizado na subestação, diminuiu com o uso da função inteligente volt/var nos inversores dos sistemas FVs se comparado com o sistema sem a presença da GD. Isso se deve à inserção da nova fonte de energia no sistema que é capaz de manter os níveis de tensão adequados ao longo do alimentador a partir do controle volt/var realizado pelos inversores dos geradores distribuídos. Com isso, os números de trocas de posições de TAP para manter a regulação de tensão adequada são reduzidas, diminuindo os desgastes dos equipamentos e aumentando assim sua vida útil.

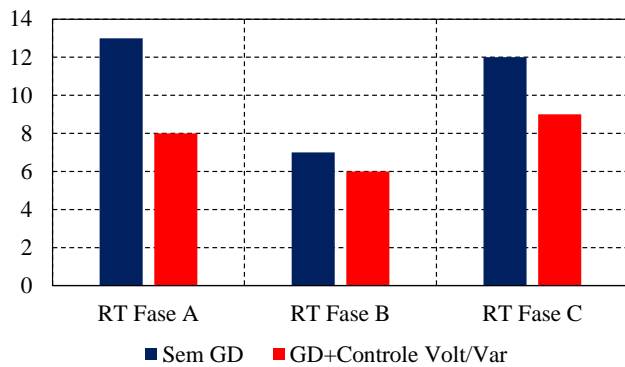


Fig. 12. Comparações no número de comutações dos equipamentos de controle de tensão.

## V. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse trabalho, foi realizada a análise do controle de tensão e potência reativa em um sistema teste de distribuição de 13 barras com o auxílio dos inversores de frequência de sistemas de geração FV.

Para o estudo da rede teste não houveram violações pela ultrapassagem do limite superior, uma vez que as cargas originais do sistema teste estavam bem distribuídas. É importante ressaltar que a inserção da GD reduziu o fornecimento de potência ativa da subestação no sistema durante o intervalo de tempo de atuação dos sistemas FV. Porém, se esse fornecimento for superior a energia disponibilizada pela subestação, ocasionará distúrbios nos sistemas de transmissão.

O controle volt/var realizado pelo inversor regulou a tensão em praticamente todos os pontos em que o sistema apresentou problemas de subtensão. O inversor também injetou energia reativa na rede, elevando a tensão para os limites adequados de operação, quando necessário.

Mesmo após o uso do controle volt/var por parte dos inversores, a fase A demonstrou níveis de subtensão. Para contornar este problema, uma das soluções seria a alocação de mais equipamentos de controle de tensão no sistema. O número de troca de TAPs do regulador de tensão da subestação reduziu após o uso do controle volt/var em comparação ao sistema sem a inserção da GD, pois o inversor, auxiliou na regulação de tensão da rede.

## REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução normativa nº 482, 2012.
- [2] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução normativa nº 687, 2015.
- [3] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Norma Técnica nº 0025/2011, 2011.
- [4] I. Kim, R. G. Harley and R. Regassa, “The Investigation of the Maximum Effect of the Volt/var Control of Distributed Generation on Voltage Regulation”, 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), June 2015.
- [5] J. Barr and R. Majumder, “Integration of Distributed Generation in the Volt/var Management System for Active Distribution Networks”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no 6, pp. 576-586, March 2015.
- [6] A. R. Malekpour, A. Pahwa and B. Natarajan, “Distributed Volt/var Control in Unbalanced Distribution Systems with Distributed Generation”, 2014 IEEE Symposium on Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG), December 2014.
- [7] B. Crăciun, T. Kerekes, D. Séra and R. Teodorescu, “Overview of Recent Grid Codes for PV Power Integration”, 2012 13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM), May 2012.
- [8] M. Manbachi, H. Farhangi, A. Palizban and S. Arzanpour, “Smart grid adaptive volt-VAR optimization: Challenges for sustainable future grids, Sustainable Cities and Society”, pp. 243-253, September 2016.
- [9] O. D. M Dominguez, Modelo Matemático para o Controle Ótimo de Volt/var em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Trifásicos, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista – Campus de Ilha Solteira, 2015.
- [10] B. Mercer e F. Trindade, “Uma proposta de Controle Volt/var Hierárquico para Sistema Modernos de Distribuição de Energia Elétrica”, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Maio 2016.
- [11] L. E. Bremermann, Controle Fuzzy Volt/var em Sistemas de Distribuição, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2008.
- [12] J. Janhagiri and D. Aliprantis, “Distributed Volt/var Control by PV Inverter”, IEEE Transaction on Power Systems, vol. 28, no 3, pp. 3429-3439, August 2013.
- [13] ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, NBR 16149, Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, 2014.
- [14] M. R. F Alves, O papel de Geradores Fotovoltaicos na Regulação de Tensão em Redes de Baixa Tensão Residências: estudo comparativo de normas e padrões sob a ótica de mitigação da elevação de tensão, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Minas Gerais, 2017.
- [15] EPRI – ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, Modeling High-Penetration PV for Distribution Interconnection Studies: Smart Inverter Function Modeling in OpenDSS, Rev 2, 2013.
- [16] J. D. Anzanello Júnior, J. Beust e S. Haffner, “Análise de Microgeração Fotovoltaica em um Sistema de Distribuição utilizando o OpenDSS”, Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, Outubro 2017.
- [17] EPRI – ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, OpenDSS PVSystem Element Model, Version 2, 2011.
- [18] A. P. C. Mello, Reconfiguração de Redes de Distribuição considerando Multivariáveis e Geração Distribuída, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, 2014.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS , **NBR 16149. Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.** Rio de Janeiro, 2014.

ALVES, Marcos Rosa Fabiano. **O papel de Geradores Fotovoltaicos na Regulação de Tensão em Redes de Baixa Tensão Residenciais: estudo comparativo de normas e padrões sob a ótica de mitigação da elevação de tensão,** Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Norma Técnica nº 0025/2011: Proposta de Abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectada em tensão de distribuição e também alteração do desconto na TUSD e TUST para usinas com fonte solar.** Brasília, 2011.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 482: Condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.** Brasília, 2012.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 687: Altera a Resolução Normativa nº 482.** Brasília, 2015.

ANZANELLO JÚNIOR, José David, BEUST Júlia, HAFFNER Sérgio, Análise de Microgeração Fotovoltaica em um Sistema de Distribuição utilizando o OpenDSS. In: Simpósio Brasileiro De Automação Inteligente, 2017, Porto Alegre. **Anais...Porto Alegre,** 2017. p. 1-6.

BARR Johanna, MAJUMDER Ritwik. Integration of Distributed Generation in the Volt/VAR Management System for Active Distribution Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid,** vol. 6, no 6, pp. 576-586, Mar 2015.

BERNARDON, Daniel *et. al.* **Sistemas de Distribuição no contexto de Redes Elétricas Inteligentes.** 1ª Edição. Santa Maria: Pallotti, 2015.

BREMERMANN, Leandro Elizeire. **Controle Fuzzy Volt/VAR em Sistemas de Distribuição,** Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008.

CALDERARO, Vito *et al.* Optimal Decentralized Voltage Control for Distribution Systems With Inverter-Based Distributed Generators, **IEEE Transaction on Power Systems,** vol. 29, no 1, pp. 230-241, Jan 2014.

CRACIUN, Bogdan *et al.* **Control of Grid Connected PV Systems with Grid Support Functions.** Aalborg University: Aalborg, 2012.

EPRI. **OpenDSS PVSystem Element Model.** Version 2. EPRI: Palo Alto, 2011.

GHIANI, Emilio, PILO, Fabrizio. Smart inverter operation in distribution networks with high penetration of photovoltaic systems, **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, pp. 504-511, Out 2015.

HUQUE, Aminhul. **Smart Inverter Grid Support Functions and Potential Impact on Reliability**. EPRI: Golden, 2015.

IEEE. **Resources**. IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, 2018. Disponível em: < <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources>>. Acesso em: 12 Abr. 2018, 19:50:14.

JANHAGIRI, Pedram, ALIPRANTIS, Dionysios. Distributed Volt/VAr Control by PV Inverter. **IEEE Transaction on Power Systems**, vol. 28, no 3, pp. 3429-3439, Ago 2013.

KEMPENER, Ruud, KOMOR, Paul, HOKE, Anderson. **Smart Grids and Renewables: A Guide for Effective Deployment**. IRENA: Abu Dhabi, 2013.

KIM Insu., HARLEY Ronald G., REGASSA Raey. The Investigation of the Maximum Effect of the Volt/VAr Control of Distributed Generation on Voltage Regulation. In: 2015 IEEE 42 nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), 2015, New Orleans. **Anais...**New Orleans, 2015. p. 1-6.

LEITE, L. *et. al.* Integrated voltage regulation in distribution grids with photovoltaic distribution assisted by telecommunication infrastructure. **Electric Power Systems Research**, pp. 110-124, Fev 2016.

LI., P *et al.* A Coordinated Control Method of Voltage and Reactive Power for Active Distribution Networks Based on Soft Open Point. **IEEE Transaction on Sustainable Energy**, vol. 8, no 4, pp. 1430-1442, Mar 2017.

MALEKPOUR, Ahmad Reza, PAHWA Anil, NATARAJAN Balasubramaniam. Distributed Volt/VAr Control in Unbalanced Distribution Systems with Distributed Generation. In: 2014 IEEE Symposium on Computational Intelligence Applications in Smart Grid, 2014, Orlando. **Anais...**Orlando, 2014, p.1-6.

MANBACHI, Moein *et. al.* Smart grid adaptive volt-VAR optimization: Challenges for sustainable future grids. **Sustainable Cities and Society**, pp. 243-253, Set 2016.

MELLO, Ana Paula Carboni de. **Estratégia de Controle volt/VAr Coordenado para Sistemas de Distribuição Inteligentes**, Tese de Doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2018.

MELLO, Ana Paula Carboni de. **Reconfiguração de Redes de Distribuição considerando Multivariáveis e Geração Distribuída**, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

MERCER, Brunalice de Matos. **Uma proposta de Controle Volt/VAr Hierárquico para Sistema Modernos de Distribuição de Energia Elétrica**, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014.

MERCER, Brunalice, TRINDADE, Fernanda. Uma proposta de Controle Volt/VAR Hierárquico para Sistema Modernos de Distribuição de Energia Elétrica. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2016, Natal. **Anais...Natal**, 2016, p. 1-6.

MOKGONYANA, Lesiba *et. al.* Coordinated two-stage volt/VAr management in distribution networks. **Electric Power Systems Research**, pp. 157-164, Jul 2016.

MORIN, Juliette. *et. al.* Embedding OLTC nonlinearities in predictive Volt Var Control for active distribution networks. **Electric Power Systems Research**, pp. 225-234, Abr 2016.

NAYERIPOUR, Majid *et. al.* Coordinated online voltage management of distributed generation using network partitioning. **Electric Power Systems Research**, pp. 202-209, Jul 2016.

RADATZ, Paulo Ricardo de Freitas. **Elemento PVSystem**. 1º Encontro do Grupo de Usuários do OpenDSS Brasil: 2017.

RADATZ, Paulo Ricardo de Freitas. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

ROYTELMAN, I., WEE, B.K., LUGTU, R. L. Volt/VAr control algorithm for modern distribution management system. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 10, no 10, pp. 1454-1460, Ago 1995.

SARMIENTO NOVA, David Andres. **Controle de Tensão em Sistemas de Distribuição com Elevada Penetração de Painéis Fotovoltaicos**, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2016.

SHAYANI, Rafael Amaral. **Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição**, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

SMITH, Jeff. **Modeling High-Penetration PV for Distribution Interconnection Studies: Smart Inverter Function Modeling in OpenDSS**. Rev 2. EPRI: Palo Alto, 2013.