

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Pedro Genaro Alves Filho

**IMPACTO DO CONTROLE VOLT/VAR EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO A PARTIR DA EXPLORAÇÃO DO POTENCIAL DOS
INVERSORES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

Santa Maria, RS, Brasil
2018

Pedro Genaro Alves Filho

**IMPACTO DO CONTROLE VOLT/VAR EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO A
PARTIR DA EXPLORAÇÃO DO POTENCIAL DOS INVERSORES DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Potência, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Luciane Neves Canha

Santa Maria, RS, Brasil
2018

Alves Filho, Pedro Genaro
Impacto do controle Volt/VAR em redes de distribuição
a partir da exploração do potencial dos inversores de
sistemas fotovoltaicos / Pedro Genaro Alves Filho.- 2018.
118 p.; 30 cm

Orientadora: Luciane Neves Canha
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2018

1. Geração Distribuída 2. Controle Volt-VAR 3. Inversor
de Sistemas Fotovoltaicos 4. ABNT NBR 16149 5.
Reguladores de Tensão da Distribuição I. Neves Canha,
Luciane II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo
autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca
Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

© 2018

Todos os direitos autorais reservados a Pedro Genaro Alves Filho. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Rua Acre, n. 195, Apto 302, Centro, Santa Maria, RS. CEP 97060-040

Fone (055) 53 98109 0522; e-mail: pedroalvesf@hotmail.com

Pedro Genaro Alves Filho

**IMPACTO DO CONTROLE VOLT/VAR EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO A
PARTIR DA EXPLORAÇÃO DO POTENCIAL DOS INVERSORES DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Potência, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 29 de agosto de 2018:

Luciane Neves Canha, Dra. (UFSM)
(Presidente/ Orientador)

Paulo Ricardo da Silva Pereira, Dr. (UNISINOS)

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)

Santa Maria, RS
2018

AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos não poderiam começar de outra forma se não pela minha família, dada a importância que ela tem em tudo que sou: a minha mãe, Neiva De Lima Alves, meu alicerce sólido que dedicou e ainda dedica muito amor a mim; minha irmã, Larissa de Lima Alves, que é, sem dúvidas, a minha pesquisadora favorita; e meu pai Pedro Genaro Alves (*in memoriam*), que plantou essa sementinha da Engenharia Elétrica desde as ajudas com os trabalhos de Feiras de Ciências para escola, sempre ligados a área elétrica, até os estímulos durante a graduação.

Agradeço muito também a minha namorada e companheira, Patrícia Mattei, pela força dada durante esses dois anos, renovando minhas energias a cada conversa, sejam elas pessoalmente ou por telefone, estando sempre presente comigo mesmo a distância.

A professora orientadora, Luciane Neves Canha, que propôs e conduziu o andamento deste trabalho, bem como por todos ensinamentos técnicos passados durante esses dois anos, seja durante as disciplinas ou nas reuniões pertinentes à dissertação.

Sou grato também aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFSM que disponibilizaram seus conhecimentos, permitindo que eu pudesse crescer profissionalmente a partir das sabedorias oferecidas.

Por fim, aos colegas e amigos que compartilharam muitos momentos e troca de conhecimentos ao longo desses dois anos, em especial aos colegas do IF-Sul que foram bons companheiros nas cansativas viagens Pelotas/ Santa Maria, Santa Maria/ Pelotas.

RESUMO

IMPACTO DO CONTROLE VOLT/VAR EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO A PARTIR DA EXPLORAÇÃO DO POTENCIAL DOS INVERSORES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

AUTOR: Pedro Genaro Alves Filho

ORIENTADORA: Luciane Neves Canha

A presença da Geração Distribuída é uma realidade no setor elétrico brasileiro, havendo a perspectiva de que cada vez mais a participação dessas fontes contribua para matriz energética de nosso país. Diante desse eminente crescimento, faz-se necessário estudos dos impactos causados pela injeção de potência ativa nas redes de distribuição e como mitigar estes efeitos. A solução na busca por uma maior estabilidade do sistema pode estar no gerenciamento da potência reativa que algumas das gerações distribuídas são capazes de ofertar. Este trabalho apresenta uma metodologia para avaliar os impactos causados na tensão e como a flutuação desta grandeza altera o comportamento dos tradicionais reguladores de tensão existentes no sistema em estudo devido as diferentes condições de operação dos inversores dos sistemas fotovoltaicos, quando estes operam no modo fixo de fator de potência unitário e nos limites da norma brasileira ABNT NBR 16149. Também é avaliado o uso do inversor de sistema fotovoltaico capaz de dar suporte à tensão da rede através do gerenciamento de energia reativa, recurso este que ainda não tem o uso consentido nas redes de distribuição do Brasil. A metodologia desenvolvida foi validada em um sistema de testes IEEE 123 nós, o qual representa um alimentador da distribuição, com algumas modificações propostas. Diante da análise das respostas do sistema para os diferentes modos operativos do inversor, foi possível apontar o método que causa o menor impacto no perfil de tensão do sistema avaliado, e conseqüentemente indicar qual o que provoca o menor número de manobras dos reguladores de tensão, tomando como referência o cenário em que o alimentador em estudo não possui gerações distribuídas.

Palavras-Chave: Geração Distribuída. Controle Volt-VAr. Inversor Solar, ABNT NBR 16149. Reguladores de Tensão da Distribuição.

ABSTRACT

IMPACT OF VOLT / VAR CONTROL IN DISTRIBUTION NETWORKS FROM THE EXPLORATION OF THE SOLAR INVERTERS POTENTIAL OF DISTRIBUTED GENERATIONS

AUTHOR: Pedro Genaro Alves Filho

ADVISOR: Luciane Neves Canha

The presence of Distributed Generation is a reality in the Brazilian electric sector, with the prospect that increasingly the participation of these sources contributes to the energy matrix of our country. Faced with this imminent growth, it is necessary to study the impacts caused by the injection of active power in distribution networks and how to mitigate these effects. The solution to the quest for greater system stability may be in managing the reactive power that some of the distributed generations are able to offer. This work presents a methodology to evaluate the impacts caused in the voltage, and how the fluctuation of this magnitude changes the behavior of the traditional voltage regulators in the system under study, due to the different operating conditions of the solar inverter when it operates in the fixed mode of factor of power unit and within the limits of the ABNT NBR 16149 Brazilian standard. It is also evaluated the use of a solar inverter capable of supporting the grid voltage through the management of reactive energy, a resource that is not yet consented to be used in Brazil's distribution networks. The developed methodology was validated in an IEEE 123 nodes test system, which represents a distribution feeder, with some proposed modifications. In view of the analysis of the system responses to the different operating modes of the inverter, it was possible to indicate the method that causes the least impact on the voltage profile of the evaluated system, and consequently indicate which causes the least number of voltage regulator maneuvers, taking as reference the scenario in which the feeder under study does not have distributed generations.

Keywords: Distributed Generation, Volt-VAr Control, Solar Inverter, ABNT NBR 16149 Standard, Distribution Voltage Regulators.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Requisitos de suportabilidade a subtensões devido a faltas na rede (<i>FRT – fault ride through</i>).	43
Figura 2 - Curva de operação de sistemas fotovoltaicos em função da frequência da rede. ...	44
Figura 3 - Curva do FP em função da potência ativa da saída do inversor com potência nominal maior que 3 kW.	46
Figura 4 - Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal maior que 6 kW.	46
Figura 5 - Faixas de tensão do PRODIST.	48
Figura 6 - Faixas aplicadas às tensões nominais abaixo de 1 kV e de 1 kV a 69 kV.	49
Figura 7 - Fluxograma de desenvolvimento da metodologia elaborada.	54
Figura 8 - Curva do fator de potência de saída do inversor solar em função da potência de operação com parâmetro padrão de fábrica carregado.	58
Figura 9 - Curva do fator de potência fixo em 0,9 capacitivo em função da potência de operação do inversor solar.	59
Figura 10 - Curva do fator de potência fixo em 0,9 indutivo em função da potência de operação do inversor solar.	60
Figura 11 - Curva do fator de potência fixo em 0,9 indutivo em função da potência de operação do inversor solar.	61
Figura 12 - Modelo de Curva Volt-VAr.	62
Figura 13- Sistema IEEE 123 nós.	67
Figura 14 - Curvas de demanda diária para as cargas trifásicas.	69
Figura 15 - Curvas de demanda diária para as cargas monofásicas.	70
Figura 16 - Curva de demanda diária total das cargas do sistema.	71
Figura 17 - Curva de multiplicação da irradiação solar diária.	71
Figura 18 - Curva da temperatura diária do painel solar.	72

Figura 19 - Curva da eficiência da matriz fotovoltaica em função da temperatura diária do painel solar.....	72
Figura 20 - Curva da eficiência dos inversores solares em função da potência de saída.....	73
Figura 21 - Curva Volt-VAr aplicada aos smart solar inverters.	73
Figura 22 - Diagrama do bloco PVSystem modelado no software de simulação.....	75
Figura 23 - Diagrama do bloco PVSystem modelado no software de simulação.....	76
Figura 24 - Janela de inserção dos parâmetros de entrada do bloco PVSystem.	76
Figura 25 - Localização dos PVSystems no sistema de testes IEEE 123 nós.....	79
Figura 26 - Diagrama dos passos realizados na aplicação da metodologia.	81
Figura 27 - Comutações do Regulador de Tensão 1 (OLTC) nos diferentes cenários.....	84
Figura 28 - Comutações do Regulador de Tensão 2 nos diferentes cenários.	85
Figura 29 - Comutações do Regulador de Tensão 3 nos diferentes cenários.	86
Figura 30 - Comutações do Regulador de Tensão 4 nos diferentes cenários.	87
Figura 31 - Número total de comutações realizadas pelo Regulador 4 nos diferentes cenários.....	89
Figura 32 - Número total de comutações realizadas pelos reguladores de tensão nos diferentes cenários.	89
Figura 33 - Número total de comutações realizadas pelos reguladores de tensão nos diferentes cenários depois de atingido a estabilidade do sistema.	91
Figura 34 - Localização dos com monitor de tensão.	92
Figura 35 - Tensões no nó N_1. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1;(c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr.	93
Figura 36 - Tensões no nó N_60. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1;(c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr.	94
Figura 37 - Tensões no nó N_47. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1;(c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr.	96
Figura 38 - Tensões no nó N_250. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1;(c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr.	98

Figura 39 - Tensões no nó N_71. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1;(c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr..... 99

Figura 40 - Tensões no nó N_93. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1;(c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr..... 100

Figura 41 - Tensões no nó N_114. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1;(c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr..... 102

Figura 42 - Tensões no nó N_35. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1;(c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr..... 103

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Métodos de ensaio dos requerimentos mínimos exigidos para o inversor solar.....	40
Tabela 2 - Tempo de resposta do sistema fotovoltaico em função da variação de tensão	42
Tabela 3 - Resposta do Sistema Fotovoltaico em função da frequência da rede.....	43
Tabela 4 - Limite de distorção harmônica de corrente.	45
Tabela 5 - Faixas de classificação de Tensões.	49
Tabela 6 - Estado inicial das chaves do sistema IEEE 123 nós.....	66
Tabela 7 - Potência dos Reguladores e Transformador do sistema IEEE 123 nós.....	66
Tabela 8 - Potência das cargas do sistema IEEE 123 nós.	66
Tabela 9 - Potência das cargas do sistema IEEE 123 nós modificado.	68
Tabela 10 - Estado das chaves do sistema IEEE 123 nós modificado.	68
Tabela 11 - Parâmetros do PVSystem utilizados.....	77
Tabela 12 - Nós do sistema de testes IEEE 123 nós que receberam GD.	78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CVR	<i>Conservation of Voltage Reduction</i>
DRC	índice de Duração Relativa da transgressão para tensão Crítica
DRP	índice de Duração Relativa da transgressão para tensão Precária
DVC	<i>Dynamic VAr Compensator</i>
EMC	<i>Electromagnetic compatibility</i>
EUSD	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission Systems</i>
FP	Fator de Potência
FRT	<i>Fault Ride Through</i>
FV	Sistemas Fotovoltaicos
GD	Geração Distribuída
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
NBR	Normas Brasileiras
OLTC	<i>On-Load Tap-Changing transformers</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
REN	Resolução Normativa
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
SIN	Sistema Elétrico Interligado Nacional
STATCOM	<i>Fast Acting Static Synchronous Compensator</i>
SVC	<i>Static VAr Compensator</i>
TI	Tecnologia da Informação
TSA	Tarifa de Serviços Ancilares
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	21
1.2	JUSTIFICATIVA	23
1.3	OBJETIVOS DO TRABALHO	25
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	26
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	39
3.1	PRINCIPAIS NORMAS APLICADAS AOS INVERSORES CONECTADOS À REDE NO BRASIL.....	39
3.1.1	ABNT NBR 16149: Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição	41
3.1.1.1	<i>Tensão</i>	42
3.1.1.2	<i>Cintilação</i>	43
3.1.1.3	<i>Frequência</i>	43
3.1.1.4	<i>Distorção harmônica</i>	44
3.1.1.5	<i>Fator de potência e injeção/ demanda de potência reativa</i>	45
3.2	LIMITES DE TENSÃO DO PRODIST	48
3.3	SERVIÇOS ANCILARES – SUPORTE DE REATIVOS	50
4	METODOLOGIA	53
4.1	GRANDEZAS AVALIADAS.....	54
4.1.1	Número de manobras dos Reguladores de Tensão	54
4.1.2	Tensão elétrica nos nós do sistema	55
4.2	CENÁRIOS PROPOSTOS.....	56
4.2.1	Cenário sem Geração Distribuída	56
4.2.2	Cenários com Geração Distribuída	56
4.2.2.1	<i>Inversor operando com fator de potência unitário</i>	57
4.2.2.2	<i>Inversor operando com fator de potência fixo em 0,9 capacitivo</i>	58
4.2.2.3	<i>Inversor operando com fator de potência fixo em 0,9 indutivo</i>	60
4.2.2.4	<i>Inversor operando com fator de potência variável seguindo um controle Volt-Var</i>	61
5	APLICAÇÃO PRÁTICA	65
5.1	SISTEMA DE TESTES IEEE 123 NÓS MODIFICADO.....	65
5.2	CARREGAMENTO DAS CURVAS UTILIZADAS NAS SIMULAÇÕES.....	69
5.3	MODELAMENTO E INSERÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO SOFTWARE DE SIMULAÇÃO.....	74
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	83
6.1	AVALIAÇÃO DO NÚMERO DE MANOBRAS DOS REGULADORES DE TENSÃO DO SISTEMA IEEE 123 NÓS MODIFICADO.....	83
6.1.1	Análise do Regulador 1 (OLTC)	84
6.1.2	Análise do Regulador 2	85
6.1.3	Análise do Regulador 3	86
6.1.4	Análise do Regulador 4	87

6.1.5	Análise do número total de manobras realizadas pelos reguladores de tensão do sistema de testes IEEE 123 barras modificado.....	89
6.2	AVALIAÇÃO DA TENSÃO EM NÓS CRÍTICOS DO SISTEMA IEEE 123 NÓS MODIFICADO.....	91
6.2.1	Tensões na entrada do alimentador.....	92
6.2.2	Tensões na parte intermediária do alimentador.....	93
6.2.3	Tensões próximo às grandes cargas e grandes unidades geradoras.....	95
6.2.4	Tensões em nós terminais do alimentador.....	97
7	CONCLUSÕES.....	105
7.1	PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES.....	108
7.2	PERSPECTIVAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....	108
7.3	PUBLICAÇÕES.....	109
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	111
	APÊNDICE A.....	115

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Desde o início da dispersão da energia elétrica, com utilização inicialmente residencial para fins de iluminação e posteriormente permitindo a expansão industrial, no final do século XIX até os dias atuais, em que é praticamente inimaginável viver sem tal tecnologia, a demanda é crescente ano após ano. Muito tem-se estudado sobre como suprir, não somente esse acréscimo no consumo, como também maneiras de substituir as tradicionais fontes geradoras finitas e poluentes que estão em operação, por aquelas que utilizam energias renováveis como fonte primária e não tão poluentes.

Para o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE, 2015), o termo Geração Distribuída (GD) é usado para se referir à geração de energia elétrica junto ou próxima do consumidor independente da potência, tecnologia ou fonte primária de energia. Este conceito mostra uma realidade, de certa forma, antiga, para locais que não tinham acesso às redes de distribuição elétrica e utilizavam pequenas gerações locais para suprir sua necessidade (AZEVEDO, 2016).

Tanto a nível mundial, com destaque para os países mais desenvolvidos, como aqui no Brasil, uma solução se apresentou para crescente demanda por energia limpa, a Geração Distribuída. Essa tendência mundial onde o consumidor entra como parte ativa, não somente no consumo, mas também no fornecimento de energia elétrica para o sistema, ganhou seu espaço, sendo uma realidade do cenário energético brasileiro, e, cada vez mais, está sendo aprimorada aqui em nosso país. Nos últimos seis anos houveram avanços significativos no quesito de regulamentações através de Resoluções Normativas (REN) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a exemplo da REN 482/2012, revisada e atualizada pelas REN 687/2015 e REN 786/2017, que possibilitaram, incentivaram e alavancaram o crescimento da participação de pequenos produtores de energia no sistema elétrico através da geração de créditos junto à Concessionária ou Permissionária de energia por meio da injeção de potência ativa na rede de distribuição, sistema de compensação chamado *net metering*. O uso da GD, na grande maioria, utiliza fontes renováveis como energia primária, que é fundamental na busca por um desenvolvimento sustentável que visa o uso racional da energia e a conservação dos recursos naturais do meio ambiente. A REN 482/2012 e suas revisões, estabelecem as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição

de energia elétrica e o sistema de compensação, diferenciando micro e mini GD quanto à potência instalada. Tanto uma quanto outra é conceituada como sendo: “central geradora de energia elétrica, que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras” (ANEEL, 2012). Portanto, as fontes de energia renováveis, fomentadas pela REN 482/12, são consideradas tecnologias ecologicamente amigáveis tendo incentivos por parte do governo para sua difusão (PROINFA, 2002).

O tipo de geração em destaque no segmento de GD é a produção de energia através de painéis fotovoltaicos, com uma ampla maioria no número de conexões e até mesmo no quesito de capacidade de geração instalada. A estimativa feita pela ANEEL é que, até 2024, mais de 880 mil consumidores do tipo residencial e comercial irão participar do sistema de compensação, prevendo um potencial de 3,2 GigaWatts de potência instalada de micro e minigeração distribuída no sistema elétrico brasileiro (ANEEL, 2017b). Se for tomado como base a proporção que se tem hoje da potência instalada por tipo de fonte de GD, cerca de 77% do total instalado é de geração solar, e as projeções da ANEEL, em 2024 teremos mais de 2,4 GigaWatts de potência instalada correspondentes à geradores fotovoltaicos. Essas previsões demonstram a tendência de expansão da GD, em especial da geração solar fotovoltaica, que se torna mais atrativa do ponto de vista econômico para o consumidor que terá seu custo com energia reduzido.

Para ser possível a interligação da energia gerada pelo sistema fotovoltaico com a rede da concessionária faz-se necessário um sistema que converta a energia gerada em corrente contínua (CC) pelo painel fotovoltaico, em corrente alternada (CA) que o sistema de distribuição opera ou que a maioria dos equipamentos usa. O dispositivo que é largamente utilizado para fazer essa interface é o inversor solar, equipamento eletrônico capaz de fazer tal conversão. Além de fazer o acoplamento CC-CA, o inversor solar é encarregado de controlar o despacho da energia produzida pelos painéis para a rede ou simplesmente disponibilizá-la para o proprietário de forma que ele possa fazer uso. A tensão CA de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas que serão alimentadas, ou adicionalmente, no caso de sistemas conectados à rede elétrica, a tensão de saída do inversor deve estar sincronizada com a tensão da rede.

É possível ajustar a fase e amplitude da tensão de saída do inversor através do controle do disparo dos dispositivos semicondutores de chaveamento, e dessa forma, gerir o fator de potência (FP) que o inversor opera, de forma semelhante ao que ocorre com os geradores síncronos (Yan e Saha, 2012). As faixas de FP que o inversor fotovoltaico deve ser capaz de

operar de acordo com a potência do equipamento, é definido no Brasil pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) através da ABNT NBR 16149 - Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição, que trata dos requisitos que os inversores solares precisam atender para servirem de interface dos Sistemas Fotovoltaicos com a rede.

Na maioria dos casos, a instalação do sistema fotovoltaico é feita com os parâmetros do inversor relativos ao fator de potência carregados com o padrão de fábrica, o qual não explora o recurso de injeção/ demanda de energia reativa que o equipamento é capaz de fornecer. É possível utilizar os próprios recursos distribuídos para dar maior estabilidade aos sistemas de distribuição e causar menor impacto com a entrada dessas fontes. O suporte à tensão da rede através do gerenciamento da energia reativa que o inversor solar é capaz de fornecer é o foco central dessa dissertação. Será observado o comportamento de um sistema de testes com diferentes modos de operação no que tange o fator de potência e gerenciamento de energia reativa do inversor solar, dentre eles o controle Volt-VAr. Com isto busca-se comparar os cenários propostos a avaliar o que de melhor cada técnica pode ser capaz de trazer.

1.2 JUSTIFICATIVA

Como exposto anteriormente, é crescente a demanda por energia elétrica. O aumento da participação de GD na matriz energética vai ao encontro do crescimento da demanda, logo, a participação cada vez maior da GD tende a atenuar o déficit já existente no setor elétrico brasileiro, aumentando a potência instalada das fontes de geração, além de possibilitar a postergação em investimentos na rede básica por parte do setor público. Em 2014 evidenciamos uma crise no setor energético brasileiro devido à estiagem que aconteceu no centro do país e acarretou numa baixa nos níveis dos reservatórios das hidroelétricas, o que afetou diretamente o consumidor e o desenvolvimento industrial do país. Uma prova disso está no aumento das tarifas de energia de acordo com o uso de recursos na geração, implementada pelas bandeiras tarifárias, que estabelecem diferentes acréscimos no valor do kWh de acordo com as condições desfavoráveis à geração e que é repassado ao consumidor. Diante deste cenário, a GD também figura como uma boa alternativa para os consumidores reduzirem os custos produzindo sua própria energia, sendo a geração através de sistemas fotovoltaicos a mais oportuna devido a facilidade de instalação.

Uma maior presença das GD's incrementa a parcela de energias renováveis na produção nacional, o que é interessante do ponto de vista ambiental. Além disso, teremos uma maior

diversificação nos tipos de fontes na matriz energética, a exemplo da geração fotovoltaica que ainda é pouco explorada no Brasil quando comparada com países como Alemanha, Itália, Espanha, Japão, entre outros.

Embora o crescimento da participação da Geração Distribuída traga vários benefícios, tanto no âmbito de crescimento do setor, econômico e ambiental, a entrada dessas novas fontes em pontos que não estão preparados para recebê-los, pode trazer problemas de operação do sistema. Portanto, faz-se necessário uma análise prévia do comportamento das redes de distribuição para avaliar os impactos técnicos que a inserção dessas fontes pode provocar.

Serve de motivação também, compreender mais a fundo o funcionamento e as consequências da introdução de sistemas fotovoltaicos munidos de inversores conectados à rede que, além de injetar potência ativa, podem fornecer ou absorver reativos, alterando o fator de potência que o sistema opera, os níveis de tensão, o fluxo de potência na rede, as perdas sistêmicas e consequentemente a eficiência desta.

As Resoluções Normativas que regram a entrada da GD no sistema, REN 482/2012, REN 687/2015 e REN 786/2017, e o próprio PRODIST (Procedimentos de Distribuição), não abordam sobre a compensação de reativos injetados pelo pequeno produtor de energia, mas somente no que se refere à compensação de potência ativa, talvez, não havendo os incentivos necessários para que este recurso seja utilizado e retribuído como serviço ancilar. Por outro lado, tanto as normas internacionais quanto as nacionais, a exemplo da ABNT NBR 16149, já exigem que os inversores homologados possuam uma faixa de fator de potência a ser explorada, fazendo, inclusive, com que os fabricantes permitam a modificação de pontos da curva de injeção de potência reativa através do acesso aos parâmetros pertinentes. Estudos, como o que este trabalho propõe, possibilitam que com o melhor aproveitamento desse artifício pelas concessionárias, seja possível economizar recursos com componentes que hoje fazem parte das redes e que são pontos críticos quanto a operação e manutenção, como é o caso dos compensadores síncronos rotativos, mais presentes nas linhas de transmissão, dos dispositivos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*), que começam a ser empregados também na distribuição mas ainda possuem um alto custo de implementação, dos bancos de capacitores ou reatores (*SVC - Static VAR Compensator*) e dos transformadores de comutação de *tap* sob carga (*on-load tap-changing transformers – OLTC*).

Os resultados e conclusões obtidas deste trabalho de dissertação podem servir de motivadores para que a técnica de controle de tensão através do gerenciamento de demanda/despacho de energia reativa, tema central deste trabalho, seja aplicada aos inversores de um sistema de distribuição real modelado e, futuramente, ao próprio sistema existente. Para isto ser

possível, é preciso que algumas mudanças na normatização brasileira, pertinente à Geração Distribuída e aos inversores solares, bem como o modo que essas fontes acessam os sistemas de distribuição, permitindo que os recursos distribuídos possam servir de suporte à tensão e tragam uma maior estabilidade às redes de distribuição. Portanto, é necessário que haja estudos, como o dessa dissertação, para dar embasamento e permitir que a modificação das normas ocorra, trazendo benefícios tanto às concessionárias como para o consumidor e fornecedor de energia elétrica.

1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma metodologia para identificar o potencial de utilização dos inversores solares na oferta de reativos que possam contribuir para o controle de tensão em sistemas de distribuição.

Como objetivos específicos, estão:

- a) Estabelecer um modelo representando um sistema de distribuição, sem unidades geradoras distribuídas, em que as respostas servirão de referência para os demais cenários propostos;
- b) Adicionar geradores fotovoltaicos no modelo de referência e avaliar o desempenho da metodologia em diferentes condições operativas do inversor solar: fator de potência fixo: unitário (padrão de fábrica); 0,9 capacitivo (limite permitido pela norma) e; 0,9 indutivo (limite permitido pela norma); operação do inversor com FP variável através do controle no despacho de reativos em função da tensão no ponto de conexão (controle Volt-VAr);
- c) Observar o número de manobras realizado pelos reguladores de tensão presentes no modelo adotado, ao longo de um dia, em todos os cenários propostos, e avaliar o modo operativo da GD que provoca o menor número de comutações;
- d) Com os reguladores de tensão fora de operação afim de não interferirem na análise, coletar dados de tensão em pontos estratégicos do sistema de testes durante o período de um dia, em todos os cenários propostos, que permitirão avaliar os impactos causados pela entrada de fontes distribuídas com base nos limites de tensão estabelecidos pelas regulamentações vigentes;
- e) A partir da análise feita, determinar os benefícios trazidos por cada cenário.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este capítulo apresentou uma rápida introdução ao assunto que será desenvolvido ao longo desta dissertação, esclarecendo os principais aspectos que motivaram a pesquisa e os objetivos buscados com o desenvolvimento deste trabalho.

O segundo capítulo faz uma revisão dos trabalhos publicados que nortearam esta dissertação, fazendo um comparativo do que se tem publicado no assunto com o que foi desenvolvido por este trabalho.

No capítulo 3 são revisados alguns tópicos que embasaram a elaboração da metodologia, instruíram a aplicação prática e possibilitaram que uma opinião crítica a partir dos resultados obtidos pudesse ser oferecida. Dentre os assuntos abordados, merece destaque o estudo da norma da ABNT, a NBR 16149 que é específica ao assunto desta dissertação.

No quarto capítulo é exposta a metodologia proposta. São detalhados os cenários com diferentes modos operativos de fator de potência, assim como o cenário que será tomado como referência, e as grandezas a serem observadas e avaliadas.

O capítulo 5 descreve os passos adotados para implementação da metodologia através de uma aplicação prática em um sistema de testes do IEEE. Nele são detalhadas as modificações executadas no sistema em estudo para que fosse possível observar as grandezas descritas na metodologia, e também são apresentadas as curvas necessárias para o funcionamento conforme proposto no capítulo 4.

No sexto capítulo são expostas as respostas obtidas do sistema nos diferentes cenários propostos pela metodologia. Através de curvas do comportamento da tensão em diferentes nós do sistema e de gráficos que reportam o número de manobras executadas pelos reguladores de tensão, é possível avaliar os impactos que cada modo de operação proposto causa no sistema em estudo.

No sétimo e último capítulo são apresentadas as principais conclusões retiradas ao longo do desenvolvimento deste trabalho, especialmente durante a fase de análise dos dados, que permitiram a visualização do que ocorre em um alimentador da distribuição quando diferentes modos de operação do fator de potência referidos ao inversor solar são aplicados. Nele são expostos também as principais contribuições que esta dissertação traz, os trabalhos futuros que podem resultar a partir deste, e, por fim, as publicações originadas com base nos estudos realizados durante a produção dessa dissertação.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo são apresentadas as produções existentes que nortearam esta dissertação, traçando um comparativo do que foi abordado na literatura com o que será explanado neste trabalho.

A crescente participação da Geração Distribuída nas redes de distribuição tem representado um grande desafio para os agentes do setor de energia elétrica em manter os parâmetros da rede dentro dos limites estabelecidos nas normas. Para Abdelmottaleb, Gómez e Chaves-Avila (2017), além do desafio, é possível extrair alguns benefícios como a redução de custos operacionais da distribuição através da diminuição de perdas de energia, bem como os custos com serviços auxiliares. Por outro lado, Abdelmottaleb, Gómez e Chaves-Avila (2017) destacam que o alto nível de penetração de GD na distribuição pode trazer também impactos negativos como: fluxo de potência reverso, variação da energia produzida por recursos renováveis, flutuação nos níveis de tensão e congestionamento da rede que acaba por provocar aumento de perdas de energia. Dentre os impactos negativos, é uma preocupação fundamental a flutuação nos níveis de tensão, já que as violações destes são mais comuns que os outros malefícios. A natureza radial das redes, que cobrem longas distâncias, provoca queda de tensão ao longo do alimentador, fazendo assim, com que uma variação nos níveis em um ponto da rede acabe por violar o limite em outro ponto distante que já estava com um valor de tensão próxima ao limiar. Abdelmottaleb, Gómez e Chaves-Avila (2017) afirmam que o método tradicional para resolver as variações de tensão em uma rede de distribuição é o uso de transformadores de comutação de *tap* sob carga (*on-load tap-changing transformers – OLTC*) - os reguladores de tensão - e bancos de capacitores, porém os desafios existentes atualmente nas redes, são difíceis de serem resolvidos através das formas tradicionais de regulação de tensão.

Uma forma mais atual de controlar a tensão da rede de distribuição e mantê-la dentro da faixa adequada, é usar o potencial de geração de energia reativa que algumas fontes de GD são capazes de fornecer. Abdelmottaleb, Gómez e Chaves-Avila (2017) citam as máquinas síncronas, que são facilmente reguladas para fornecer/ receber reativos à/ da rede através do ajuste da excitação da máquina; o controle na demanda através de “cargas inteligentes”, controlando a potência ativa consumida; o controle dos capacitores existentes na rede, que de maneira inteligente fornecem diferentes níveis de potência reativa; e, por último, os inversores da geração fotovoltaica – *PV inverters* – que adotando uma estratégia de controle no despacho ou absorção de energia reativa são capazes de modificar a tensão no ponto de conexão com a

rede. Os autores destacam que este último é uma forma economicamente promissora pois são mais rápidos que as tradicionais, podem variar continuamente tanto a injeção quanto a absorção de reativos e possuem um custo operacional muito baixo. A esse tipo de regulação de tensão é dado o nome de Controle Volt-VAr.

O trabalho de Sunderman, Dugan e Smith (2014) descreve os métodos de controle da saída de potência do inversor em função da tensão no ponto de conexão que o software em código aberto *OpenDSS* é capaz de desenvolver. São abordados o controle Volt-Watt, o controle Volt-VAr e o controle dinâmico de corrente reativa. Dentre os três métodos descritos no trabalho, o que é de maior relevância para o desenvolvimento desta dissertação é o controle Volt-VAr, haja visto que será este o método aplicado para controlar a saída de potência dos inversores solares em função da tensão no ponto de conexão. Os autores destacam que a funcionalidade do controle Volt-VAr é usada com o objetivo de manter a tensão terminal do sistema fotovoltaico dentro dos limites estabelecidos pelas normas ANSI (*American National Standards Institute*), no caso desse trabalho, os limites estabelecidos pelo PRODIST serão levados em consideração.

Sunderman, Dugan e Smith (2014) descrevem que para o controle Volt-VAr, quando os níveis de tensão no ponto de conexão estão abaixo do valor de referência, é fornecido à rede energia reativa, ou seja, a GD opera com FP capacitivo com intuito de elevar os níveis de tensão e deixa-la dentro da faixa adequada. Já quando a tensão da rede estiver com níveis acima do valor de referência, comum em redes com alta penetração de GD, o inversor passa a operar tal qual um indutor, consumindo energia reativa, provocando uma redução nos níveis de tensão da rede, neste caso, o inversor opera com um FP indutivo. Essa regulação ocorre segundo uma curva de tensão, geralmente em p.u., no ponto de conexão, versus a potência reativa (VAr's) disponível no inversor, a curva Volt-VAr. O trabalho de Sunderman, Dugan e Smith (2014) traz um estudo de caso comparando as tensões em um alimentador da distribuição com geração fotovoltaica sem qualquer controle na injeção de reativos com o mesmo sistema onde os inversores utilizam o controle Volt-VAr. Os resultados mostram que para o primeiro cenário, sem controle da injeção de reativos, as tensões em um ponto do alimentador eram bastante elevadas e seguiam a curva da potência ativa injetada pela GD. No cenário em que o controle Volt-VAr é aplicado, a tensão segue a curva da potência ativa injetada pela GD no sistema, porém é percebido uma redução nos valores, ficando mais próximo de 1 p.u., provando a eficácia do método.

O controle Volt-VAr pode ser implementado de forma centralizada, onde o operador da rede, através de telecomandos, define qual fator de potência cada inversor irá trabalhar, baseado

em medições de tensão elétrica feitas ao longo da rede. Também é possível que o controle seja aplicado individualmente a cada inversor conectado à rede, de forma descentralizada, ou seja, o inversor recebe os dados de tensão medidos localmente, no ponto de conexão ou próximo a ele, e auto ajusta o FP de saída buscando, através da injeção/ absorção de reativos, manter a tensão na rede mais constante. O trabalho de Abdelmotteleb, Gómez e Chaves-Avila (2017) avalia o comportamento de um sistema de testes IEEE 34 nós, quando fontes de GD são submetidas ao controle Volt-VAr de maneira centralizada, diferente desse trabalho que usa um sistema de testes IEEE 123 nós com GD's solares fotovoltaicas em que os inversores também fazem uso do controle Volt-VAr, porém de maneira descentralizada. No trabalho de Abdelmotteleb, Gómez e Chaves-Avila (2017) são observados redução de perdas de energia, aumento na capacidade máxima de transferência e carregamento da rede quando a estratégia de controle Volt-VAr é aplicada. Este trabalho buscou analisar uma possível diminuição no número de manobras dos transformadores reguladores de tensão existentes no sistema de testes IEEE 123 nós e uma melhora no perfil de tensão da rede quando aplicado o controle Volt-VAr nos inversores das GD's.

Para Restrepo (2016), uma alternativa para manter os índices de qualidade dentro dos limites previstos pela ANEEL aqui no Brasil, seria aumentar a inteligência da rede através de sistemas de tecnologia da informação (TI) juntamente com uso de Dispositivos Eletrônicos Inteligentes, tais como medidores inteligentes e sensores. Para isso ser possível, se faz necessário uma infraestrutura de comunicação que forneça uma visibilidade abrangente das condições de carga e do estado do sistema de distribuição que possibilite a aplicação de técnicas de otimização e tomada de decisões, aumentando assim a inteligência do sistema. Restrepo (2016) destaca que o controle da tensão através do gerenciamento da potência reativa – controle Volt-VAr – é uma técnica de automação que pode ser empregada na distribuição para ajudar a aumentar a confiabilidade e a eficiência no fornecimento de energia elétrica, melhorando a qualidade do produto e, minimizando assim, os custos de operação e manutenção das concessionárias.

Restrepo (2016) apresentou em seu trabalho uma metodologia de controle Volt-VAr, baseado em Algoritmos Genéticos, para coordenar a mudança de *taps* de transformadores (*OLTC*) na subestação, de reguladores de tensão existentes ao longo do alimentador e de bancos de capacitores. Para validação do algoritmo desenvolvido foi implementado o controle Volt-VAr em um sistema de testes e em uma rede real. Diferente do trabalho de Restrepo (2016), este trabalho aplicou o algoritmo de controle Volt-VAr já desenvolvido pelo software de modelagem utilizado, somente nos inversores da GD que foram inseridos no sistema de testes

IEEE 123 nós, os reguladores de tensão e bancos de capacitores foram removidos de alguns cenários avaliados. Os resultados apresentados pelo trabalho de Restrepo (2016) mostram que houve uma significativa melhora nos níveis de tensão ao longo do alimentador quando utilizado o algoritmo de controle Volt-VAr proposto pelo trabalho. Sem uma estratégia de controle de tensão, alguns nós apresentavam valores próximos ao limite de tensão precária, já com a implementação do controle Volt-VAr as tensões nesses nós ficaram com valores bem próximos à tensão de referência. As perdas técnicas totais foram diminuídas quase que pela metade com o uso do controle Volt-VAr.

Assim como Abdeltoteb, Gómez e Chaves-Avila (2017), Zhang *et al.* (2014) também acreditam que os dispositivos convencionais de controle de tensão usados na distribuição não são suficientes para resolver os atuais problemas de variação de tensão provocados pela entrada de GD na rede. Os métodos tradicionais respondem muito lentamente às variações rápidas, típicas de sistemas com alto nível de penetração de geração fotovoltaica. O trabalho de Zhang *et al.* (2014) avalia os impactos causados em um sistema de testes IEEE 34 nós, onde a potência dos geradores fotovoltaicos instalados chega a 70% da potência total atingida pelas cargas. Para o estudo de caso foi utilizado a ferramenta de simulação no domínio do tempo *PSCAD*, diferente deste trabalho que usa um sistema de testes IEEE 123 nós, com um percentual menor de geração distribuída e utiliza o software de simulação *DSSim*.

Zhang *et al.* (2014) puderam perceber que sem GD, a tensão em um determinado nó terminal ficava próxima ao limite inferior na maioria do tempo observado. No cenário com alto nível de penetração de geração fotovoltaica, a tensão no nó analisado teve um aumento significativo, ficando próximo ao limite superior no período de maior radiação solar, como era de se esperar. Porém, esse crescimento na tensão provocou a inversão do fluxo de potência, acarretando em um aumento do número de manobras que o regulador de tensão próximo ao ponto em análise necessitou realizar. Como os próprios autores destacam, um aumento do número de manobra dos reguladores de tensão provoca mais gastos com manutenção e diminuem o ciclo de vida do equipamento.

O trabalho de Zhang *et al.* (2014) traz também um cenário que simula o sombreamento por nuvens dos painéis solares, diminuindo a radiação solar de 1000 W/m² para 70 W/m² durante um período de 20 segundos. No sombreamento, a tensão, no mesmo nó analisado anteriormente, alcançou valores abaixo de 0,9 p.u.. Com intuito de reduzir a variação de tensão provocada pela geração fotovoltaica, um terceiro cenário é avaliado, onde dispositivos eletrônicos de potência são usados para suprir potência reativa à rede, são os chamados DVC's – *Dynamic VAr Compensator*. Um dispositivo DVC foi instalado no nó com tensões críticas e

os bancos de capacitores foram removidos do sistema. Com isto, a tensão neste nó ficou em torno de 1 p.u., não ocorrendo nenhuma violação dos limites, e, além disso, o número de manobras que os reguladores de tensão tiveram que executar foi reduzido durante todo período analisado. Por fim, um quarto cenário foi elaborado onde os reguladores de tensão foram substituídos por dispositivos DVC's. Os resultados mostram que as tensões ao longo do alimentador se mantiveram dentro dos limites satisfatórios mesmo quando a simulação de sombreamento é aplicada, até mesmo para o nó com tensões críticas. Diferentemente do trabalho de Zhang *et al.* (2014), que fez uso de DVC's, este trabalho usa os próprios inversores solares da GD para suprir energia reativa ao sistema e manter a tensão mais estável, mesmo com a penetração da geração fotovoltaica.

Seuss *et al.* (2015) afirmam que o aumento da geração fotovoltaica passou a afetar a confiabilidade na distribuição e que as concessionárias passaram a enxergar este tipo de geração como causadores de violações dos níveis de tensão, tanto em regime permanente como em transitórios. Por consequência, o limite de geração fotovoltaica instalada em uma rede de distribuição está associado às violações de parâmetros operacionais que esta rede sofre. Os limites de tensão são os primeiros parâmetros violados devido à inserção da geração fotovoltaica, no entanto são os mais fáceis de solucionar já que pode ser usado os recursos de controle da energia reativa dos próprios inversores solares, já instalados na rede, para mitigar os efeitos provocados pela entrada dessas fontes no sistema. Portanto, o uso de uma estratégia na injeção de reativos para controle da tensão pode aumentar a capacidade de uma rede em aceitar uma maior participação de geração fotovoltaica. O trabalho de Seuss *et al.* (2015) estuda a aplicação dos inversores fotovoltaicos no suporte de tensão e o impacto que isto causa na capacidade de uma rede em hospedar a geração distribuída.

Para o estudo de caso, Seuss *et al.* (2015) utilizaram vários sistemas de teste com diferentes características, simulados no *OpenDSS* trabalhando em conjunto com o *MATLAB*. Nestes sistemas é instalado apenas uma unidade geradora fotovoltaica trifásica capaz de fornecer/ absorver reativos com base na tensão no ponto de conexão, diferentemente do presente trabalho que possui várias unidades de menor capacidade, algumas monofásicas e outras trifásicas, distribuídas aleatoriamente ao longo do alimentador, mas que também implementam um controle Volt-VAr. Os resultados apresentados no trabalho de Seuss *et al.* (2015) mostram que com adoção da estratégia de controle de reativos em função da tensão, a capacidade de um alimentador em receber geração distribuída é aumentada quando comparada com o cenário onde não há um gerenciamento de reativos. Em alguns sistemas mais que dobrou a capacidade de hospedagem à geração fotovoltaica. Pontos do alimentador que sem o controle não estavam

aptos a receber GD passaram a ser, além disso, alguns pontos aumentaram a capacidade de receber geração fotovoltaica de maior porte.

Safayet, Fajri e Husain (2017) afirmam que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são o tipo de energia renovável que mais cresce e sua implementação pode reduzir perdas tanto ao nível de distribuição como na transmissão. No entanto, a presença dessas fontes apresenta alguns desafios de confiabilidade como regulação de tensão e proteção contra falhas. Também para estes autores, a capacidade de instalação de sistemas fotovoltaicos na distribuição está limitada ao aumento nos níveis de tensão que a GD irá provocar, existindo a possibilidade de fluxo de energia reverso e sobretensão no alimentador durante os períodos de alta geração e baixa demanda. Desse modo, a possibilidade de regulação de tensão torna-se um recurso essencial nas fontes de GD. Assim como outros autores citados anteriormente, Safayet, Fajri e Husain (2017) acreditam que os dispositivos tradicionais de regulação de tensão existentes hoje nas redes de distribuição, não são suficientemente rápidos para corrigir os desvios transitórios que a presença de fontes de geração fotovoltaica pode ocasionar, por exemplo, pela passagem de nuvens sobre os painéis.

Safayet, Fajri e Husain (2017) destacam que o inversor eletrônico de potência, associado à uma GD, pode facilmente fornecer energia ativa (P) e reativa (Q) à rede, permitindo que seja usado um controle Volt-VAr para regular a tensão. Segundo os autores, tipicamente, o inversor demora alguns milissegundos para reagir a um desvio na tensão, enquanto um transformador de comutação de *tap* sob carga (OLTC) leva alguns segundos para ter a mesma reação. Assim como esse trabalho, Safayet, Fajri e Husain (2017) aplicam um controle Volt-VAr aos inversores de GD operando com um limite de FP de 0,9, porém usam um sistema teste monofásico com 10 cargas e 10 geradores fotovoltaicos com as impedâncias de linha baseados no sistema de testes IEEE 13 nós, diferente deste trabalho que usou um sistema de testes IEEE 123 nós trifásico onde nem todos os nós que possuem cargas instaladas tem GD. Em conjunto com o controle Volt-VAr, os autores utilizam o que chamam de método $\cos \varphi (P)$, onde o fator de potência de saída do inversor é variado conforme a potência ativa de saída, algo semelhante ao que a norma brasileira ABNT NBR 16149 sugere no controle do FP, ilustrado pela Figura 3 no item 3.1 a seguir.

A metodologia proposta por Safayet, Fajri e Husain (2017) consiste em utilizar o método $\cos \varphi (P)$ em todos os inversores do sistema até que a capacidade máxima de fornecimento de energia seja atingida pelo primeiro inversor. A partir deste momento o inversor saturado não tem mais capacidade de fornecer reativos para regulação da tensão, então um sistema central de gerenciamento de energia reativa dispara a ordem, através de uma rede de comunicação, para

que os inversores próximos ao ponto crítico de tensão passem a operar no modo Volt-VAr, dando assim suporte de reativos com o objetivo de estabilizar a tensão e retornar à faixa normal. Os resultados das simulações mostram que o método proposto é eficaz. É simulado um período de alta penetração de energia pela GD, onde um dos inversores, no final da rede, atinge a máxima potência de saída e, conseqüentemente, o FP limite. Utilizando a estratégia de gerenciamento da energia reativa, onde os inversores próximos dão suporte ao inversor que atingiu o limite operacional, é conseguido reduzir a componente da corrente reativa do inversor sobrecarregado através de uma maior contribuição dessa componente pelos inversores próximos que não estão operando na capacidade máxima. Com isso é conseguido manter a tensão abaixo do limite máximo permitido que, sem o gerenciamento, tinha sido extrapolado.

O trabalho de Safayet, Fajri e Husain (2017) ainda traz um experimento prático para validar o método em uma pequena rede de distribuição radial. O sistema é constituído de três cargas puramente resistivas e três inversores solares a elas conectados, além de resistores e indutores para compor as impedâncias das linhas que ligam as cargas à fonte de corrente alternada. No primeiro experimento os inversores operam somente no modo $\cos \varphi (P)$ e uma alta produção de energia em uma GD considerada crítica, com uma baixa demanda das cargas é simulado. A tensão próxima a essa GD ultrapassa o valor limite permitido por norma. Em um segundo experimento os inversores operam sob o controle do sistema que gerencia a injeção de reativos fazendo com que os inversores próximos ao ponto crítico operem em um FP menor e, com isso, as tensões se mantiveram dentro da faixa permitida. Portanto, os resultados experimentais se aproximam dos resultados obtidos nas simulações, comprovando a eficácia do método. Diferentemente do trabalho de Safayet, Fajri e Husain (2017), este trabalho não aplica os dois métodos de injeção/ absorção de reativos simultaneamente. Neste trabalho os diferentes modos de controle de reativos são estudados separadamente em cenários distintos, trazendo ainda a análise em que os inversores presentes no sistema operam sob FP constante no limite estabelecido pela norma ABNT NBR 16149 e com FP constante unitário.

No trabalho de Singh e Singh (2018), o potencial de fornecimento/ absorção de energia reativa por parte do inversor solar foi utilizado para redução da tensão com objetivo de diminuir o consumo de energia em uma *smart grid*. Foi aplicado a técnica *CVR – conservation of voltage reduction* – a qual consiste em reduzir a tensão da rede a fim de promover uma redução na demanda de potência e, conseqüentemente, no consumo de energia. Com o inversor solar operando no modo indutivo, juntamente com dispositivos *OLTC*, consegue-se reduzir a tensão da rede, normalmente de 2% a 6%, de modo que o controle Volt-VAr não deixe que os limites inferiores de tensão previstos em norma sejam atingidos. Foram elaborados três cenários de

maneira a poder compará-los: sistema de testes operando com as tensões normais e o controle Volt-VAr aplicados à GD; sistema de testes operando no modo *CVR* sem fazer uso do controle Volt-VAr na GD; e sistema de testes operando no modo *CVR* com suporte de controle de tensão através de controle Volt-VAr na GD.

Para o estudo de caso, Singh e Singh (2018) utilizaram a modelagem de um sistema de testes IEEE 123 nós com algumas modificações aplicadas ao software *OpenDSS*. Para a comunicação e controle da rede *smart grid* o software *MATLAB* interligado com *OpenDSS* foi utilizado. Foram ainda, estudados dois casos para cada um dos três cenários. Para o primeiro caso os autores buscam avaliar a redução na demanda durante um período de tempo que a potência ativa ultrapassa 95% da demanda máxima de potência, chamado de pico de demanda. Este período compreende aproximadamente 5 horas, desde as 14:15h até as 19:00h. Comparando o segundo cenário com o primeiro, foi possível perceber que a demanda de energia no período analisado foi reduzida devido a técnica *CVR* aplicada, e que quanto menor a tensão menos energia foi demandada. Em contrapartida, as perdas percentuais do sistema aumentaram quando houve redução na tensão de operação do sistema. Para os valores de tensão mais baixos simulados, os limites mínimos foram violados, o que não ocorre no primeiro cenário. Já no terceiro cenário, onde a técnica *CVR* é aplicada em conjunto com o controle Volt-VAr, conseguiu-se uma redução na demanda de energia assim como nas perdas, mantendo os valores de tensão dentro dos limites estabelecidos na norma *ANSI*, mostrando uma significativa melhora no perfil de tensão. Já no segundo caso os autores buscam avaliar a redução no consumo de energia ao longo de um dia inteiro através da aplicação da técnica *CVR*, utilizando a mesma curva de carga e mesmo sistema do primeiro caso. Os resultados das simulações mostram que, da mesma forma que no primeiro caso, houve uma economia de energia do segundo cenário comparado com o primeiro, mas as perdas são aumentadas e a tensão também viola os limites mínimos. Para o terceiro cenário os resultados são mais significativos, obtendo uma economia de energia, devido a utilização de *CVR*, juntamente com a redução das perdas e sem violar os limites de tensão devido o controle Volt-VAr.

Como dito anteriormente, este trabalho também utiliza um sistema de testes IEEE 123 nós e faz uso do controle Volt-VAr, além de outros métodos de operação, no inversor da GD, porém não aplica a técnica *CVR* e utiliza outro software para modelagem do sistema. Este trabalho insere de maneira aleatória várias fontes de GD no sistema de testes, diferente do trabalho de Singh e Singh (2018) que conecta apenas uma GD de maior porte no sistema em um ponto selecionado em que os níveis de tensão eram mais críticos.

Canha, Pereira e Antunes (2017) observam que com altos níveis de integração de recursos energéticos distribuídos, a energia pode apresentar um fluxo de sentido diferente do que é encontrado em sistemas de distribuição convencionais, do qual a energia flui da subestação para os consumidores. Também destacam que é responsabilidade da concessionária de energia manter a tensão dentro da faixa de serviço. Em casos onde a técnica CVR é empregada, uma faixa mais rígida é utilizada, a qual pode ser alcançada com estratégias de regulação de tensão, tal como o controle Volt-VAr centralizado. Os autores fazem uso da metodologia de controle de tensão hierárquica adaptativa (*Adaptive Hierarchical Voltage Control – AHVC*) que consiste em dois sistemas de controle atuando de maneira conjunta, um centralizado e outro local. O controle local é aplicado diretamente a cada regulador de tensão, enquanto o controle centralizado um algoritmo define a hierarquia de cada equipamento presente no alimentador. O estudo do comportamento da metodologia desenvolvida foi realizado em um sistema composto por dois alimentadores baseados no sistema de testes do IEEE, idênticos, de 34 nós, mostrando uma redução no tempo de transgressão da tensão quando o método AHVC é aplicado aos reguladores.

Mello, Pfitscher e Bernardon (2017) destacam que o controle Volt-VAr serve de suporte às *smart grids*, sendo um recurso possível de ser adicionado aos dispositivos eletrônicos de potência presentes nas redes, com destaque para os inversores da geração distribuída que podem processar a potência ativa e reativa injetadas no ponto de conexão. O trabalho propõe a aplicação centralizada de um algoritmo de controle Volt-VAr através de um sistema *SCADA* (*supervisory control and data acquisition*), em um sistema de testes IEEE 34 nós modificado. O controle é aplicado em vários dispositivos de regulação de tensão do sistema, como os tradicionais reguladores de tensão e banco de capacitores, e também em dispositivos baseados em eletrônica de potência como *D-STATCOM* (compensador síncrono estático de ação rápida – *Fast Acting Static Synchronous Compensator*), transformadores da distribuição com comutação eletrônica e nos inversores da GD conectados à rede. Os autores destacam que para o uso do controle Volt-VAr coordenado, é necessário que haja uma rede de comunicação robusta e altamente confiável, que permita uma comunicação de alta velocidade e maior largura de banda, para troca de dados entre os dispositivos do sistema. Da mesma forma que no trabalho de Singh e Singh (2018), estes autores utilizaram os softwares *OpenDSS* para rodar o fluxo de potência em conjunto com o *MATLAB* para fazer a rede de comunicação possibilitando o controle Volt-VAr centralizado. A faixa de tensão considerada adequada que foi estabelecida é de 0,93 p.u. a 1,05 p.u..

Assim como este trabalho, Mello, Pfitscher e Bernardon (2017) utilizaram a capacidade máxima do inversor em fornecer reativos que é estabelecido pela norma brasileira ABNT NBR 16149, de 0,9 capacitivo a 0,9 indutivo para o FP, porém neste trabalho são usados apenas os inversores solares como dispositivos presentes na rede que são capazes de fornecer reativos, diferente do trabalho de Mello, Pfitscher e Bernardon (2017) que além da GD, possuem bancos de capacitores e *STATCOM* presentes no sistema. Os resultados mostram uma significativa melhora quando o controle Volt-VAr coordenado é aplicado, não ocorrendo violação dos limites de tensão estabelecidos, mesmo quando a carga do sistema atingia seu valor máximo, o que não ocorria sem a aplicação do controle. Também foi reduzido o número de manobras que os equipamentos de comutação tiveram que realizar, além de tornar mais uniforme a ação dos dispositivos de controle não sobrecarregando os equipamentos, devido a estratégia adotada.

Bellinaso (2017) destaca que a norma brasileira ABNT NBR 16149 determina que os inversores fotovoltaicos conectados à rede (*grid-tie*) devem apresentar uma curva de FP indutivo em função da potência de saída, com o objetivo de não elevar a tensão da rede na medida em que a potência ativa é injetada. Tal processo, segundo o autor, é necessário para que não ocorra uma elevação local dos níveis de tensão, o que provocaria a desconexão concomitante dos inversores já que a norma prevê que acima de 10% da tensão de referência o inversor deve se desconectar da rede, e provocaria instabilidade no sistema elétrico. Bellinaso (2017) afirma que utilização dos inversores conectados à rede para regulação de tensão através da injeção de potência reativa, operando como *STATCOM*, poderia ser útil em redes com impedância elevada, tais como as redes rurais. No entanto, o autor observa que, embora seja estudada na literatura, esta função do inversor é atualmente proibida aqui no Brasil segundo a ABNT NBR 16149. A compensação de harmônicos de tensão da rede seria outra função que os inversores poderiam desempenhar, operando como filtro ativo em paralelo, para melhorar a qualidade da tensão e manter a distorção harmônica dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST, porém a norma brasileira vigente também não contempla essa possibilidade.

O trabalho de Bellinaso (2017) propõe um algoritmo para definir o preço da energia ativa produzida pelo sistema fotovoltaico baseado na tensão do barramento c.c. do inversor solar. Quanto maior for a tensão no barramento, significa que maior é a oferta de energia solar naquele instante e, portanto, menor o preço do kWh, e vice-versa. Diferente do trabalho de Bellinaso (2017), este trabalho não avalia os custos de energia ofertada no sistema, mas sim questões técnicas operacionais ocasionadas pela entrada de fontes de geração distribuída no sistema e os recursos disponíveis nos inversores solares para mitigar as perturbações provocadas pela entrada dessas fontes através do controle Volt-VAr. Embora, como destacado

por Bellinaso (2017), o uso do inversor solar para controle de tensão, tal qual um *STATCOM*, ainda não seja regulamentado pelas normas brasileiras vigentes, este é um importante recurso existente nos inversores em operação, já explorado em outros países, mas ainda em fase de estudos aqui no Brasil.

Este capítulo apresentou uma revisão da literatura pertinente ao assunto tratado nesta dissertação, com trabalhos publicados em periódicos de revistas do meio da engenharia elétrica, de conferências internacionais, de teses e dissertações relacionados ao assunto abordado.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo é trazido uma revisão das normatizações que servirão de base para o desenvolvimento da metodologia, dentre elas a ABNT NBR 16149, fundamental para o desenvolvimento dessa dissertação.

3.1 PRINCIPAIS NORMAS APLICADAS AOS INVERSORES CONECTADOS À REDE NO BRASIL

O conjunto de documentos responsáveis por normatizar e padronizar as atividades técnicas para garantir o bom funcionamento e desempenho do sistema de distribuição são os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. São elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de entidades relacionadas ao setor elétrico nacional (ANEEL, 2016). O PRODIST é composto por 11 módulos sendo o Módulo 3 o encarregado de tratar sobre o Acesso ao Sistema de Distribuição, mais especificamente, na Seção 3.7 é descrito os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica ao sistema de distribuição. No item 4.3.1 desta seção é tratado de sistemas que fazem uso de inversor para se conectar à rede (ANEEL, 2017c), como segue:

Para o caso de sistemas que se conectam à rede por meio de inversores, o acessante deve apresentar certificados atestando que os inversores foram ensaiados e aprovados conforme normas técnicas brasileiras ou normas internacionais, ou o número de registro da concessão do Inmetro para o modelo e a tensão nominal de conexão constantes na solicitação de acesso, de forma a atender aos requisitos de segurança e qualidade estabelecidos nesta seção.

Aos 14 dias do mês de janeiro de 2016 o Inmetro publicou a Portaria n.º 17 estendendo o prazo, inicialmente datado de 01 de fevereiro de 2015 pela Portaria 357/2014, para que os inversores devam ser fabricados ou importados somente se estiverem em conformidade com as exigências aprovadas pela Portaria n.º 004/2011 - Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica, conforme segue:

Art. 8º Determinar que a partir de 1º de março de 2016, os inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, contemplados na parte 2, do ANEXO III, deverão ser fabricados e importados somente em conformidade com os requisitos da Portaria Inmetro n.º 004/2011 e devidamente registrados no Inmetro.

Ou seja, a partir de 1º de março de 2016 os inversores *on-grid* comercializados e instalados no Brasil, devem seguir os requisitos trazidos pela Portaria nº 004/2011. A determinação de prazos mais longos para entrar em vigor os requisitos foi devido às dificuldades encontradas no acesso aos serviços de laboratórios creditados pelo Inmetro para certificação dos inversores solares que parte dos fornecedores de produtos para geração de energia fotovoltaica enfrentaram. Diante da manifestação da ANEEL ao Inmetro solicitando a prorrogação dos prazos para o início da exigência de registro para os inversores, foi concedido uma data posterior para os requisitos contidos na Portaria 004/2011 entrar em vigor (INMETRO, 2016).

A parte 2 do ANEXO III da Portaria nº 004/2011 traz os mínimos requerimentos a serem exigidos para ensaios dos inversores solares *on-grid*, os quais são mostrados na Tabela 1:

Tabela 1 – Métodos de ensaio dos requerimentos mínimos exigidos para o inversor solar.

<i>Ensaio através de</i>	<i>Requisitos mínimos requeridos</i>
<i>ABNT NBR 16149</i> <i>e</i> <i>ABNT NBR 16150</i>	Cintilação
	Injeção de componente contínua
	Harmônicos e distorção de forma de onda
	Fator de potência
	Injeção/demanda de potência reativa
	Sobre/sub tensão
	Sobre/sub frequência
	Controle da potência ativa em sobrefrequência
	Reconexão
	Religamento automático fora de fase
	Modulação de potência ativa
	Modulação de potência reativa
	Desconexão do sistema fotovoltaico da rede
	Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede
<i>Instrumentos de medida</i>	Proteção contra inversão de polaridade
	Sobrecarga
<i>ABNT NBR IEC 62116</i>	Anti-ilhamento

Fonte: Inmetro, Portaria nº004/ 2011.

Para execução dos ensaios de sobrecarga e de proteção contra inversão de polaridade são necessários os seguintes instrumentos de medida: Voltímetro; Amperímetro; Osciloscópio; Analisador de Energia e Termômetro. As especificações destes instrumentos são descritas no

próprio ANEXO III da Portaria 004/2011. Portanto para obter a aprovação do Inmetro os inversores devem estar em conformidade com as NBRs citadas na Tabela 1, dentre elas, a que é mais relevante para o desenvolvimento desse trabalho é a ABNT NBR 16149 que será tratada a seguir.

3.1.1 ABNT NBR 16149: Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição

Elaborada no Comitê Brasileiro de Eletricidade pela Comissão de Estudo de Sistemas de Conversão Fotovoltaicas de Energia Solar, a ABNT NBR 16149 entrou em vigor em 01 de março de 2014, um ano após sua publicação, trata dos requisitos que os inversores solares precisam atender para servirem de interface dos Sistemas Fotovoltaicos com a rede. Com embasamento em normas internacionais da *International Electrotechnical Commission – IEC* – listadas abaixo, a norma brasileira foi elaborada:

- IEC 60364-7-712, *Electrical installation of buildings – Part 7-712: Requirements for special installation or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems*;
- IEC 61000-3-3, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-3: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuation and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current $\leq 16 A$ per phase and not subject to conditional connection*;
- IEC 61000-3-11, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-11: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuation and flicker in public low-voltage supply systems – Equipment with rated current $\leq 75 A$ and subject to conditional connection*;
- IEC/TS 61000-3-5, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-5: Limits – Limitation of voltage fluctuation and flicker in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 75 A*.

Os três primeiros itens da norma são: Escopo, Referências Normativas e Termos e Definições. O item quatro é o de maior relevância para desenvolvimento deste trabalho, trata da Compatibilidade com a Rede. É trazido a informação de que o desvio de valores de tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência regidos por normas e práticas, caracteriza uma condição anormal de operação, neste caso, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de identificar tal inconformidade e cessar o fornecimento de energia à rede. Os valores

nominais de tensão e frequência devem estar em conformidade com os apresentados nas seções pertinentes do PRODIST.

3.1.1.1 Tensão

Na maioria das vezes os sistemas fotovoltaicos on-grid não regulam a tensão, mas sim a corrente injetada na rede (ABNT, 16149). Uma condição anormal de operação nos níveis de tensão pode ser ocasionada por fatores externos ao sistema fotovoltaico, mesmo assim este deve ser capaz de identificar e desconectar a geração distribuída da rede. O tempo máximo de desligamento do sistema fotovoltaico (cessar fornecimento de energia à rede) em função da tensão no ponto de conexão, em p.u., estão na Tabela 2. Mesmo com o sistema fotovoltaico desligado, deve ser mantida a conexão com a rede afim de monitorar os parâmetros e voltar a fornecer energia quando as condições normais da rede estiverem reestabelecidas.

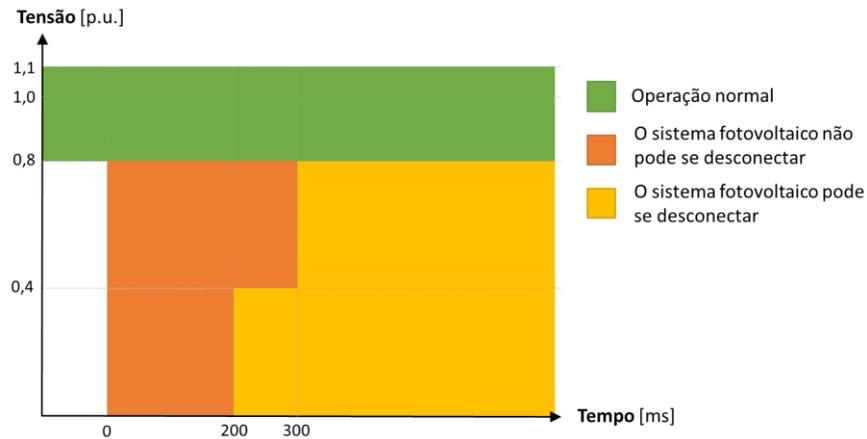
Tabela 2 - Tempo de resposta do sistema fotovoltaico em função da variação de tensão.

<i>Tensão no ponto de conexão</i>	<i>Tempo máximo de desligamento</i>
$V < 0,8$ p.u.	0,4 segundo
$0,8 \text{ p.u.} \leq V \leq 1,1 \text{ p.u.}$	Regime normal de operação
$V > 1,1$ p.u.	0,2 segundo

Fonte: Adaptada de ABNT NBR 16149.

A existência de um tempo de atraso entre o momento da detecção da anomalia até cessar o fornecimento de energia à rede se faz necessário para que distúrbios de curta duração na tensão da rede não acarretem em um desligamento prematuro do sistema fotovoltaico, ocasionando excessivas e desnecessárias desconexões. Ainda com objetivo de evitar desconexão indevida, em casos de afundamento de tensão os sistemas fotovoltaicos com potência nominal igual ou maior a 6 kW devem satisfazer os requisitos apresentados na Figura 1.

Figura 1- Requisitos de suportabilidade a subtensões devido a faltas na rede (*FRT – fault ride through*).



Fonte: Adaptada de ABNT NBR 16149.

3.1.1.2 Cintilação

A ABNT NBR 16149 diz que os sistemas fotovoltaicos não podem provocar cintilação acima do que fica estabelecido na IEC 61000-3-3, IEC 61000-3-3 e IEC/TS 61000-3-5.

3.1.1.3 Frequência

O sistema fotovoltaico deve operar em sincronismo com a rede elétrica e dentro dos limites de variação de frequência apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Resposta do Sistema Fotovoltaico em função da frequência da rede.

Frequência no ponto de conexão	Resposta do Sistema Fotovoltaico
$57,5 \text{ Hz} \leq f \leq 62,0 \text{ Hz}$	Parar de fornecer energia ao sistema em até 0,2 s
$60,5 \leq f \leq 62,0 \text{ Hz}$	Reduzir a Potência injetada de acordo com a Equação 1

Fonte: ABNT NBR 16149.

Quando ocorrer uma parada de fornecimento por frequência inferior a 57,5 Hz ou superior a 62,0 Hz o sistema só deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar à 59,9 Hz ou 60,1 Hz, respectivamente.

$$\Delta P = [f_{rede} - (f_{nom} + 0,5)] \times R \quad (1)$$

Onde:

ΔP : é a variação da potência ativa injetada, expressa em porcentagem, em relação à potência ativa injetada no momento em que a frequência excede 60,5 Hz (P_M);

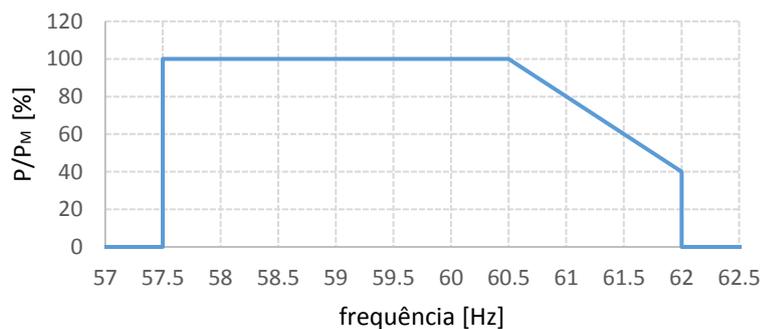
f_{rede} : é a frequência da rede;

f_{nom} : é a frequência nominal da rede;

R : é a taxa de redução desejada da potência ativa injetada, expressa em porcentagem por Hertz, ajustada em -40 %/Hz. A resolução da medição de frequência deve ser $\leq 0,01$ Hz.

Se a frequência da rede diminuir depois de ativado o processo de redução de potência, o sistema fotovoltaico deve manter a potência ativa no menor valor atingido durante o processo. O sistema fotovoltaico pode aumentar a potência ativa injetada somente quando a frequência da rede retornar para uma faixa entre 59,95 Hz e 60,05 Hz e permanecer por pelo menos 5 minutos neste intervalo, faixa mais restrita que a estabelecida no PRODIST, de 59,90 Hz a 60,10 Hz, para as condições normais de operação (ANEEL, 2018b). A Figura 2 descreve o comportamento do sistema de injeção de potência ativa na rede em função da frequência na rede.

Figura 2 - Curva de operação de sistemas fotovoltaicos em função da frequência da rede.



Fonte: Adaptada de ABNT NBR 16149.

3.1.1.4 Distorção harmônica

Deve ser inferior a 5% da corrente fundamental quando o inversor opera na potência nominal. Cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Limite de distorção harmônica de corrente.

<i>Harmônicas ímpares</i>	<i>Limite de distorção</i>
Ímpares da 3 ^a a 9 ^a	< 4,0 %
Ímpares da 11 ^a a 15 ^a	< 2,0 %
Ímpares da 17 ^a a 21 ^a	< 1,5 %
Ímpares da 23 ^a a 33 ^a	< 0,6 %
Pares da 2 ^a a 8 ^a	< 1,0 %
Pares da 10 ^a a 32 ^a	< 0,5 %

Fonte: Adaptada de ABNT NBR 16149.

3.1.1.5 Fator de potência e injeção/ demanda de potência reativa

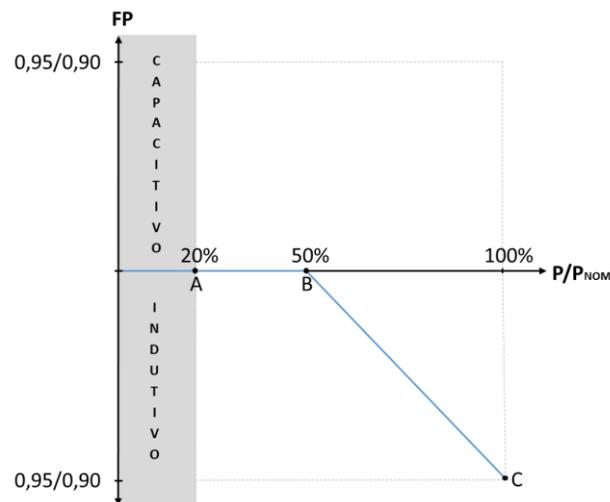
As faixas de fator de potência (FP) que o inversor deve operar de acordo com a potência nominal do equipamento é tratada no subitem 4.7 da ABNT NBR 16149. O sistema fotovoltaico só pode injetar/ absorver reativos quando a potência ativa enviada a rede for superior a 20% da potência nominal do inversor, abaixo disso, o inversor deve operar com FP unitário. Quando houver mudança na potência ativa injetada, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída para corresponder ao FP pré-ajustado em, no máximo, 10 segundos. O inversor deve sair ajustado de fábrica com FP unitário para qualquer faixa de potência, havendo uma tolerância de trabalho na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. A norma divide os sistemas fotovoltaicos em três faixas de potência nominal: menor ou igual a 3 quilo Watts; maior que 3 quilo Watts e menor ou igual a 6 quilo Watts; e maior que 6 quilos Watts.

Para inversores com potência nominal menor ou igual a 3 kW não há faixa de ajuste de FP a ser explorada, apenas a tolerância de trabalho. Já para inversores com potência nominal superior a 3 kW é possível a injeção/ absorção de reativos sendo que para os sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW, o inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar com FP dentro da faixa de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo de acordo com a curva da Figura 3.

A ABNT NBR 16149 deixa estabelecido que o operador da rede pode fornecer uma curva diferente através do deslocamento dos pontos A, B e C na Figura 3. No entanto, a norma permite que a curva da Figura 3 seja habilitada apenas quando a tensão da rede ultrapassar uma tensão de ativação, que pode ser ajustada entre 1,00 p.u. e 1,10 p.u., com padrão de fábrica ajustado em 1,04 p.u., e desabilitada quando a tensão da rede retroceder para um valor abaixo

da tensão de desativação, o qual pode ser ajustado de 1,00 p.u. a 0,90 p.u. com padrão de fábrica em 1,00 p.u..

Figura 3 - Curva do FP em função da potência ativa da saída do inversor com potência nominal maior que 3 kW.

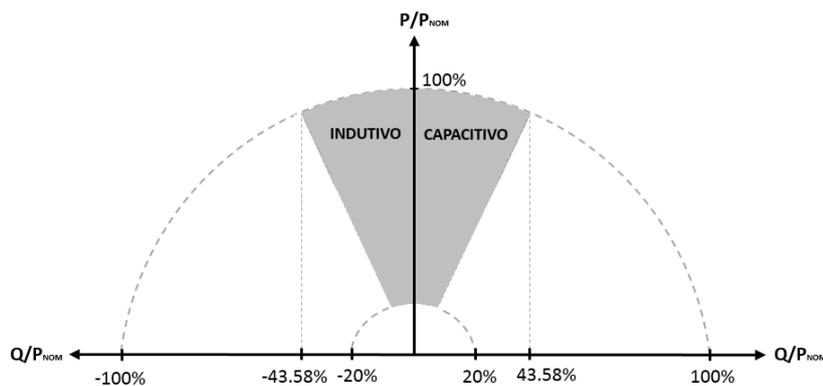


Fonte: Adaptada de ABNT NBR 16149.

Para os sistemas fotovoltaicos com potência nominal acima de 6 kW o inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar sob duas condições:

- De acordo com a Figura 3, porém com uma maior faixa de FP, de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo;
- Controle da potência reativa (VAr), conforme Figura 4.

Figura 4 - Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal maior que 6 kW.



Fonte: Adaptada de ABNT NBR 16149.

Os ajustes do controle do FP e injeção/ absorção ou demanda de potência reativa, devem ser definidos individualmente pelo operador da rede de acordo com as condições em que ela se encontra. Portanto, embora a curva que a norma traz ilustre um cenário de injeção de potência reativa indutiva – Figura 3, reduzindo o FP à medida que a potência ativa de saída se aproxima da potência nominal do inversor, afim de evitar uma elevação na tensão próximo ao ponto de conexão e, conseqüentemente, na rede, é possível que o sistema fotovoltaico opere sob FP capacitivo com o objetivo de elevar a tensão em pontos onde está muito próxima ou abaixo do limite inferior estabelecido no módulo 8 do PRODIST.

Segundo a ABNT NBR 16149, além dos parâmetros citados anteriormente, o sistema fotovoltaico deve ter proteção contra injeção de componente de corrente contínua (c.c.) na rede elétrica, devendo interromper o fornecimento de energia à rede em 1 segundo se a corrente c.c. for superior a 0,5% da corrente nominal do inversor. Os dispositivos dotados de transformador com separação galvânica em 60 Hz estão livres de proteções adicionais para atender esse critério.

No que diz respeito à proteção contra ilhamento, a norma informa que o sistema fotovoltaico deve deixar de fornecer energia à rede em até 2 segundos após a perda da rede (ilhamento), e os procedimentos de ensaio de anti-ilhamento devem ser conforme a ABNT NBR IEC 62116. Já o sistema de aterramento, proteção contra curto-circuito e isolamento e seccionamento, devem estar em conformidade com a IEC 60364-7-712.

Após ocorrer uma parada de fornecimento devido a uma condição anormal da rede, o sistema fotovoltaico só pode retornar a injetar energia na rede depois de transcorridos de 20 a 300 segundos, conforme condição da rede, que as condições normais forem reestabelecidas. O sistema deve ser capaz de suportar religamento automático mesmo que esteja fora de fase.

O sistema fotovoltaico com potência nominal superior a 6 kW deve suportar o recebimento de sinais por telecomando permitindo controlar a potência ativa e reativa gerada. A potência ativa solicitada através de telecomando deve ser atingida em até 1 minuto após o recebimento do sinal, respeitando a capacidade de geração do sistema. Já a potência reativa exigida pelo comando externo, deve ser atingida em no máximo 10 segundos após o recebimento do sinal, limitada aos valores definidos anteriormente, com FP de 0,9 capacitivo a 0,9 indutivo. Em todas as faixas de potência, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de receber sinais de telecomando para cessar ou retomar o fornecimento de energia à rede. A desconexão ou reconexão deve ser efetuada em no máximo 1 minuto após o recebimento do sinal. Não fica definido na norma um protocolo de comunicação padrão, dando aos fabricantes a liberdade de usar o que achar mais conveniente.

Embora a ABNT NBR 16149 esteja em vigor, esta norma passa por um processo de revisão, conforme consta no Catálogo de Normas Técnicas da própria ABNT, havendo, portanto, a perspectiva de que novos recursos, tal qual o controle Volt-VAr, sejam contemplados na revisão.

3.2 LIMITES DE TENSÃO DO PRODIST

O módulo 8 do PRODIST trata da qualidade da energia elétrica. Na seção 8.1, são estabelecidos os limites para os seguintes fenômenos em regime permanente: tensão; fator de potência; harmônicos; desequilíbrio de tensão; flutuação de tensão e variação da frequência. Em regime transitório é abordado as variações de tensão de curta duração – VTCD.

Neste item serão revisados os limites de tensão que o módulo 8 do PRODIST estabelece. Os níveis de tensão estão classificados em três faixas, tomando como base a tensão de referência, são elas: faixa adequada de tensão; faixas precárias de tensão; e faixas críticas de tensão. A Figura 5 ilustra o posicionamento dessas faixas.

Figura 5 - Faixas de tensão do PRODIST.



Fonte: Adaptada de Módulo 8 PRODIST (ANEEL, 2018b).

No Anexo I da Seção 8.2 são trazidas tabelas com as faixas de tensão de acordo com a tensão nominal – Tensão de Referência – em regime permanente. Na Tabela 5 são apresentadas as faixas para alguns valores de tensão em regime permanente.

Abaixo de 1 kW os valores em p.u. são os mesmos para todas tensões comerciais trazidas pelo PRODIST: 220/127 V; 380/220 V; 254/127 V; 440/220 V; 208/120 V; 230/115 V; 240/120 V; e 220/110 V. As faixas, em p.u., para tensões entre 1 kV e 69 kV e abaixo de 1 kV são ilustradas pela Figura 6.

Se a tensão entregue ao consumidor estiver fora da Faixa adequada de Tensão, a Distribuidora de Energia Elétrica deve compensar financeiramente o consumidor. O item 2.7 da seção 8.1 trata da Compensação aos Consumidores:

2.7.1 A distribuidora deve compensar os consumidores que estiveram submetidas a tensões de atendimento com transgressão dos indicadores DRP ou DRC e os titulares daquelas atendidas pelo mesmo ponto de conexão (ANEEL, 2018b).

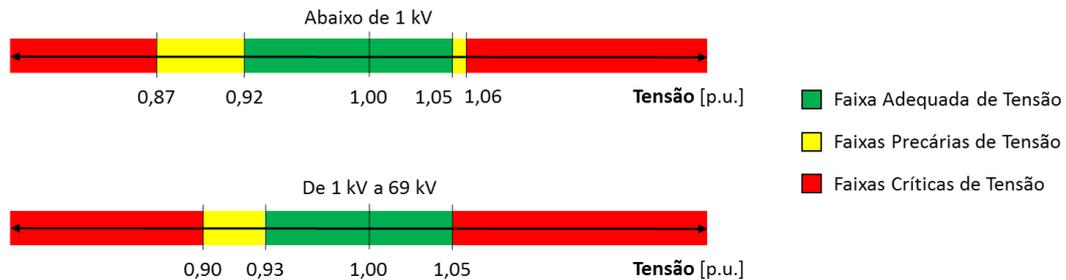
Tabela 5 – Faixas de classificação de Tensões.

	220/127 V	380/220 V	De 1 kV a 69 kV
Adequada	$(202 \text{ V} \leq T_L \leq 231 \text{ V}) /$ $(117 \text{ V} \leq T_L \leq 133 \text{ V})$	$(350 \text{ V} \leq T_L \leq 399 \text{ V}) /$ $(202 \text{ V} \leq T_L \leq 231 \text{ V})$	$0,93 T_R \leq T_L \leq 1,05 T_R$
Precária	$(191 \text{ V} \leq T_L < 202 \text{ V}$ ou $231 \text{ V} < T_L \leq 233 \text{ V}) /$ $(110 \text{ V} \leq T_L < 117 \text{ V}$ ou $133 \text{ V} < T_L \leq 135 \text{ V})$	$(331 \text{ V} \leq T_L < 350 \text{ V}$ ou $339 \text{ V} < T_L \leq 403 \text{ V}) /$ $(191 \text{ V} \leq T_L < 202 \text{ V}$ ou $231 \text{ V} < T_L \leq 233 \text{ V})$	$0,90 T_R \leq T_L < 0,93 T_R$
Crítica	$(T_L < 191 \text{ V}$ ou $T_L > 233 \text{ V}) /$ $(T_L < 110 \text{ V}$ ou $T_L > 135 \text{ V})$	$(T_L < 331 \text{ V}$ ou $T_L > 403 \text{ V}) /$ $(T_L < 191 \text{ V}$ ou $T_L > 233 \text{ V})$	$T_L < 0,90 T_R$ ou $T_L > 1,05 T_R$

Legenda: T_L: Tensão de Leitura; T_R: Tensão de Referência

Fonte: Adaptada de módulo 8 PRODIST (ANEEL, 2018b).

Figura 6 - Faixas aplicadas às tensões nominais abaixo de 1 kV e de 1 kV a 69 kV.



Fonte: Módulo 8 PRODIST, elaborada pelo Autor.

Os indicadores DRP e DRC correspondem ao índice de duração relativa da transgressão para tensão precária e para tensão crítica, respectivamente. São calculados conforme as Equação 2 e Equação 3.

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100\% \quad (2)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100\% \quad (3)$$

Sendo que nlp e nlc representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente.

Para o cálculo da Compensação aos Consumidores deve ser utilizado a Equação 4.

$$Valor = \left[\left(\frac{DRP - DRP_{lim}}{100} \right) \cdot k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_{lim}}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot EUSD \quad (4)$$

Onde:

DRP : valor do DRP expresso em %, apurado na última medição;

DRC : valor do DRC expresso em %, apurado na última medição;

DRP_{lim} : limite do indicador DRP , que é 3%;

DRC_{lim} : limite do indicador DRC , que é 0,5%;

k_1 : fator de multiplicação, $k_1=0$ se $DRP \leq DRP_{lim}$ e $k_1=3$ se $DRP > DRP_{lim}$;

k_2 : fator de multiplicação, $k_2=0$ se $DRC \leq DRC_{lim}$; se $DRC > DRC_{lim}$, $k_2=7$ para consumidores atendidos em Baixa Tensão, $k_2=5$ para consumidores atendidos em Média Tensão e $k_2=3$ para consumidores atendidos em Alta Tensão;

$EUSD$: valor do encargo de uso do sistema de distribuição correspondente ao mês de referência da última medição.

A compensação deve ser realizada quando o indicador DRP for superior ao DRP_{lim} e/ou o indicador DRC for superior ao DRC_{lim} .

3.3 SERVIÇOS ANCILARES – SUPORTE DE REATIVOS

Em primeiro de janeiro de 2016 entrou em vigor a REN N° 697, de 16 de dezembro de 2015, da ANEEL. Esta Resolução “estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico” (ANEEL, 2015d). A REN 697/ 2015 revogou uma série de outras REN, entre elas a REN 265/ 2003 e suas atualizações, que foi a pioneira no assunto e trouxe o conceito desse tipo de prestação de serviços. A REN 265/ 2003 fez as seguintes considerações em torno dos serviços ancilares:

os serviços ancilares constituem requisitos técnicos essenciais para que o Sistema Elétrico Interligado Nacional - SIN opere com qualidade e segurança;
a prestação dos serviços ancilares é atividade imprescindível à operação eficiente do SIN em ambiente competitivo;

Dentre os diversos serviços ancilares que a REN 687/ 2015 estabelece, o suporte de reativos é o de maior relevância para o desenvolvimento deste trabalho, sendo ele o fornecimento ou absorção de energia reativa através das unidades geradoras conectadas ao sistema elétrico, com a função de controle de tensão da rede, mantendo-a dentro dos limites estabelecidos nos Procedimentos de Rede e no PRODIST (ANEEL, 2015d). Os Procedimentos de Rede são documentos de caráter normativo, elaborados pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e aprovados pela ANEEL, com regras para operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN (ONS, 2018). É importante destacar que a REN 265/ 2003 e suas revisões não traziam os limites de tensão do PRODIST, apenas os estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Embora atualmente a remuneração dos serviços ancilares, através da TSA (Tarifa de Serviços Ancilares), não seja aplicada aos pequenos produtores participantes do sistema de compensação – micro e minigeradores distribuídos, a inclusão do PRODIST na REN 687/ 2015 sinaliza a possibilidade de que, em breve, a remuneração também possa ser ofertada à esses produtores de energia, tornando mais atrativo do ponto de vista econômico que a micro e minigeração distribuída injete ou absorva reativos na rede de distribuição para manutenção dos níveis de tensão. Hoje, como está, a REN 482/ 2012 e suas revisões oferecem o sistema de compensação apenas relativo à potência ativa injetada no sistema, não sendo economicamente atrativo para o pequeno produtor operar sua unidade geradora com FP diferente do unitário.

Foram revisadas as normas pertinentes aos sistemas de geração solar, com destaque para ABNT NBR 16149 que dá as recomendações específicas aos inversores deste tipo de geração. Também foram recapitulados os limites de tensão estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST e como se dá a compensação financeira ao consumidor, caso esses limites sejam extrapolados. Por fim, é feita uma rápida abordagem a respeito da Resolução Normativa 687/ 2015, que trata dos serviços ancilares oferecidos, atualmente, só na rede básica, porém esta dissertação sugere que seja expandido também à distribuição de energia elétrica.

4 METODOLOGIA

Neste capítulo será apresentada a metodologia aplicada para avaliar o impacto provocado pela entrada da geração distribuída solar fotovoltaica no sistema de distribuição com diferentes modos de injeção de reativos pelos inversores presentes nesse tipo de fonte.

O método desenvolvido parte de obter a resposta do sistema em estudo sem a influência de geração distribuída, apenas carregado com uma curva de carga variável ao longo do período analisado com o intuito de que haja variações de correntes e fluxos de energia em sentido unidirecional. Com isto é possível observar o comportamento da tensão em pontos estratégicos do sistema, bem como a resposta dos dispositivos responsáveis por fazer o controle da tensão, tais como os Reguladores de Tensão, e evitar que esta ultrapasse os limites estabelecidos pelos documentos que normatizam o setor elétrico (PRODIST, Procedimentos de Rede, etc.). Os dados obtidos neste contexto servem de referência para as respostas dos casos onde há presença de GD, possibilitando decidir qual método de injeção de reativos, dentre os propostos, provoca a menor perturbação do ponto de vista operacional.

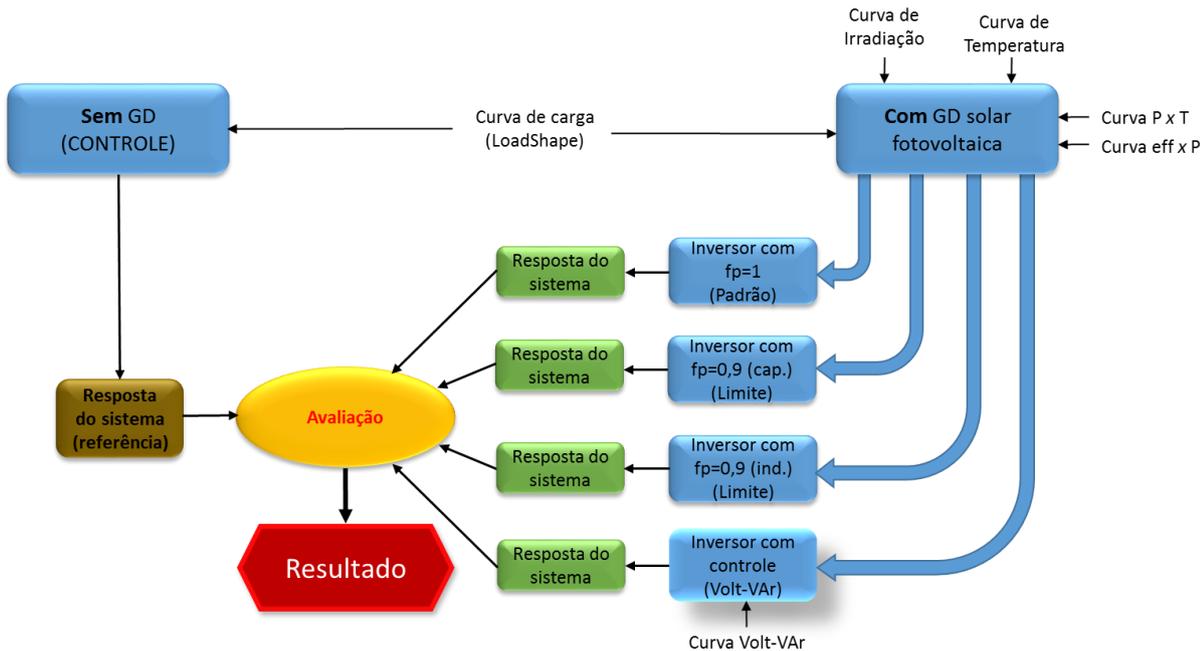
Os estudos de caso com presença de recursos distribuídos são elaborados tomando como base as recomendações e limites presentes na norma brasileira pertinente aos inversores solares, dentre eles o FP estabelecido de acordo a potência nominal do sistema fotovoltaico, conforme revisado no item 3.1.1.5 do capítulo anterior. É considerado que as GD's a serem inseridas são sistemas fotovoltaicos de potência nominal maior que 6 quilo Watts. Dessa forma, um dos casos é elaborado com os inversores operando com o fator de potência padrão de fábrica de acordo com a norma, ou seja, FP unitário; outros dois estudos abordam os limites de fator de potência permitidos pela norma com os inversores solares operando com FP fixo em 0,9, um cenário indutivo e outro capacitivo.

Por fim, busca-se avaliar o comportamento do modelo elaborado a partir da inserção de GD's, quando adotada uma estratégia de controle local no despacho/ demanda de energia reativa, em função da tensão no ponto de conexão, aplicada aos inversores, recurso este que ainda não está previsto pela norma brasileira ABNT NBR 16149, mas que há vários estudos de aplicações, como exposto na Revisão Bibliográfica desta dissertação. Há a possibilidade de que a entrada de unidades geradoras que adotam uma estratégia de controle na injeção/ demanda de energia reativa, traga benefícios ao perfil de tensão do sistema, resultando em uma redução do número de manobras realizado pelos Reguladores de Tensão, prolongando assim, o tempo de

vida desses dispositivos, além de uma melhora na qualidade do produto devido a uma maior constância nos valores de tensão da rede.

O fluxograma apresentado na Figura 7 mostra o desenvolvimento da metodologia elaborada para chegar aos resultados que serão discutidos no próximo capítulo.

Figura 7 - Fluxograma de desenvolvimento da metodologia elaborada.



Fonte: Elaborada pelo Autor.

4.1 GRANDEZAS AVALIADAS

Aqui serão abordadas as grandezas extraídas em cada cenário elaborado para serem comparadas e avaliadas dando suporte a determinação do resultado, ou seja, qual configuração de fator de potência ajustado no inversor solar causa o menor impacto negativo no sistema elétrico a ser avaliado. É buscado a configuração de modo que as grandezas avaliadas estejam mais próximas, ou até mesmo com valores mais satisfatórios, dos valores obtidos no sistema sem geração distribuída, cenário de referência.

4.1.1 Número de manobras dos Reguladores de Tensão

Em um primeiro momento é avaliado o número de manobras (comutações) que os reguladores de tensão presentes no sistema em estudo efetuam para um determinado período de

análise. Devido a variação na demanda de potência do sistema, dada pela curva de carga, e variação nos fluxos de potência, dado também pela variação das potências injetadas através dos recursos distribuídos, deve ser observado uma flutuação nos níveis de tensão da rede, fazendo com que os dispositivos de controle de tensão atuem para mantê-la dentro de uma faixa de valores adequados. Os dispositivos de controle de tensão tradicionais amplamente utilizados, principalmente nas redes de distribuição, quando se deseja a regulação em regime permanente, são os autotransformadores elevadores/ abaixadores com comutador de tensão sob carga, comumente chamados de Reguladores de Tensão (Buratti, 2016).

Desenvolvido pela Siemens no ano de 1932 e aplicado inicialmente nas redes de distribuição dos Estados Unidos, os Reguladores de Tensão usualmente permitem uma regulação na faixa de $\pm 10\%$ da tensão nominal do equipamento (SIEMENS, 2018). Normalmente possuem 32 degraus de tensão, 16 elevadores e 16 rebaixadores, e ajuste automático através de um relé de controle que comanda o posicionamento do *tap* afim de manter a tensão próxima a um valor pré-ajustado (Buratti, 2016). O número de comutações que o equipamento realiza é um fator determinante no tempo de vida do Regulador de Tensão, sendo normalmente dado pelo fabricante uma estimativa do número máximo de manobras que o dispositivo é capaz de efetuar. Portanto, se faz necessário analisar o impacto que a geração distribuída provoca nos Reguladores de Tensão visando definir qual cenário provoca o menor número de atuações e assim prolongar o tempo de vida do equipamento.

4.1.2 Tensão elétrica nos nós do sistema

Deve ser analisado uma possível flutuação nos níveis de tensão próximas ao ponto de conexão da GD devido a injeção de potência no sistema que pode ocasionar no pagamento de indenizações e multas por parte da distribuidora se os valores de tensão estiverem fora da Faixa Adequada estabelecida pelo PRODIST, como visto no item 3.2. Para uma melhor análise dessa grandeza, os reguladores de tensão existentes no sistema em estudo devem ter seu controle automático de mudança de *tap* desativados, ou seja, devem estar travados na posição inicial ao longo de todo experimento de análise de tensão para não influenciarem na resposta do sistema.

O posicionamento de medidores no sistema em estudo para coletar dados de tensão ao longo do período de análise deve ser feito de maneira criteriosa e ser repetido para todos os cenários avaliados possibilitando a comparação entre eles. É prudente que seja alocado um medidor na entrada do sistema, próximo a subestação, monitorando assim uma possível extrapolação do limite superior de tensão; em nós terminais do sistema, afim de verificar

subtensões provocadas por queda de tensão ao longo do alimentador; em nó próximo às grandes cargas ou gerações de maior porte para que sejam verificadas possíveis flutuações de tensão em decorrência da variação nos fluxos de energia; e em nó próximo ao centro de carga do sistema com objetivo de ter uma visão global das tensões.

4.2 CENÁRIOS PROPOSTOS

Neste item serão detalhados os cenários já apresentados anteriormente. A elaboração das situações propostas na metodologia está baseada em comparar diferentes modos de operação do inversor solar no que diz respeito ao fator de potência que o equipamento é permitido trabalhar, com um cenário de referência sem a influência de recursos distribuídos. Também é trazido para avaliação um modo de operação que faz uso de um método mais sofisticado, o qual o inversor solar é utilizado no suporte de tensão ao sistema através do gerenciamento da energia reativa injetada/ absorvida.

4.2.1 Cenário sem Geração Distribuída

Nesta primeira situação não há unidades como micro e minigeradores distribuídos, a energia que supre as cargas provém unicamente da subestação do sistema e o fluxo de potência é exclusivamente unidirecional para o caso de um alimentador radial, como a grande maioria das redes de distribuição brasileiras. As cargas são variáveis no tempo seguindo uma curva composta por fatores instantâneos (*LoadShape*) que multiplicam as potências instaladas das cargas. A resposta gerada servirá de referência para os cenários seguintes.

4.2.2 Cenários com Geração Distribuída

Os cenários dotados de GD's são carregados com a mesma curva de carga já usada anteriormente. São adicionados sistemas fotovoltaicos de geração que podem se enquadrar em micro e minigeração distribuída fazendo parte do sistema de compensação de acordo com a Resolução Normativa REN 482/ 2012 e suas revisões, ou seja, é permitido que o excedente de geração seja injetado na rede, gerando créditos junto à concessionária de energia, e posteriormente consumido através de compensação.

Os nós que irão receber geração distribuída são escolhidos ao acaso utilizando a função $ALEATÓRIOENTRE(x,y)$ do *Excel*, onde x e y são os argumentos inferior e superior,

respectivamente, da função. Portanto, os nós do sistema em estudo devem ser numerados, com números inteiros de x a y , de modo que a função irá retornar aleatoriamente um valor numérico, também inteiro, dentro desse intervalo especificado, definindo assim, o nó a ser adicionado uma GD. Este critério é utilizado para replicar o que ocorre na prática, haja visto que hoje as concessionárias ou permissionárias de energia não possuem autonomia de determinar o ponto de conexão de unidades consumidoras acessante ao sistema de distribuição através de micro e minigeradores.

A potência de pico do sistema solar fotovoltaico a ser inserido no nó sorteado deve ser determinada de acordo com o consumo de energia da carga durante o período de análise. A GD deve ser capaz de atender na totalidade a carga usando o sistema de compensação devido a intermitência do fornecimento de energia característico desse tipo de fonte.

Além da *LoadShape*, mais quatro curvas são comuns a estes cenários, todas aplicadas ao sistema fotovoltaico. É usado uma curva que multiplica o valor constante de irradiação previamente definido, fazendo assim com que a potência de saída do painel solar varie conforme a curva de irradiação resultante. Uma curva com a temperatura instantânea do da placa solar, em conjunto com outra da potência em função da temperatura a cada instante, influenciam na potência de saída do painel solar. Portanto a energia elétrica convertida pelos painéis fotovoltaicos a partir da energia solar, depende da irradiação solar e temperatura da placa em cada instante analisado. Temperaturas mais altas diminuem a potência de saída do painel fotovoltaico. Normalmente quando a irradiação é elevada, a temperatura da placa aumenta e a potência de saída do painel sofre desconto, por isso as curvas descritas são necessárias para fazer a análise. Por fim, uma curva da eficiência do inversor em função da potência de saída do conjunto fotovoltaico é empregada, haja visto que o inversor operando próximo à potência nominal apresenta eficiência maior que quando opera com baixa capacidade de geração, por isso deve-se tomar cuidado com o sobredimensionamento do inversor em relação aos painéis solares.

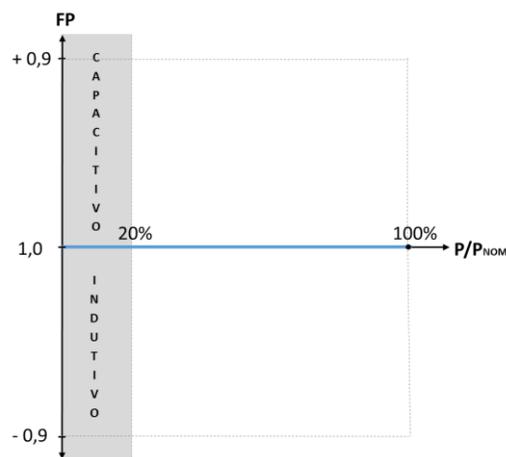
A partir do descrito acima quatro cenários são elaborados, três desses diferenciam entre si apenas pelo fator de potência fixo que o inversor solar opera, e o quarto caso com aplicação de controle no despacho/ demanda de reativos, conforme será descrito a seguir.

4.2.2.1 Inversor operando com fator de potência unitário

Neste cenário é aplicado o método de operação de fator de potência que a norma brasileira ABNT NBR 16149 recomenda que os inversores saiam ajustados para o mercado, o

padrão de fábrica definido como FP fixo unitário para qualquer faixa de potência instantânea de saída e para qualquer faixa de potência nominal do sistema fotovoltaico, conforme revisado no item 3.1.1.5 dessa dissertação. A Figura 8 demonstra o comportamento da saída do inversor solar no que se refere a injeção de potência da GD para este contexto.

Figura 8 - Curva do fator de potência de saída do inversor solar em função da potência de operação com parâmetro padrão de fábrica carregado.



Fonte: Elaborada pelo Autor.

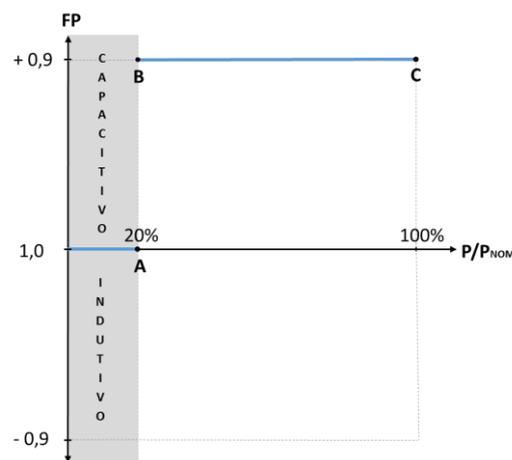
Este cenário foi elaborado para observar a resposta do sistema e avaliar este que é o modo mais utilizado, segundo informações coletadas junto à algumas empresas da região que fazem a instalação de sistemas fotovoltaicos, já que é o padrão de fábrica. Além disso, este modelo de operação é hoje o que utiliza o maior potencial do inversor solar do ponto de vista econômico, haja visto que a norma vigente que regulamenta o acesso de micro e minigeração distribuída às redes de distribuição, estabelece que o sistema de compensação de energia elétrica seja feito somente referente à energia ativa que é injetada pela unidade consumidora, portanto, não sendo vantajoso ao pequeno produtor de energia elétrica operar com um fator de potência diferente do unitário a menos que seja estritamente necessário para que haja sua conexão.

4.2.2.2 Inversor operando com fator de potência fixo em 0,9 capacitivo

Este cenário busca avaliar o comportamento do sistema em estudo para uma situação onde a GD fornece energia reativa às cargas do sistema, assim como faz com potência ativa. A maior parte dos sistemas de testes, bem como os sistemas de distribuição reais, possuem cargas

com teor indutivo, daí a escolha em avaliar o caso em que as GD's injetam energia reativa na rede. A ABNT NBR 16149 permite que os inversores solares operem segundo a curva da Figura 3 presente no item 3.1.1.5 dessa dissertação, podendo o operador da rede fornecer uma curva diferente a ser implementada nos inversores através do ajuste dos pontos **A**, **B** e **C** da mesma figura. Com base no exposto, a curva da Figura 9 é aplicada ao inversor neste cenário, correspondendo a uma operação com FP fixo em 0,9 capacitivo para qualquer valor de potência de saída acima de 20% da potência nominal.

Figura 9 - Curva do fator de potência fixo em 0,9 capacitivo em função da potência de operação do inversor solar.



Fonte: Elaborada pelo Autor.

A operação com FP capacitivo fixo ainda é sustentado pela norma ABNT NBR 16149 no seu item 4.7.3 que traz a curva apresentada na Figura 4. Se uma reta, representando a potência de operação do inversor solar, for traçada na fronteira da parte em destaque da figura, o ângulo φ , entre a Potência Aparente (**S**) e a Potência Ativa (**P**), se mantém o mesmo, ou seja:

$$\cos \varphi = fp = constante \quad (5)$$

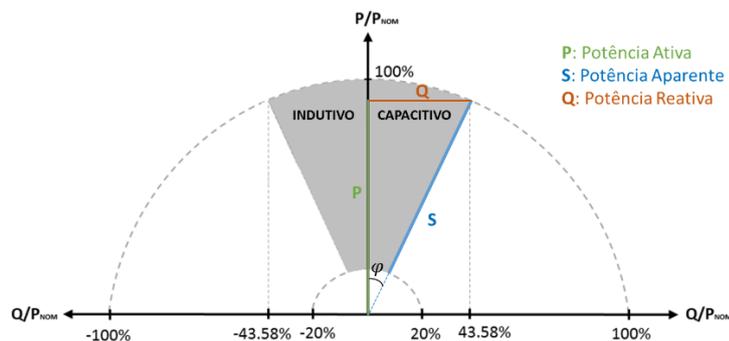
A Figura 10 ilustra o que foi exposto acima.

O mesmo raciocínio pode ser usado para operação com FP fixo em 0,9, porém indutivo, como será visto a seguir.

Operar com a GD utilizando FP capacitivo pode ser conveniente, além de fornecer reativos às cargas indutivas do sistema, em alimentadores bastante longos, como é o caso de

redes rurais que sofrem com quedas de tensão. Pode-se usar a GD para aumentar os níveis locais de tensão em horários de alta demanda, não havendo talvez a necessidade de elevar um *tap* do transformador à montante do ponto de conexão da GD com a rede, devido à baixa tensão em um ponto distante do transformador, prejudicando os níveis próximos a ele. O aumento local da tensão naturalmente causado devido à injeção de potência ativa pela GD pode ser mais acentuado se esta operar com um FP capacitivo, podendo ser benéfica ou trazer prejuízos, por isso faz-se necessário esta análise.

Figura 10 - Curva do fator de potência fixo em 0,9 indutivo em função da potência de operação do inversor solar.



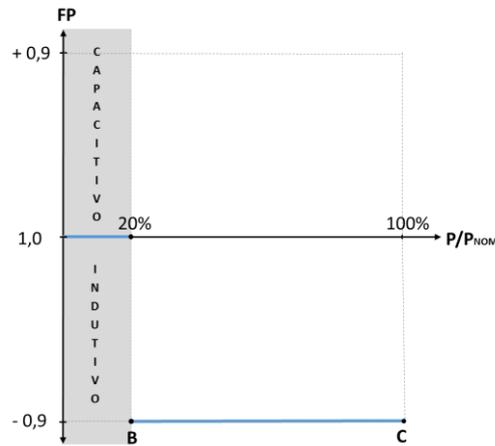
Fonte: Elaborada pelo Autor.

4.2.2.3 Inversor operando com fator de potência fixo em 0,9 indutivo

Semelhante ao cenário anterior, este busca analisar o comportamento do sistema em que as GD's inseridas operam com fator de potência fixo em 0,9, porem indutivo. O inversor absorve energia reativa da rede, provocando, portanto, uma diminuição nos níveis de tensão em pontos próximos à conexão da GD com o sistema. Como abordado no item anterior, a injeção de potência ativa, naturalmente tende a aumentar a tensão local. Isto posto, a operação do inversor solar com um FP indutivo pode ser benéfica em pontos do alimentador que receberão GD mas que estão com valores de tensão próximos ao limite superior permitido, que se for ultrapassado acarretará na desconexão da unidade geradora conforme revisado no capítulo anterior.

A mesma lógica utilizada para elaboração das curvas de FP aplicadas ao inversor operando no modo capacitivo fixo é aplicada neste cenário. A curva apresentada na Figura 11 demonstra a operação do inversor para este caso.

Figura 11 - Curva do fator de potência fixo em 0,9 indutivo em função da potência de operação do inversor solar.



Fonte: Elaborada pelo Autor.

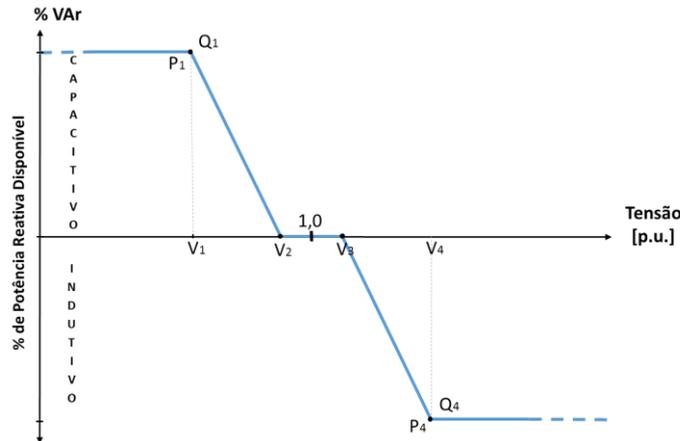
4.2.2.4 Inversor operando com fator de potência variável seguindo um controle Volt-VAr

Esta é a situação em que o inversor opera com um FP variável controlado por uma curva da potência reativa disponível no inversor em função da tensão no ponto de conexão da GD com o sistema elétrico. Como já exposto na Revisão da Literatura, o controle Volt-VAr opera de modo a manter a tensão dentro de uma faixa considerada ideal através do gerenciamento da potência reativa que o inversor é capaz de fornecer. A Figura 12 traz um exemplo de curva Volt-VAr que pode ser aplicada ao inversor. A tensão entre V_1 e V_2 é a faixa ideal de operação em que o inversor opera com FP unitário injetando na rede toda capacidade de geração em forma de potência ativa. O inversor monitora a tensão no ponto de conexão e caso esta estiver abaixo de V_2 o dispositivo opera no modo capacitivo, fornecendo energia reativa à rede, de maneira proporcional a diferença entre a tensão medida e a tensão V_2 . Por outro lado, se a tensão medida estiver acima de V_3 o inversor passa a operar no modo indutivo, absorvendo reativos da rede, também de maneira proporcional a diferença entre a tensão medida e a tensão V_3 , com objetivo de reduzi-la e trazê-la de volta para dentro da faixa ideal de operação. Os valores de Q_1 e Q_4 são correspondentes às quantias máximas de potência reativa, capacitiva e indutiva respectivamente, que o inversor é capaz de fornecer.

O inversor monitora a tensão no ponto de conexão e aplica o controle segundo uma curva pré-carregada no equipamento, ou seja, o controle é aplicado localmente a partir de uma curva padrão definida. Este tipo de método une os três modos de operação apresentados

anteriormente e através do dado de tensão medido, altera o fator de potência de saída do inversor, operando, portanto, com um FP variável.

Figura 12 - Modelo de Curva Volt-VAr.



Fonte: Elaborada pelo Autor.

É evidente que este modo de operação exige um inversor solar com tecnologia mais avançada, já existentes, são os chamados *smart solar inverters*, os quais são capazes de dar suporte à regulação de tensão através de VAr's. Embora estes equipamentos ainda não estejam homologados pela normatização brasileira, já estão presentes no mercado externo e podem trazer muitos benefícios aos consumidores e às concessionárias devido a gama de recurso que possuem, a exemplo da possibilidade de controle Volt-VAr, por isso este cenário merece posição de destaque no desenvolvimento deste trabalho.

Este capítulo apresentou a metodologia desenvolvida nesta dissertação para avaliar os impactos causados pela entrada das gerações distribuídas, com foco na exploração do potencial que os inversores são capazes de oferecer no que se refere à injeção/ demanda de energia reativa, com o objetivo de avaliar o comportamento da tensão nos diferentes cenários de operação dos inversores. Também é proposto a avaliação do sistema em estudo para um cenário em que estão presentes inversores solares com a capacidade de dar suporte ao controle de tensão da rede através do gerenciamento da energia reativa disponível (controle Volt-VAr) nestes equipamentos, os chamados *smart solar inverters*.

As mudanças no perfil de tensão ocasionados pelos diferentes modos operativos de fator de potência, causarão impacto nos dispositivos tradicionais de regulação de tensão presentes no

sistema, por isso, é proposto avaliar também o número de manobras que estes equipamentos realizam, já que isso influenciará no tempo de vida dos reguladores de tensão.

5 APLICAÇÃO PRÁTICA

Neste capítulo serão apresentados os passos realizados para pôr em prática a metodologia apresentada no capítulo anterior. A validação da metodologia foi buscada através da inserção de unidades de geração distribuída solar fotovoltaica providas de inversor, em um sistema de testes IEEE 123 nós, o qual representa um alimentador do sistema de distribuição, através da modelagem dos cenários propostos em um *software* de simulação.

O *software* utilizado, *DSSim-PC V1.5 (Electrical Distribution System Simulator for PC)*, para criar os cenários, rodar os fluxos e coletar os dados, é desenvolvido pela *Power and Energy Group* da Universidade de Los Andes/ Colômbia em parceria com o *Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2ELab)*/ França. O *DSSim-PC* utiliza o *solver* de fluxo de potência baseado no *software* da empresa *EPRI (Electric Power Research Institute)*, o *OpenDSS (Distribution System Simulator)*. O *DSSim-PC* é um *software* gráfico que permite ser feito simulações no domínio do tempo. Os dados gerados ao final de cada simulação podem ser salvos no formato *.CSV* e foram manipulados através de um *software* de edição de planilhas, possibilitando a elaboração de curvas para melhor entendimento das respostas do sistema. Os cenários propostos na metodologia foram simulados utilizando um período de 24 horas, das 00h às 23:59h, com uma discretização de minuto a minuto.

5.1 SISTEMA DE TESTES IEEE 123 NÓS MODIFICADO

Este sistema é bastante difundido, comumente utilizado para representar um alimentador da distribuição devido ao grande número de nós que possui, característico de redes de distribuição. Opera a uma tensão nominal de 4,16 kVolts, é típico do circuito ser composto por redes aéreas e subterrâneas. Possui onze chaves seccionadoras (SW), sendo que seis delas dão a possibilidade de arranjar o sistema de maneiras diferentes, e as cinco restantes conectam cargas terminais. Os estados originais das seis chaves que podem modificar o caminho do fluxo de energia no sistema são apresentados na Tabela 6. Além disto, estão presentes quatro bancos de capacitores, um trifásico e três monofásico, que fornecem reativos para o sistema.

O sistema IEEE 123 nós ainda é equipado com quatro reguladores de tensão (Tr), sendo que o da entrada do sistema é trifásico com controle único referenciado à fase Ph-1, o qual faz o papel de OLTC da subestação. Um segundo regulador trifásico se localiza no meio do sistema, porém este possui controle individual das fases. Mais dois reguladores, localizados em um dos ramos do sistema, fazem o controle da tensão para poucas cargas a jusante do equipamento, um

deles é bifásico, também com controle individual das fases Ph-1 e Ph-3, e o outro é monofásico conectado à fase Ph-1. O sistema ainda possui um transformador rebaixador que alimenta uma única carga de 1,5 kVA em 480 Volts. A potência dos reguladores de tensão e do transformador são apresentados na Tabela 7.

Tabela 6 – Estado inicial das chaves do sistema IEEE 123 nós.

<i>Regulador</i>	<i>SW 1</i>	<i>SW 2</i>	<i>SW 3</i>	<i>SW 4</i>	<i>SW 5</i>	<i>SW 7</i>	<i>SW 8</i>
<i>Estado</i>	fechado	fechado	fechado	fechado	fechado	aberto	aberto

Fonte: Elaborada pelo autor com base nos dados do sistema IEEE 123 nós.

Tabela 7 - Potência dos Reguladores e Transformador do sistema IEEE 123 nós.

<i>Número de fases</i>	<i>Identificação</i>	<i>Potência (S)</i>
Trifásicos	Regulador 1 - Tr_1 (OLTC)	5 MVA
	Regulador 2 - Tr_4, Tr_6 e Tr_7	6 MVA
	Transformador - Tr_8	150 kVA
Bifásico	Regulador 3 - Tr_3 e Tr_5	4 MVA
Monofásico	Regulador 4 - Tr_2	2 MVA

Fonte: Elaborada pelo autor com base nos dados do sistema IEEE 123 nós.

Em relação às cargas, o sistema possui oito diferentes tipos de potência instalados, sendo cinco trifásicos, três equilibradas e duas desequilibradas, e três tipos monofásicos. O número de cargas de acordo com a potência é apresentado na Tabela 8.

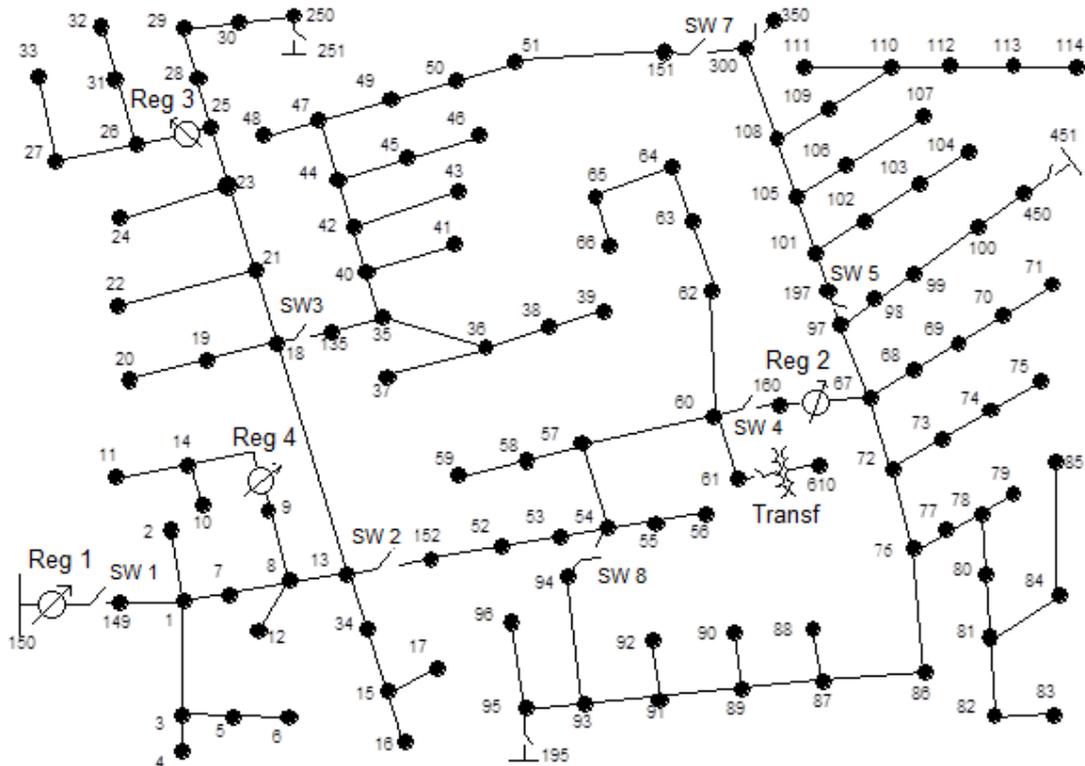
Tabela 8 - Potência das cargas do sistema IEEE 123 nós.

	<i>Quantidade</i>	<i>Pot. Ativa (P)</i>	<i>Pot. Reativa (Q)</i>	<i>Pot. Aparente (S)</i>
<i>Trifásicas</i>	5	-	-	1,5 kVA
	1	105 kW	75 kVAr	129 kVA
	2	140 kW	100 kVAr	172 kVA
	1	210 kW	150 kVAr	258 kVA
	1	245 kW	180 kVAr	304 kVA
<i>Monofásicas</i>	31	20 kW	10 kVAr	22 kVA
	47	40 kW	20 kVAr	45 kVA
	2	75 kW	35 kVAr	83 kVA
TOTAL Instalado				4 MVA

Fonte: Elaborada pelo autor com base nos dados do sistema IEEE 123 nós.

A Figura 13 apresenta um esquemático do sistema de testes IEEE 123 nós com a localização dos reguladores de tensão (Reg) e das chaves (SW) capazes de rearranjar o sistema de diferentes formas.

Figura 13- Sistema IEEE 123 nós.



Fonte: *IEEE Power Engineering Society*.

Com a configuração apresentada, o sistema de testes IEEE 123 nós é um modelo bastante estável, sendo difícil observar o impacto ocasionado pela inserção de geração distribuída. Ao observar a potência do regulador de tensão na entrada do sistema (Reg 1) apresentada na Tabela 7, pelo qual flui toda a energia vinda da subestação, e a potência total das cargas do sistema, apresentado na Tabela 8, percebe-se que a capacidade do alimentador é 25% maior que a potência da carga instalada. Haja visto que as cargas do sistema estarão sujeitas à uma curva com valores que multiplicam a potência instalada da carga, entre 0 e 1, a maior parte do tempo a potência exigida do sistema está bem abaixo da capacidade nominal do alimentador. Nos primeiros resultados obtidos do sistema com a configuração apresentada, o impacto observado foi muito baixo, mesmo para um nível de penetração de GD na ordem de 50% de potência de pico do sistema fotovoltaico em relação à potência total das cargas.

Portanto, decidiu-se aplicar um fator de multiplicação nas cargas do sistema, de modo que a potência instalada se aproximasse da capacidade nominal do alimentador, ou seja, as cargas foram multiplicadas por 1,25, chegando-se aos novos valores apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 - Potência das cargas do sistema IEEE 123 nós modificado.

	<i>Quantidade</i>	<i>Pot. Ativa (P)</i>	<i>Pot. Reativa (Q)</i>	<i>Pot. Aparente (S)</i>
<i>Trifásicas</i>	5	-	-	1,5 kVA
	1	131 kW	94 kVAr	161 kVA
	2	175 kW	125 kVAr	215 kVA
	1	263 kW	188 kVAr	323 kVA
	1	306 kW	225 kVAr	380kVA
<i>Monofásicas</i>	31	25 kW	13 kVAr	28 kVA
	47	50 kW	25 kVAr	56 kVA
	2	94 kW	44 kVAr	103 kVA
TOTAL				5 MVA

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com o fator de multiplicação aplicado, a potência instalada total das cargas igualou à potência nominal do regulador na entrada do sistema. No entanto mais uma modificação foi necessária para que os efeitos da geração distribuída fossem constatados e o sistema de testes IEEE 123 nós pudesse ser utilizado para validação da metodologia proposta. As chaves SW 3 e SW 7 tiveram seus estados modificados, tornando assim o sistema mais longo, permitindo a observação de forma mais clara dos efeitos na tensão em cargas localizadas no final do alimentador. Portanto, as chaves passaram a operar conforme a Tabela 10.

Tabela 10 - Estado das chaves do sistema IEEE 123 nós modificado.

<i>Regulador</i>	<i>SW 1</i>	<i>SW 2</i>	<i>SW 3</i>	<i>SW 4</i>	<i>SW 5</i>	<i>SW 7</i>	<i>SW 8</i>
<i>Estado</i>	fechado	fechado	aberto	fechado	fechado	fechado	aberto

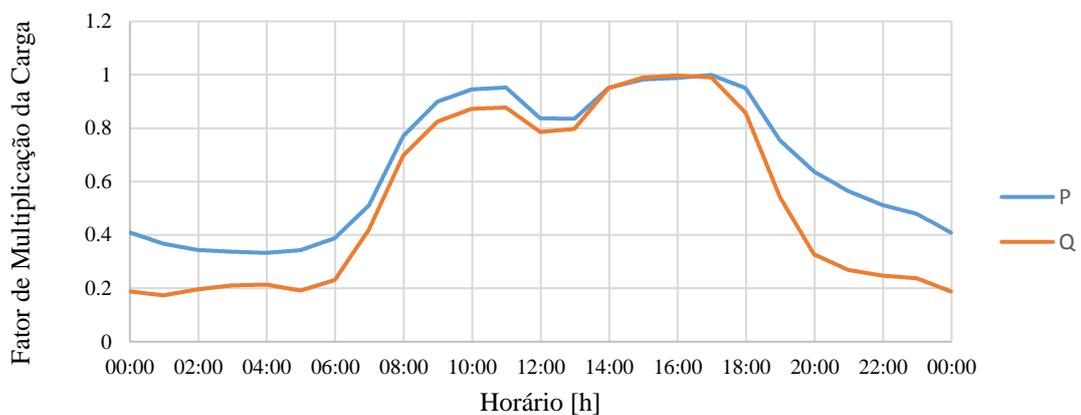
Fonte: Elaborada pelo autor com base nos dados do sistema IEEE 123 nós.

Após as modificações necessárias realizadas no circuito, passou-se para a etapa de adição das curvas de carga do sistema de testes IEEE 123 nós, possibilitando a execução dos cenários previstos na metodologia a partir da inserção de unidades geradoras fotovoltaicas que também fazem uso de curvas pré-estabelecidas conforme será visto no item a seguir.

5.2 CARREGAMENTO DAS CURVAS UTILIZADAS NAS SIMULAÇÕES

Após as modificações necessárias serem feitas, passou-se para etapa de carregamento das curvas de cargas que regem a demanda de energia do sistema e que serão comuns a todos os cenários estudados. Foram utilizadas cinco curvas diferentes de acordo com a potência da carga instalada. Para as cargas trifásicas, foi utilizado duas curvas, uma que determina potência ativa para cada minuto de simulação, e outra correspondente a potência reativa, essas podem ser vistas na Figura 14.

Figura 14 - Curvas de demanda diária para as cargas trifásicas.

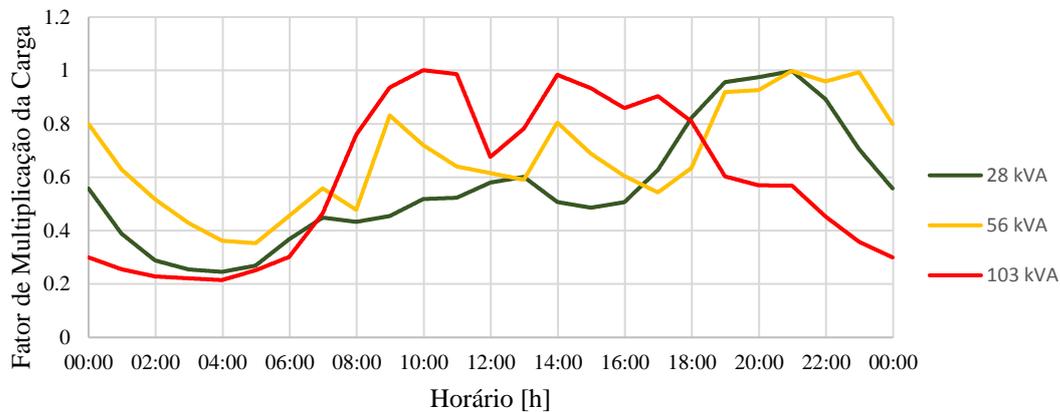


Fonte: Elaborada pelo autor com base nas curvas típicas da CEEE.

Para as cargas monofásicas, foi utilizado três curvas diferentes, determinadas de acordo com a potência instalada, uma para cada tipo. O comportamento de demanda das cargas ao longo do dia segue as curvas apresentadas na Figura 15.

Nas cargas monofásicas é aplicado a mesma curva tanto para potência ativa como para potência reativa instaladas. As curvas na Figura 15 em amarelo e verde são típicas de consumidores residenciais com o pico de demanda entre as 18h e 22h, já a curva em vermelho é típica de consumidores comerciais, com uma redução de demanda no intervalo do meio-dia e durante a madrugada, de modo mais significativo. As curvas da Figura 14 são típicas de consumidores do tipo industrial, de modo semelhante ao que ocorre no comercial, possui maior demanda entre as 9h e as 11h no período matutino e no período vespertino entre as 14h e 17h, no intervalo do meio dia há uma redução na demanda e durante a madrugada é mais significativo a diminuição no consumo.

Figura 15 - Curvas de demanda diária para as cargas monofásicas.



Fonte: Elaborada pelo autor com base nas curvas típicas da CEEE.

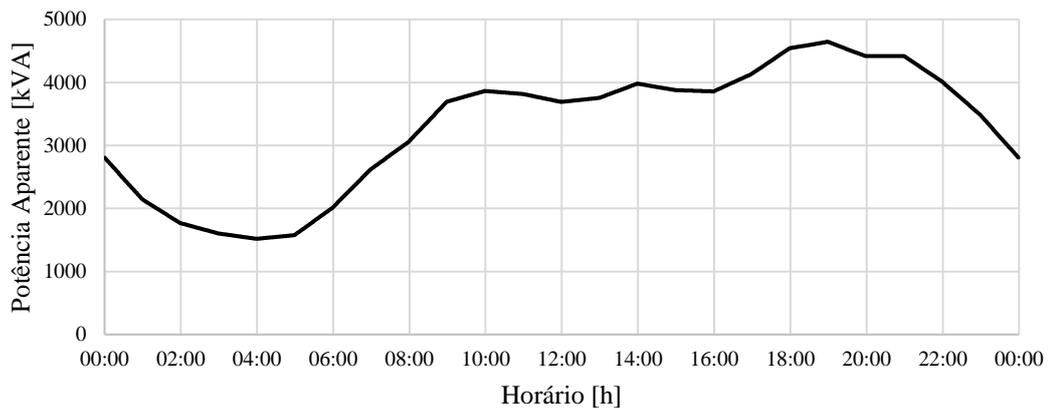
Todas as curvas de carga foram obtidas junto à concessionária CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica) e são os dados de carga utilizados nas simulações que a estatal realiza. As curvas de cargas trifásicas tomam como referência os consumidores do subgrupo A4 com consumo mensal dentro da faixa de 500 kW/h a 1000 kW/h. Já para as curvas monofásicas são tomados como referência os consumidores do grupo B, sendo do subgrupo B1 para clientes com consumo mensal entre 160 kW/h até 500 kW/h – curva em amarelo – e para clientes com consumo mensal entre 500 kW/h até 1000 kWh – curva em verde. A curva em vermelho é referenciada no subgrupo B3 industrial com consumo mensal entre 500 kW/h e 1000 kW/h. Todas as curvas são correspondentes à dias úteis.

Os dados usados para compor as curvas de carga, da irradiação solar e da temperatura, são armazenados em um arquivo de planilha externo ao *software* de simulação e precisam ser carregados através do programa. Este arquivo é composto de um valor por linha, ou seja, como o período simulado é de 24h, com um intervalo de minuto a minuto, a planilha deve conter 1440 células. Porém, os dados obtidos junto à CEEE são de hora em hora, sendo assim, houve a necessidade de intermediar os dados horários, através de interpolação linear, para discretizar de minuto em minuto e compor a curva com 1440 pontos. A curva de carga total, levando em consideração o peso das cargas no sistema, pode ser observado na Figura 16.

As curvas de irradiação solar e temperatura diárias foram elaboradas a partir de informações obtidas de uma estação de coleta de dados meteorológicos localizada no Instituto Federal Sul-rio-grandense, Campus CAVG na cidade de Pelotas/ RS. Os dados foram coletados

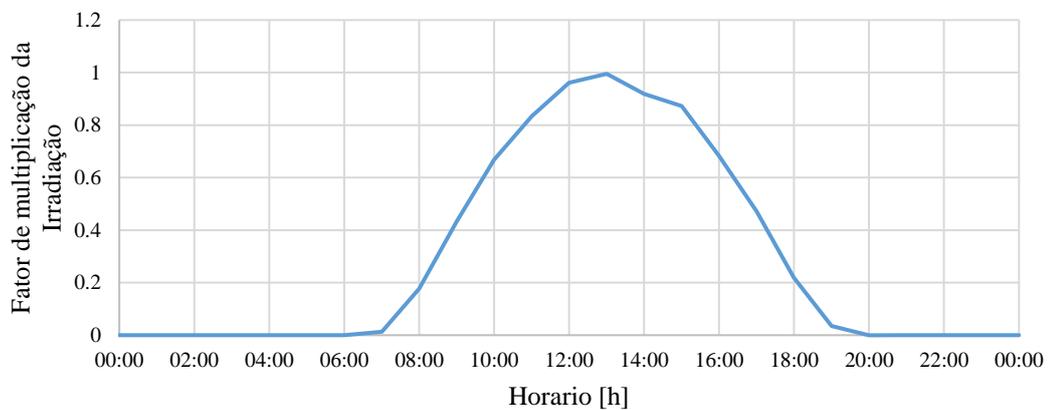
durante o mês de março de 2017 sendo registrado a média horária. A Figura 17 apresenta a curva da irradiação diária resultante já normalizada.

Figura 16 - Curva de demanda diária total das cargas do sistema.



Fonte: Elaborada pelo autor.

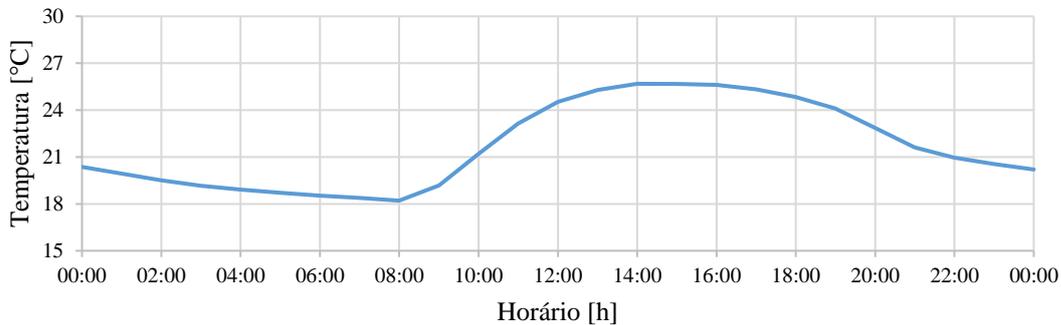
Figura 17 - Curva de multiplicação da irradiação solar diária.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A curva da Figura 17 multiplica o valor fixo de irradiação definido no sistema fotovoltaico de 1 kW/m^2 a cada minuto de simulação, o valor resultante é utilizado para determinar a geração da GD a cada instante. A temperatura do painel, considerado aqui que estaria a temperatura ambiente, segue a curva apresentada na Figura 18, esta influenciará na eficiência do painel.

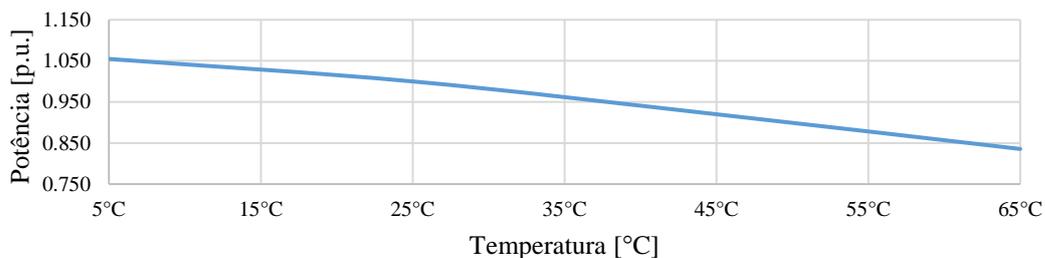
Figura 18 - Curva da temperatura diária do painel solar.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A temperatura do painel influencia na eficiência da matriz fotovoltaica, que pode ser melhor compreendida ao observar a Figura 19. Percebe-se que a medida que a temperatura da placa solar aumenta, a eficiência na conversão de energia é reduzida, apresentando a potência nominal do painel quando este está a uma temperatura de 25°C.

Figura 19 - Curva da eficiência da matriz fotovoltaica em função da temperatura diária do painel solar.

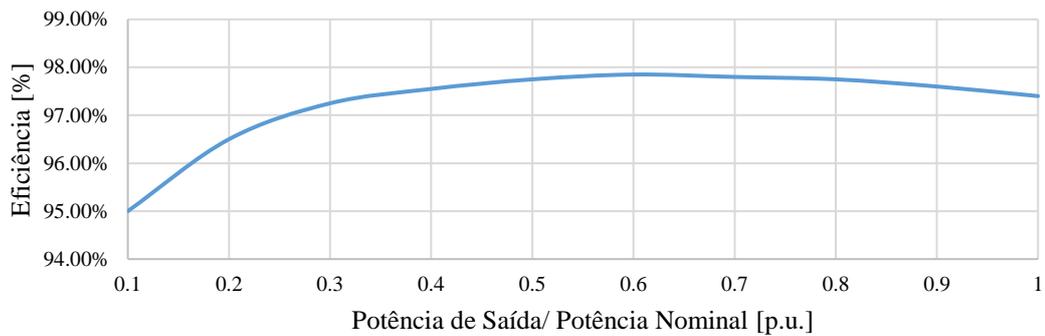


Fonte: Elaborada pelo autor a partir dos dados de catálogo do fabricante de painéis fotovoltaicos CanadianSolar.

Estes dados foram retirados das curvas $I \times V$ do catálogo da CanadianSolar para o modelo CS6K – 270P calculando-se a potência normalizada no ponto de máxima potência (pmp) em diferentes temperaturas de funcionamento. Diferentemente dos anteriores, a curva de eficiência do painel, Figura 19, e da eficiência do inversor, Figura 20, dão entrada no *software* de simulação através de vetores descritos nos arquivos do projeto que se está trabalhando, não havendo portanto, a necessidade de um arquivo externo em formato de planilha como acontece

com as curvas anteriores. Os valores de eficiência do inversor em função da potência de saída foram obtidos do catálogo de inversores solares da WEG para o modelo SIW600.

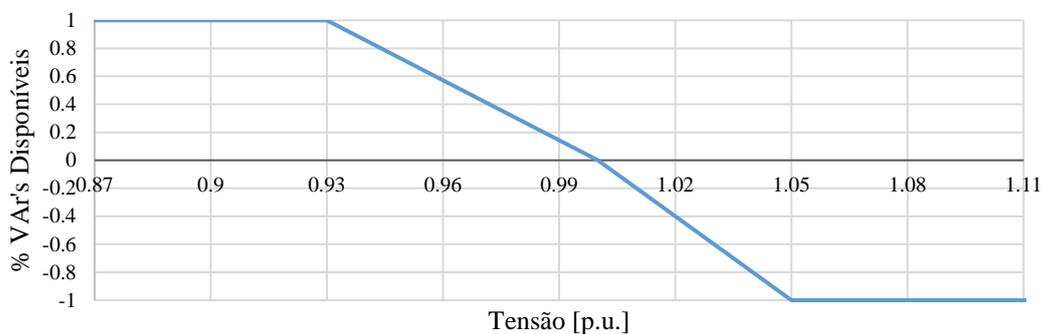
Figura 20 - Curva da eficiência dos inversores solares em função da potência de saída.



Fonte: Elaborada pelo autor a partir dos dados de catálogo do fabricante de inversores solares WEG.

Conforme descrito no capítulo anterior, no cenário em que são usados *smart solar inverters* para aplicar o controle Volt-VAr, é necessário que uma curva regre o despacho/ absorção de reativos. A curva Volt-VAr utilizada pelos inversores deste trabalho é apresentada na Figura 21 e foi elaborada a partir dos limites de tensão considerados adequados pelo PRODIST e que foram revisados no item 3.2 desta dissertação.

Figura 21 - Curva Volt-VAr aplicada aos smart solar inverters.



Fonte: Elaborada pelo autor com base nos limites de tensão do PRODIST.

A curva Volt-VAr utilizada não apresenta uma “banda morta”, na qual o inversor operaria com FP constante, usualmente unitário, para uma determinada faixa de tensão,

normalmente em torno de 1 p.u., já que os melhores resultados para as grandezas avaliadas nesta dissertação foram obtidos com a curva sem “banda morta”. O valor de potência reativa na saída do inversor é determinado pela tensão no ponto de conexão do sistema solar com a rede, mas também depende da quantidade de potência reativa disponível (VAR’s disponíveis) no equipamento, a qual é sujeita pela energia ativa que o inversor está despachando a cada instante e a potência aparente nominal do inversor, em conjunto com o sistema fotovoltaico. O *software* utiliza a convenção de valores positivos para VAR’s capacitivos (mesmo sentido no despacho de energia ativa e reativa pelo sistema fotovoltaico) e valores negativos para VAR’s indutivos (sentido contrário da demanda de energia reativa e despacho de energia ativa pelo sistema fotovoltaico). A potência reativa disponível no inversor ($kVAR_{disponíveis}$) a cada instante é determinada pela Equação 6.

$$kVAR_{disponíveis} = \sqrt{(S_{nom.})^2 - (P_{inst.})^2} \quad (6)$$

Onde:

$S_{nom.}$: Potência Aparente nominal do inversor solar, dada em kVA;

$P_{inst.}$: Potência Ativa instantânea na saída do inversor, dada em kW.

Todos os cenários foram carregados com as mesmas curvas de cargas. Os cenários com GD fotovoltaica com as mesmas curvas diárias de irradiação e temperatura, eficiência do painel em função da temperatura e eficiência do inversor em função da potência de saída. A curva Volt-VAR, logicamente, foi carregada apenas no cenário que faz a avaliação de controle no despacho/ demanda de energia reativa pelo inversor solar.

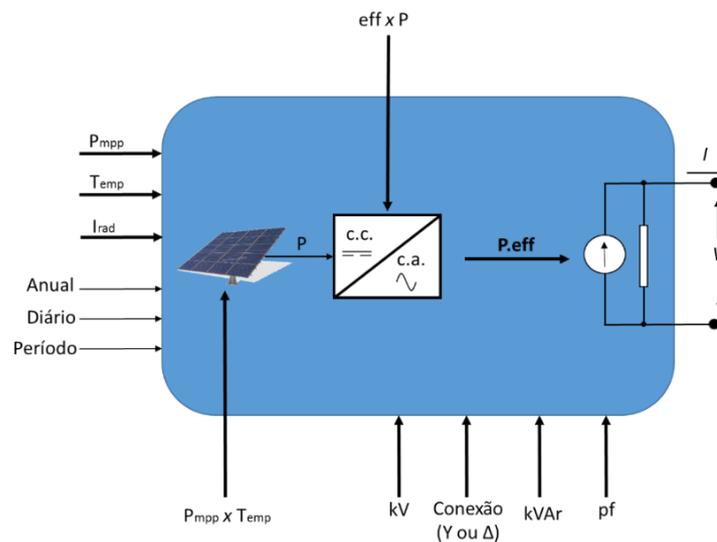
5.3 MODELAMENETO E INSERÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO NO SOFTWARE DE SIMULAÇÃO

Um sistema fotovoltaico é constituído de uma série de componentes como painéis de células solares, que tem a função de converter a irradiação solar em corrente contínua, um estágio de filtro com capacitores, um conversor CC/CA, que além de converter a corrente contínua gerada nos painéis solares em corrente alternada, tem a função de sincronizar a corrente CA com a rede, etc. No *software* utilizado, todos estes componentes estão simplificados em um bloco com o nome *PVSystem*, tendo o usuário acesso aos parâmetros de entrada, tais como: tensão de saída; número de fases e modo de conexão; potência de pico, temperatura e eficiência do painel solar; potência nominal e eficiência do inversor; irradiação

solar; fator de potência de saída; dentre outros. Portanto, as curvas apresentadas no item anterior, a exceção das curvas de carga, são de dados de entrada no modelo do sistema fotovoltaico.

O modelo também assume que o inversor é capaz de rastrear rapidamente o ponto de potência máxima do painel (pmp), simplificando assim, o uso do bloco. Um diagrama esquemático do dispositivo *PVSystem* é mostrado na Figura 22, que combina o modelamento do painel solar e do inversor juntos.

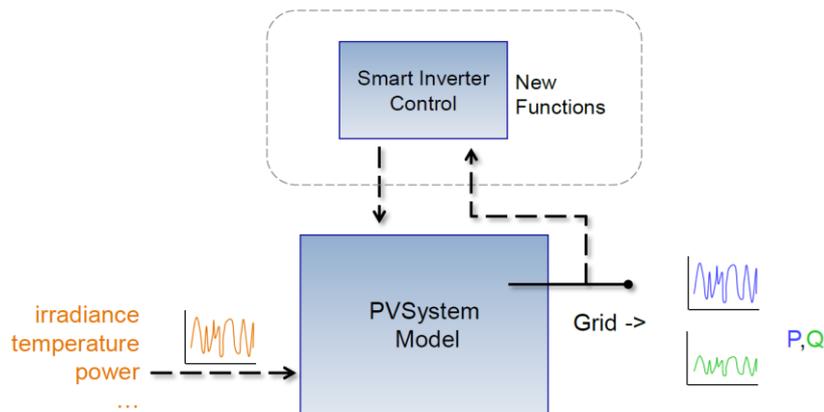
Figura 22 - Diagrama do bloco *PVSystem* modelado no software de simulação.



Fonte: Adaptada do manual (*PVSystem Element Model*) do software de simulação.

Este modelo seria suficiente para fazer a análise dos cenários com GD que operam com FP fixo, haja visto que o bloco possui este como um dado de entrada. Já para o cenário em que um *smart solar inverter* é utilizado no modo Volt-VAr, é necessário que um controle seja aplicado ao modelo. Na versão 1.5, utilizada nas simulações desta dissertação, o elemento *PVSystem* permite que o controle seja aplicado ao inversor através da função “*Add a controller*”, e assim, o modo Volt-VAr possa ser executado. A Figura 23, retirada do manual do software, ilustra o modo de operação do bloco *PVSystem* operando sob um controle, o que torna o modelo um *Smart Solar Iverter*.

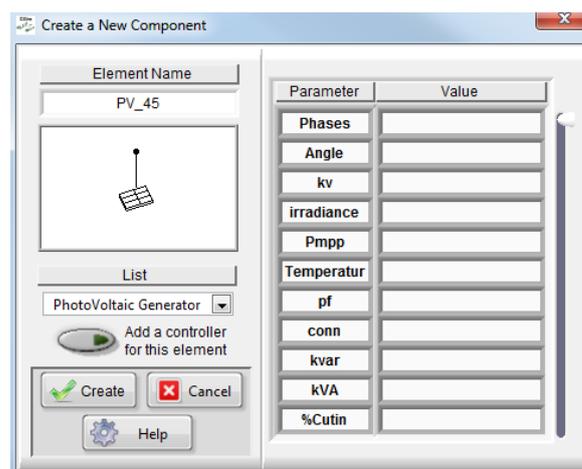
Figura 23 - Diagrama do bloco PVSystem modelado no software de simulação.



Fonte: Retirada dos arquivos do manual (*Modeling High-Penetration PV for Distribution Interconnection Studies*) do software de simulação.

Observando a Figura 23 é possível perceber que o controlador monitora as grandezas de saída do *PVSystem*, aplica o controle e modifica os parâmetros de entrada do modelo. No caso do modo Volt-VAR, o controlador monitora a tensão na saída do bloco e conforme a curva apresentada na Figura 21 altera o parâmetro de entrada “kVAR”. Figura 24 traz a imagem da tela do *PVSystem* onde é possível ver como é dada a entrada de alguns parâmetros no modelo.

Figura 24 - Janela de inserção dos parâmetros de entrada do bloco PVSystem.



Fonte: Tela do software de simulação *DSSim*.

Nem todos os parâmetros de entrada do bloco necessitam ser preenchidos. A Tabela 11 apresenta uma breve descrição dos parâmetros utilizados.

Tabela 11 - Parâmetros do PVSystem utilizados.

<i>Parâmetro</i>	<i>Descrição</i>
<i>Phases</i>	Número de fases do <i>PVSystem</i> – determinado conforme a carga no nó
<i>kv</i>	Tensão de saída do <i>PVSystem</i> – determinado conforme a tensão de operação do nó
<i>irradiance</i>	Valor de irradiação solar que será multiplicado pela curva – definido com 1kW/m ²
<i>Pmpp</i>	Potência de pico do painel solar – determinado conforme o consumo diário da carga
<i>Temperatur</i>	Temperatura de referência para definir o pmp – definido como 25°C
<i>pf</i>	Fator de potência de saída do <i>PVSystem</i> – definido conforme o cenário avaliado
<i>conn</i>	Tipo de conexão em <i>PVSystems</i> trifásicos – definido como estrela (Y) quando aplicado
<i>kVA</i>	Potência nominal do inversor solar – definido conforme o parâmetro <i>Pmpp</i>
<i>%Cutin</i>	% da Pot de saída em relação à Pot. Nominal que o Inv. passa à injetar energia na rede
<i>%Cutout</i>	% da Pot / Pot. Nominal que, abaixo, o Inv. cessa o envio de energia à rede
<i>EffCurve</i>	Direcionamento ao vetor de eficiência \times Pot. de saída do Inv. descrito em arquivo .DSS
<i>P-TCurve</i>	Direcionamento ao vetor de eficiência \times Temperatura do painel descrito em arquivo .DSS
<i>Vminpu</i>	Tensão mínima na qual o Inv. corta o fornecimento de energia à rede – definida 0.8 p.u.
<i>Vmaxpu</i>	Tensão máxima na qual o Inv. corta o fornecimento de energia à rede – definida 1.1 p.u.
<i>daily</i>	Direcionamento ao arquivo com os fatores de multiplicação do parâmetro <i>irradiance</i>
<i>Tdaily</i>	Direcionamento ao arquivo com valores de temperatura ao longo do dia

Fonte: Elaborada pelo autor.

A determinação dos nós que recebem GD foi feita conforme definido na metodologia, ou seja, foram escolhidas ao acaso através do sorteio utilizando a função *ALEATÓRIOENTRE(x,y)* do Excel. A partir daí, foi necessário definir as potências dos sistemas fotovoltaicos a serem instaladas. Como o critério da metodologia era de que a GD atendesse na totalidade à carga instalada no nó que receberia a unidade geradora, foi necessário observar o consumo de energia da carga, de acordo com a potência instalada e a *LoadShape* correspondente, para um período de 24 horas. Após obter o consumo diário da carga, observou-se o potencial de geração com as curvas e parâmetros definidos, podendo assim, determinar qual a potência do *PVSystem* a ser instalado para cada tipo de carga existente no sistema IEEE 123 nós. A Tabela 12 traz a informação dos nós que receberam a adição de GD, as potências instaladas das cargas e dos sistemas fotovoltaicos correspondentes e da fase que o conjunto carga/ GD está conectado.

O critério de parada na adição de GD's foi de quando a potência total das unidades geradoras chegou próximo da metade da potência instalada das cargas. Este nível alto de penetração, de aproximadamente 50%, é possível devido a robustez do Sistema de Testes IEEE 123 nós. Durante a concepção do circuito com GD's, foram testados níveis mais baixos de entrada de geradores fotovoltaicos, no entanto, os impactos que se tinha o objetivo de avaliar

não foram claramente percebidos, chegando-se, portanto, ao valor total de 2.460 kVA de potência de pico das GD's.

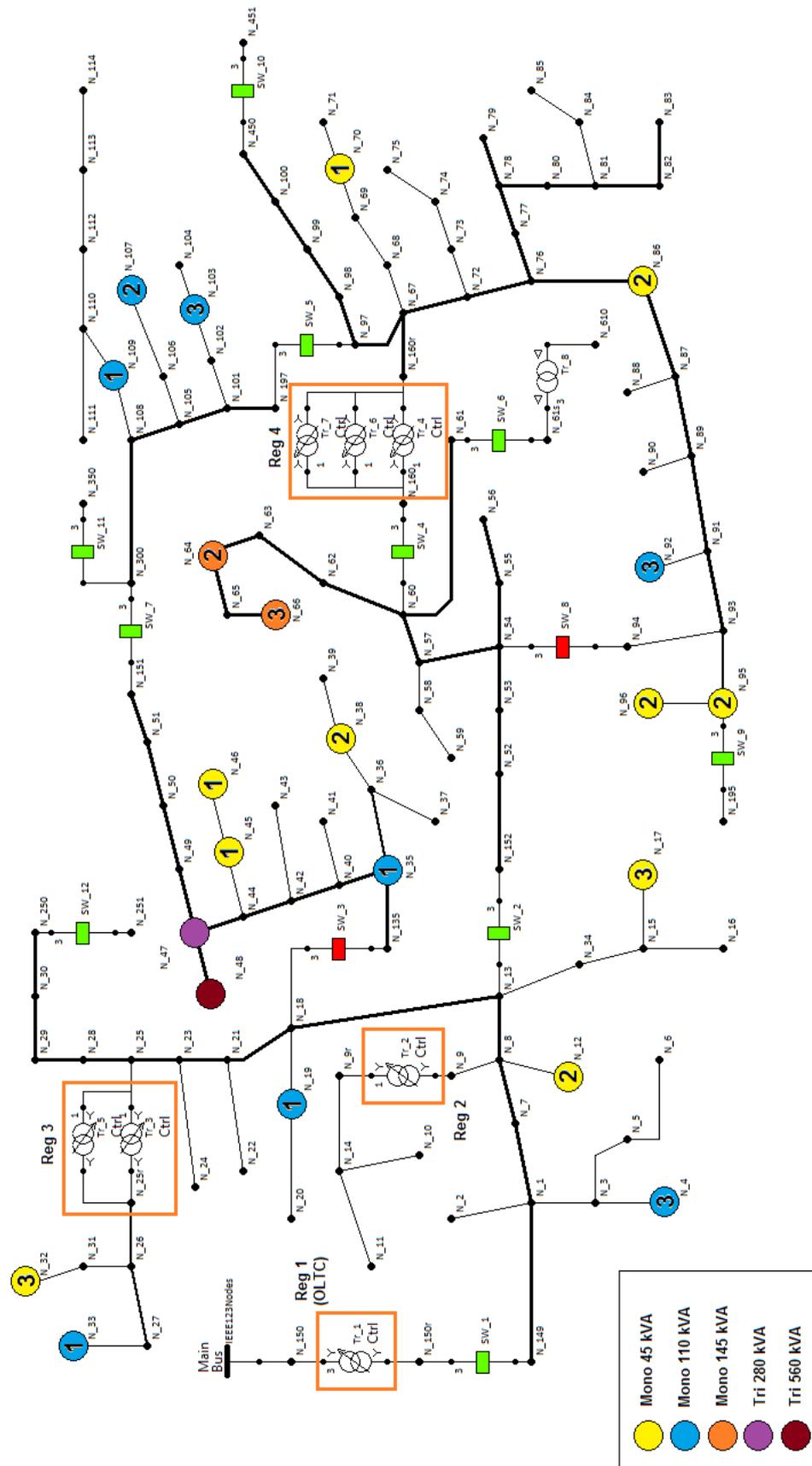
Tabela 12 - Nós do sistema de testes IEEE 123 nós que receberam GD.

<i>nó</i>	<i>Pot. da Carga [kVA]</i>	<i>fase</i>	<i>Pot. do PVSystem [kVA]</i>
4	56	Ph-3	110
12	28	Ph-2	45
17	28	Ph-3	45
19	56	Ph-1	110
32	28	Ph-3	45
33	56	Ph-1	110
35	56	Ph-1	110
38	28	Ph-2	45
45	28	Ph-1	45
46	28	Ph-1	45
47	129	Ph-1,2 e 3	280
48	258	Ph-1,2 e 3	560
64	103	Ph-2	145
66	103	Ph-3	145
70	28	Ph-1	45
86	28	Ph-3	45
92	56	Ph-3	110
95	28	Ph-2	45
96	28	Ph-2	45
103	56	Ph-3	110
107	56	Ph-2	110
109	56	Ph-1	110
Total			2460

Fonte: Elaborada pelo autor.

Na Figura 25 é mostrado a localização dos nós sorteados que receberam GD, os quais estão destacados pelos círculos coloridos e dentro o número indica a fase que está conectada, para unidades trifásicas não há numeração. É possível também observar na figura o status das chaves seccionadoras (SW's), sendo representadas em verde quando fechadas e em vermelho quando abertas. Os reguladores de tensão estão dentro dos retângulos em laranja.

Figura 25 - Localização dos PVSystems no sistema de testes IEEE 123 nós.



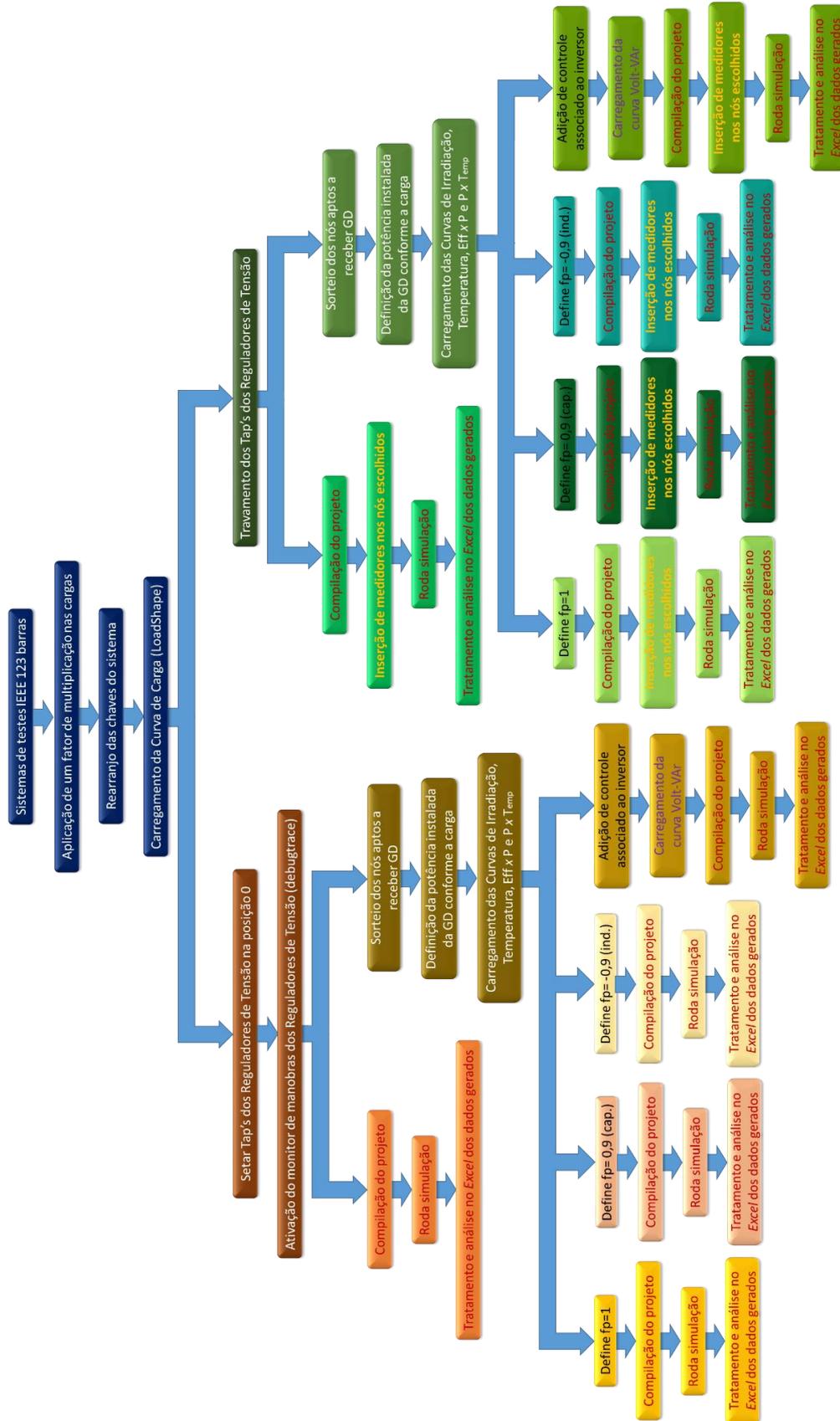
Fonte: Elaborada pelo autor a partir da janela de interface do programa *DSSim*.

O modelo *PVSystem* opera no modo FP fixo com valor constante definido em toda a faixa de potência de saída. Já a norma brasileira ABNT NBR 16149 determina que até 20% da potência nominal do inversor, o sistema fotovoltaico deve trabalhar sob FP unitário, só após isso é permitido injetar ou absorver reativos. Sendo assim, para os cenários em que o inversor solar tem na saída um FP fixo em 0,9 indutivo ou capacitivo acima do limite estabelecido pela norma, houve a necessidade de duplicar o bloco *PVSystem* de modo que até 20% da potência nominal do inversor um sistema com FP igual a 1 era mantido em operação enquanto o outro permanecia desligado. Após a potência de saída da GD atingir 20% da potência nominal, o bloco que estava em operação era desativado, entrando em operação o modelo com FP definido em 0,9 capacitivo ou indutivo, conforme o cenário, reproduzindo assim, as curvas das Figuras 9 e 11 apresentadas na metodologia.

Para que a estratégia descrita fosse colocada em prática, foram usados os parâmetros *%Cutin* e *%Cutout* definidos como 0,2, descritos na Tabela 11, no bloco que opera com FP fixo em 0,9. Já para o bloco responsável por injetar apenas potência ativa, outra curva de eficiência em função da potência de saída do inversor foi utilizada, a qual acima de 20% da potência nominal, a eficiência do inversor passa a ser zero, desligando assim este bloco.

Após a adequação do sistema através da aplicação de um fator de multiplicação nas cargas e reconfiguração das chaves do circuito, bem como a adição de unidades geradoras fotovoltaicas com os devidos parâmetros específicos de cada cenário, o sistema de testes IEEE 123 nós modificado estava preparado para fornecer as respostas dos diferentes cenários propostos na metodologia. O diagrama de blocos mostrado na Figura 26 elucida os passos que foram tomados até se chegar aos dados que serão expostos e analisados no próximo capítulo.

Figura 26 - Diagrama dos passos realizados na aplicação da metodologia.



Fonte: Elaborada pelo autor a partir da janela de interface do programa DSSim.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Após a adequação do sistema IEEE 123 nós e a elaboração dos cenários propostos na metodologia, com diferentes modos de operação do inversor solar, foi possível executar as simulações e gerar os resultados que foram organizados e tratados no *Excel*, possibilitando que curvas com o comportamento da tensão em alguns nós estratégicos do sistema pudessem ser traçadas, facilitando a visualização do que acontece no sistema com a entrada da GD nos diferentes cenários. Também foram organizados em gráficos de barras o número de manobras que os reguladores de tensão executaram durante o período simulado para cada modo de operação do inversor, assim como no cenário de referência. Portanto, este capítulo apresenta essas respostas obtidas do sistema e faz uma análise dos resultados, determinando qual modo traz mais vantagens do ponto de vista operacional.

6.1 AVALIAÇÃO DO NÚMERO DE MANOBRAS DOS REGULADORES DE TENSÃO DO SISTEMA IEEE 123 NÓS MODIFICADO

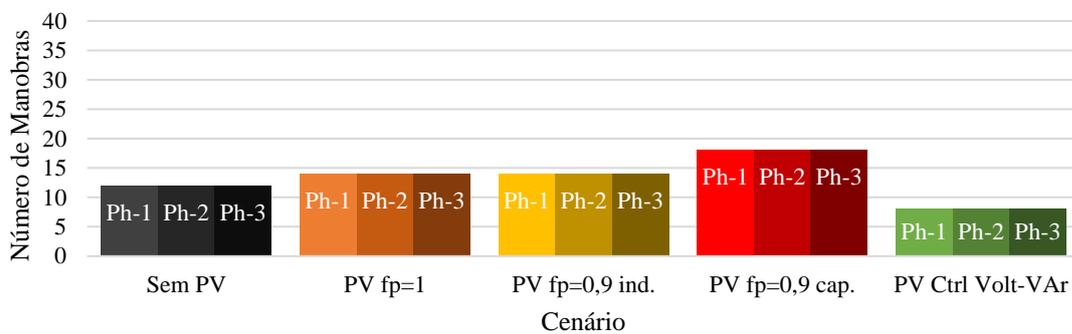
Inicialmente foi avaliado o número de manobras realizado pelos reguladores de tensão existentes no sistema de testes IEEE 123 nós, com localização que pode ser observada na Figura 25, nos diferentes cenários elaborados, durante um período de 24 horas. Para esta análise, foi necessário ativar o parâmetro “*debugtrace*” no bloco referente aos reguladores de tensão, com isto, um arquivo para cada regulador é criado ao executar a simulação, onde ficam armazenados as informações do horário que ocorreu a mudança de *tap*, o *tap* atual e futuro no instante antes de ocorrer a comutação, dentre outros. Com estas informações foi possível contar o número de manobras e saber exatamente quantas tinham sido realizadas no intervalo em estudo. O objetivo foi de comparar o número de manobras em cada cenário que foi adicionado unidades geradoras fotovoltaicas com a quantidade de comutações efetuadas no cenário de referência, sem GD.

O regulador de tensão modelado no *software* de simulação é composto de 33 posições, sendo o *tap* central (0) mais 16 posições de acréscimo e 16 posições de decréscimo de tensão, com um passo de 0,00625 p.u., tomado como referência a tensão de fase correspondente a 2,4 kVolts em que o sistema opera. Portanto, o regulador possui uma faixa de trabalho de 0,9 p.u. a 1,1 p.u., operando entre 2,16 kVolts e 2,64 kVolts. Foi restringido ao regulador executar no máximo uma mudança de *tap* a cada iteração, além disso, todos os reguladores foram configurados para iniciarem na posição 0.

6.1.1 Análise do Regulador 1 (OLTC)

Este é o regulador trifásico localizado na entrada do sistema que corresponde ao OLTC da subestação. A Figura 27 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra o comportamento deste regulador nos diferentes cenários.

Figura 27 - Comutações do Regulador de Tensão 1 (OLTC) nos diferentes cenários.



Fonte: Elaborada pelo autor

Os resultados em tons de cinza são correspondentes ao número de manobras no cenário de referência, sendo que os diferentes tons de cores indicam as comutações para cada fase. A fase 1 (Ph-1) do regulador é representada na figura por tons mais claros, a fase 2 (Ph-2) pelos tons intermediários e a fase 3 (Ph-3) por tons mais escuros, isto em todos os cenários expostos. Os resultados apresentados em tons de marrom são do cenário com presença de GD que operam com o parâmetro de fator de potência que a norma ABNT NBR 16149 recomenda que os inversores saiam de fábrica, ou seja, com FP unitário (segundo cenário). Os resultados do número de manobras do regulador no cenário em que o inversor opera com FP fixo no limite da norma estão representados pelas barras em tons de amarelo para um FP indutivo (terceiro cenário), e vermelho para um FP capacitivo (quarto cenário). Por fim, os resultados em verde correspondem ao número de manobras que o regulador de tensão executou quando o controle Volt-VAr é aplicado ao inversor (quinto cenário). Este critério é adotado em toda análise feita neste subitem.

Analisando a Figura 27 nota-se que houve um pequeno aumento no número de manobras no OLTC quando foram inseridas GD's no sistema que operam com FP unitário. Quando as

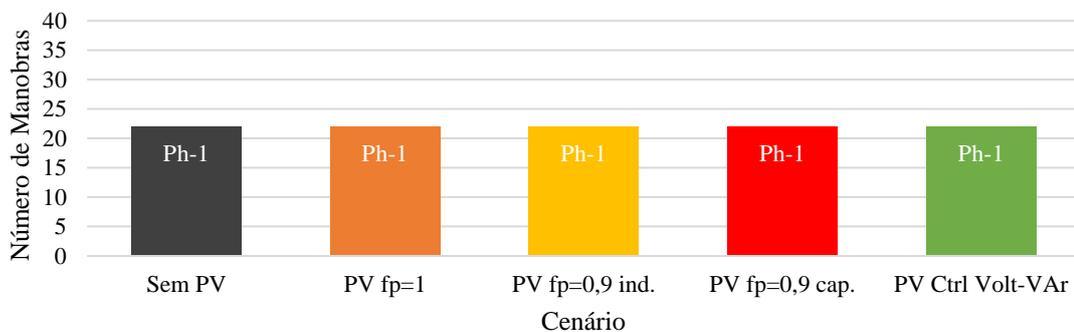
unidades geradoras têm seu FP fixado em 0,9 indutivo, o número de manobras se mantém o mesmo do segundo cenário, não havendo, portanto, um acréscimo significativo da mudança de *tap's* para manter a tensão próxima de 1,0 p.u.. Já para o quarto cenário, o OLTC da subestação teve de realizar 50% mais manobras em relação ao cenário de referência, possivelmente devido ao aumento de tensão provocado pela injeção de reativos na rede através dos inversores da GD. Porém, com o controle no despacho/ absorção de energia reativa aplicado aos inversores solares, o número de manobras deste regulador foi reduzido um terço em relação ao primeiro cenário. Portanto, o melhor cenário para o regulador de tensão da subestação é o quinto, haja visto que é o que apresenta o menor número de comutações em relação aos outros cenários com GD e até mesmo em relação ao cenário de referência, o que possivelmente prolongaria o tempo de vida do equipamento, comprovando o benefício que a GD é capaz de trazer.

Como o Regulador 1 ajusta os *tap's* com base exclusivamente na tensão da fase Ph-1, as manobras efetuadas nas três fases são coincidentes, o que não ocorre nos reguladores restantes que possuem o monitoramento e execução de mudança de *tap* independentes para cada fase, a exceção do Regulador 2 que é monofásico.

6.1.2 Análise do Regulador 2

Este é o regulador de tensão monofásico que a jusante dele não há GD inserida, portanto, o número de manobras se mantém o mesmo em todos os cenários avaliados já que não há influência de unidades geradoras na tensão após este equipamento. Os resultados do Regulador 2 são mostrados na Figura 28.

Figura 28 - Comutações do Regulador de Tensão 2 nos diferentes cenários.

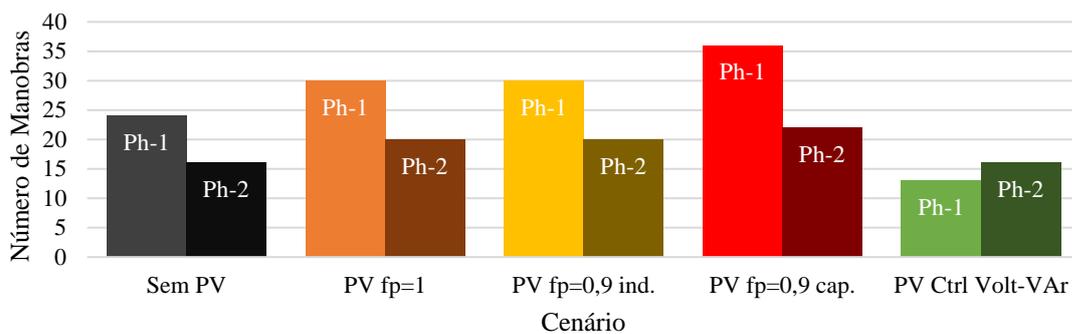


Fonte: Elaborada pelo autor

6.1.3 Análise do Regulador 3

A jusante deste regulador de tensão estão localizadas três cargas monofásicas, duas na fase Ph-3 e uma, de maior porte, na fase Ph-1 que corresponde a mesma potência das outras duas cargas somadas. Dois destes três nós que possuem cargas, receberam adição de GD, sendo uma na fase Ph-3, de menor porte, e a outra na fase Ph-1, de maior capacidade de geração. Sendo assim, era esperado que a resposta do regulador conectado à fase Ph-1 fosse mais significativa pelo fato de que toda a carga, depois do equipamento, ligada a esta fase era compensada por uma GD, o que pode ser conferido na Figura 29.

Figura 29 - Comutações do Regulador de Tensão 3 nos diferentes cenários.



Fonte: Elaborada pelo autor

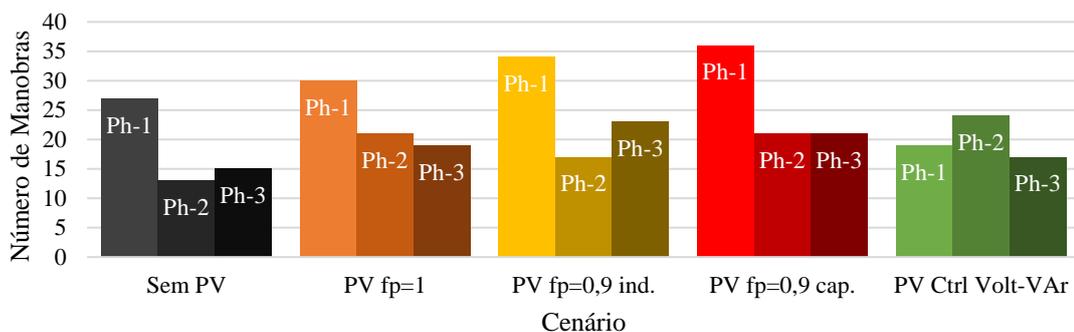
As respostas do regulador de tensão bifásico mostram um resultado parecido com o que ocorre no OLTC da subestação. Tomando como base o cenário sem GD, há um acréscimo de 25% no número de manobras do regulador, de modo equivalente, nos cenários com GD operando com FP unitário e fixo em 0,9 indutivo. Quando o inversor tem fixado o FP capacitivo, o aumento é mais significativo, obrigando, em uma das fases, o regulador a fazer 50% mais comutações. Já quando o controle Volt-VAr é empregado, o número de mudança de *tap's* se iguala ao cenário de referência ou até mesmo é reduzido, como decorre na fase Ph-1, onde os resultados são mais facilmente notados.

Portanto, assim como no primeiro caso avaliado, o cenário mais vantajoso, do ponto de vista de redução do número de manobras do regulador de tensão deste sistema, tem-se quando o *smart solar inverter* é utilizado, ao passo que o cenário em que um FP fixo capacitivo é empregado apresenta os piores efeitos.

6.1.4 Análise do Regulador 4

Com o rearranjo das chaves, a maior parte das cargas do sistema ficaram localizadas após o Regulador 4, sendo a fase Ph-1 a mais carregada, com 1244,5 kVA, seguida da fase Ph-2, com 962,5 kVA e a fase Ph-3 com 936,5 kVA de potência instalada. As GD's instaladas a jusante deste regulador totalizam 1705 kVA divididas entre as três fases de modo desequilibrado. A Figura 30 mostra o número de manobras que o Regulador 4 realizou no período observado para cada fase nos distintos cenários.

Figura 30 - Comutações do Regulador de Tensão 4 nos diferentes cenários.



Fonte: Elaborada pelo autor

Observando a Figura 30 é possível perceber que o número de manobras realizado na fase de maior carregamento é significativamente maior que das outras fases, com exceção do cenário em que o controle Volt-VAr é aplicado. Somando-se as comutações em todos os cenários, a fase Ph-1 do Regulador 4 realizou 50% mais manobras que as outras duas fases, o que leva a crer que quanto mais carregada a rede estiver, maior é o esforço em manter a tensão dentro de limites estabelecidos. Por outro lado, este regulador foge do padrão que vinha sendo apresentado anteriormente, sendo o comportamento distinto de cada fase.

Na fase Ph-1 aumentou o número de manobras quando as GD's foram inseridas no sistema e operavam com FP fixo, sendo que, dentre estes, o cenário que apresenta o maior número de mudança de *tap's* continua sendo com o inversor operando no modo capacitivo, embora não de maneira tão significativa como ocorria nas outras análises feitas. Quando comparados o terceiro com o segundo cenário, em que nas outras análises havia igualdade no

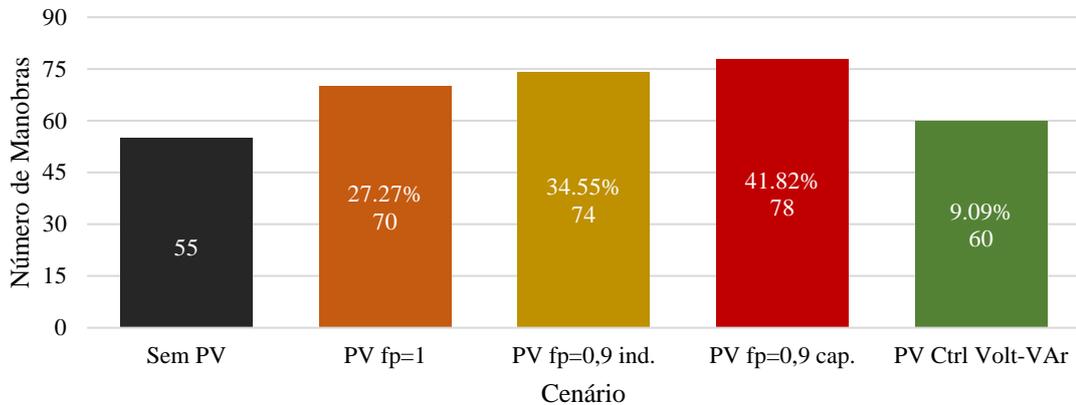
número de manobras, aqui houve acréscimo. O quinto cenário continua sendo o que apresenta os melhores resultados da grandeza aqui avaliada, trazendo uma redução de cerca de 30% no número de manobras em relação ao cenário de referência.

Para fase Ph-2, o inversor operando com FP fixo em 0,9 indutivo é o modo que menos aciona o regulador de tensão dentre os cenários com GD, no entanto não consegue ser menor que o número de manobras realizadas no cenário sem unidades de geração fotovoltaica. No modo de FP fixo unitário e de 0,9 capacitivo, o número de comutações é o mesmo. Já para o modo de Controle Volt-VAr, exclusivamente nesta fase deste regulador, é o que apresenta os piores resultados em relação ao número de manobras.

Para fase Ph-3 do regulador, o cenário que apresenta os melhores resultados dentre os que possuem GD é quando os inversores estão operando no modo Volt-VAr, embora o número de manobras seja ligeiramente maior que o cenário sem GD. Quando os inversores estão absorvendo reativos da rede, a um FP fixo, tem-se o maior número de comutações, portanto, o pior cenário para grandeza aqui avaliada.

Levando em consideração o número total de manobras realizados pelo Regulador 4 em cada cenário, sem fazer a distinção entre as fases, é possível perceber um acréscimo de 27% no número de comutações do cenário com FP padrão de fábrica carregado no inversor da GD em relação ao cenário de referência, um acréscimo ainda maior, de 35%, quando a GD opera com FP fixo em 0,9 indutivo, e mais acentuado ainda quando o FP fixo capacitivo é empregado, chegando a 42% a mais que no cenário sem GD. Quando o Controle Volt-Var é utilizado tem-se um acréscimo pequeno no número de manobras, da ordem de 9%. Estes resultados são semelhantes ao que ocorre quando analisado o número total de manobras de todos os reguladores somados e que será abordado no item a seguir. Os dados expostos neste parágrafo são elucidados na Figura 31 e estão demonstrados no centro de cada barra juntamente com o número de manobras realizadas.

Figura 31 - Número total de comutações realizadas pelo Regulador 4 nos diferentes cenários.

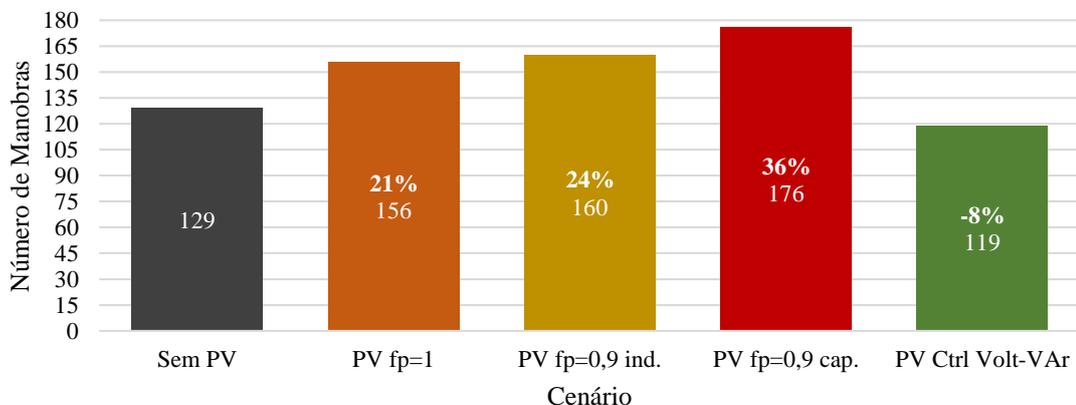


Fonte: Elaborada pelo autor

6.1.5 Análise do número total de manobras realizadas pelos reguladores de tensão do sistema de testes IEEE 123 barras modificado

Para possibilitar uma análise geral do número de manobras realizados em cada cenário, foi somado os resultados obtidos de todos os reguladores de tensão presentes no sistema de testes IEEE123 barras, independente das fases. A Figura 32 expõe os valores obtidos e traz a porcentagem da diferença entre o cenário que está sendo observando e o que serve de referência neste estudo, sem GD.

Figura 32 - Número total de comutações realizadas pelos reguladores de tensão nos diferentes cenários.



Fonte: Elaborada pelo autor

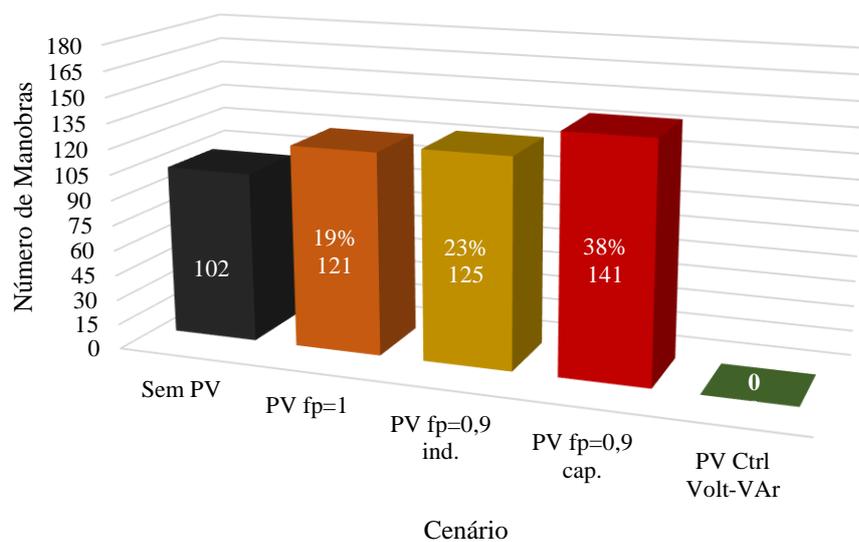
Os dados apresentados na Figura 32 indicam que o uso de inversores equipados com o recurso de suporte de tensão através do gerenciamento de reativos, são capazes de atenuar os impactos causados pela alta penetração de geração distribuída nas redes de distribuição e, até mesmo, trazer benefícios, tais como a redução do número de manobras realizadas pelos reguladores, o que possivelmente acarretaria no prolongamento do tempo de vida desses equipamentos. Ao que tudo indica, o inversor operando com um FP fixo capacitivo traz mais instabilidade aos níveis de tensão da rede ou aumentam em demasiado o valor da tensão, fazendo com que os dispositivos de regulação necessitem ser mais acionados. Dentre os cenários que operam com FP fixo, o recomendado pela norma brasileira ABNT NBR 16149, de que os inversores saiam de fábrica com fator de potência unitário, é o que causa a menor necessidade de os reguladores de tensão atuarem, sendo de perto seguido pelo cenário em que a GD opera com FP indutivo.

Buscando-se uma explicação para o elevado número de manobras executadas pela fase Ph-2 do Regulador 4 no cenário em que foi empregado o controle Volt-VAr, recorreu-se ao arquivo gerado na simulação, por meio da ativação do parâmetro *debugtrace*, para analisar o horário que as trocas de *tap's* haviam ocorrido. Foi observado então que, em todos os reguladores, a mudança de *tap* neste cenário ocorria antes dos 25 minutos de simulação. Depois de atingirem uma determinada posição, permaneciam no mesmo *tap* durante todo o tempo restante. Observando os arquivos gerados nos outros cenários, pôde ser percebido que muitas manobras eram efetuadas nos primeiros minutos de simulação, o que leva a crer que são causadas devido ao tempo que o sistema leva até atingir a estabilidade e o alimentador estar devidamente carregado. Durante este período transitório, o algoritmo que coordena a mudança de *tap* no regulador de tensão faz os ajustes com objetivo de manter a tensão constante, provocando assim o elevado número de manobra nos instantes iniciais. As curvas do comportamento dos reguladores de tensão no tempo para os diferentes cenários podem ser consultadas no APÊNDICE A desta dissertação. Diante do exposto, resolveu-se observar o número total de manobras dos reguladores do sistema, assim como foi feito na Figura 32 descartando-se as respostas para antes dos 25 minutos de simulação, tempo este, suficiente para o sistema ser totalmente carregado e entrar no regime normal de funcionamento. A Figura 33 demonstra de forma visual os resultados obtidos.

É possível perceber que a proporção entre o número de manobras executadas pelos reguladores de tensão em cada cenário, que está demonstrada na Figura 33, é semelhante ao que já foi exposto na Figura 32, diferindo-se, de maneira bastante chamativa, o quinto cenário onde nenhum dos reguladores executou sequer uma mudança de *tap*. É possível apontar que a

técnica de controle Volt-VAr atuou de maneira bastante satisfatória na regulação de tensão através da gestão no despacho **Erro! Fonte de referência não encontrada.**/ demanda de reativos, ao ponto de não haver a necessidade de atuação dos reguladores de tensão. No entanto, uma análise mais profunda dos níveis de tensão em alguns pontos do alimentador se faz necessária para que uma conclusão mais assertiva possa ser obtida.

Figura 33 - Número total de comutações realizadas pelos reguladores de tensão nos diferentes cenários depois de atingido a estabilidade do sistema.



Fonte: Elaborada pelo autor

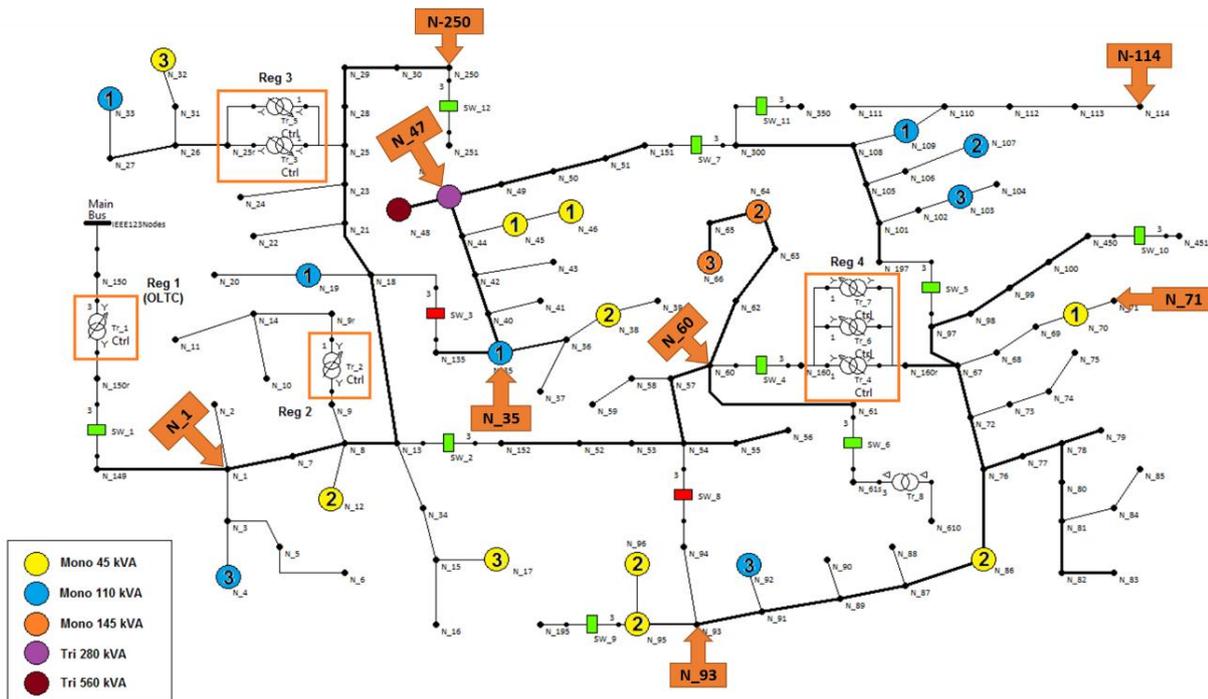
Ao observar as curvas do comportamento dos reguladores de tensão ao longo do período analisado, que são trazidas no ANEXO A, é possível perceber que em nenhum cenário o *tap* limite (*tap* 16, seja ele de acréscimo ou decréscimo de tensão) para quaisquer dos reguladores, foi atingido. Isto sinaliza que não houveram violações nos limites de tensão em regiões próximas aos reguladores, havendo ainda recurso a ser utilizado pelo dispositivo, porém não houve necessidade.

6.2 AVALIAÇÃO DA TENSÃO EM NÓS CRÍTICOS DO SISTEMA IEEE 123 NÓS MODIFICADO

Como descrito na metodologia, afim de não interferir na análise, os reguladores de tensão foram desativados. Os nós avaliados foram escolhidos com base no que foi sugerido na metodologia, neles foram adicionados monitores de tensão que registram o valor, em p.u., em

um arquivo .csv a cada minuto de simulação. Em todos os cenários os mesmos nós foram observados para possibilitar a comparação entre os dados gerados em cada simulação. Os nós que receberam monitores de tensão podem ser observados na Figura 34, onde estão indicados pelas flechas em laranja e dentro a indicação do nó que se está monitorando.

Figura 34 - Localização dos com monitor de tensão.



Fonte: Elaborada pelo autor a partir da janela de interface do programa *DSSim*.

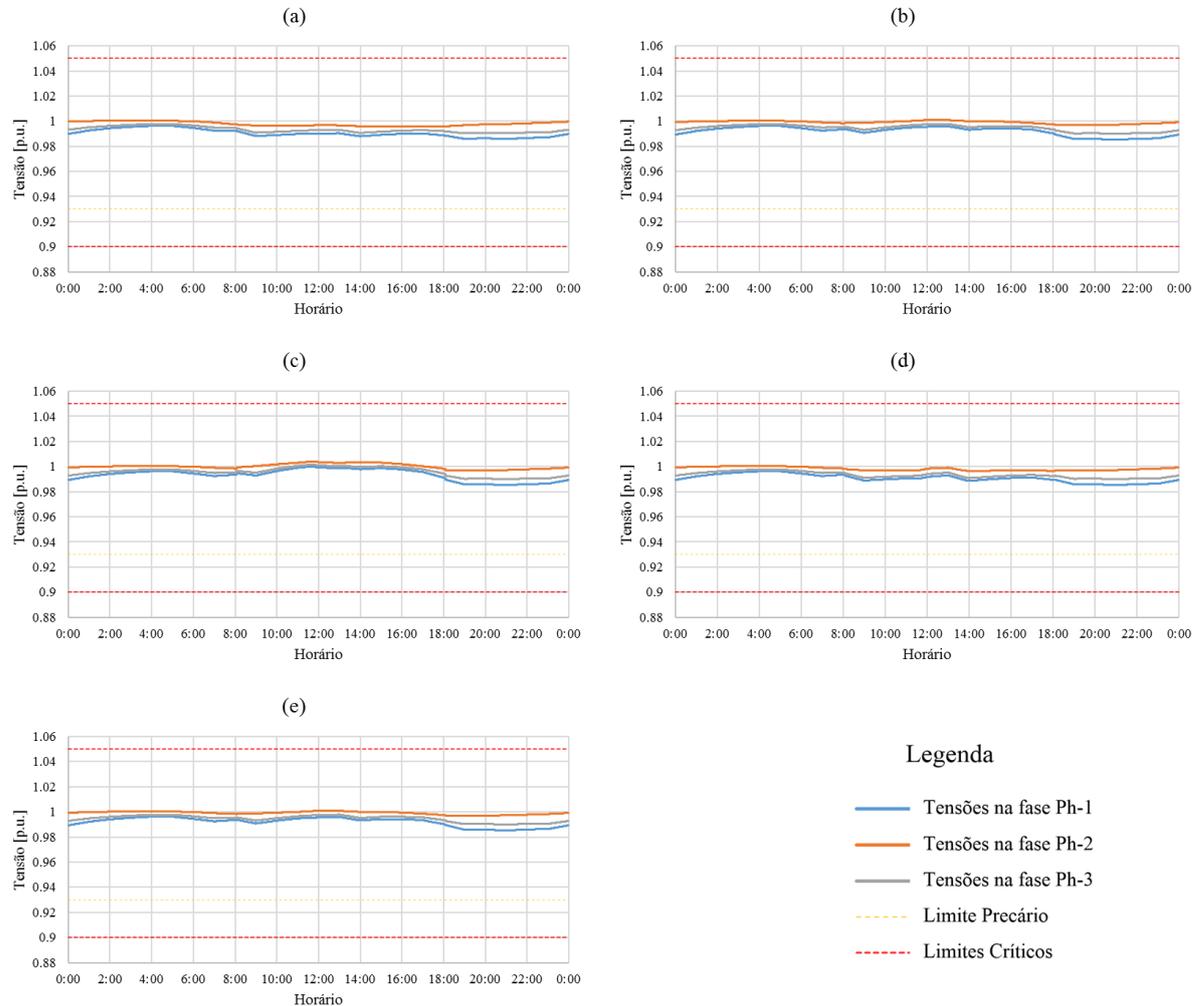
As respostas de tensão do sistema nos nós escolhidos para os cinco cenários são apresentadas e discutidas nos itens a seguir.

6.2.1 Tensões na entrada do alimentador

Foram tomadas as tensões no nó N_1, próximo a entrada do alimentador que estão expostas na Figura 35.

Analisando os gráficos das tensões no nó N_1 percebe-se em todos os cenários os valores ficaram próximos de 1 p.u., não sofrendo, portanto, impacto significativo por conta da entrada da GD para quaisquer configurações do inversor que foram estudadas. Esta estabilidade observada no nó N_1 se deve a proximidade deste com o barramento infinito na entrada do alimentador.

Figura 35 - Tensões no nó N_1. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1; (c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr.



Fonte: Elaborada pelo Autor

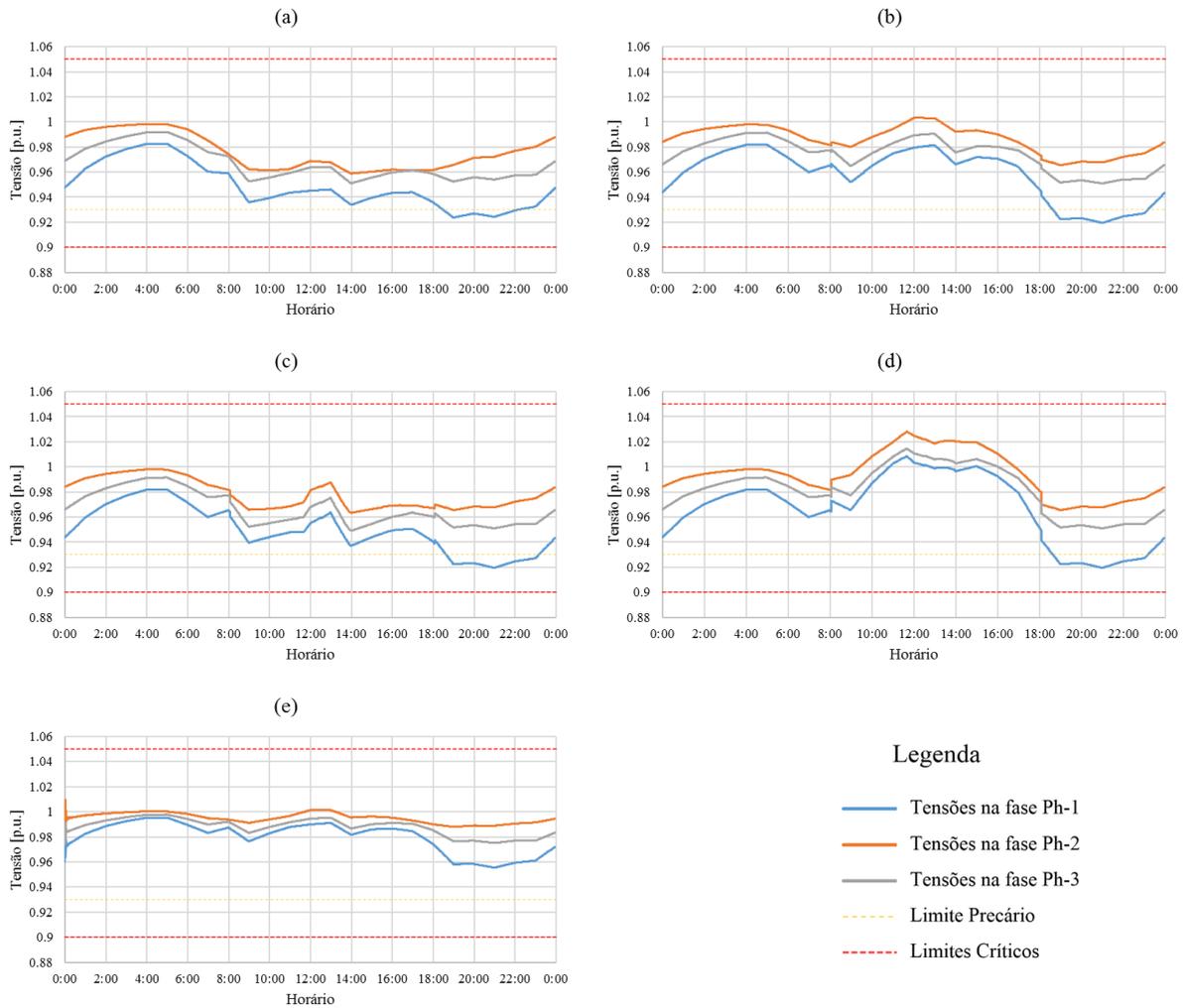
6.2.2 Tensões na parte intermediária do alimentador

O nó N_60 foi adotado como nó central a ser monitorado. Embora não fique exatamente no centro de cargas do circuito, este nó foi escolhido devido a proximidade com os nós N_64 e N_66 que abrigam cargas e sistemas fotovoltaicos monofásicos de maior porte. As respostas de tensão no nó intermediário são mostradas na Figura 36.

Neste nó já é possível perceber alguns impactos provocados pela GD. Observando o que acontece no cenário sem geração fotovoltaica, Figura 36 (a), percebe-se que as tensões não ultrapassam 1 p.u. em nenhum momento, além disso, nos horários de maior carregamento, a

fase Ph-1 apresenta os níveis mais preocupantes, chegando a valores mais baixos que o limite precário, estabelecido pelo PRODIST para esta tensão de referência, entre as 18h e 22h. No cenário em que a GD é adicionada e opera com FP unitário, Figura 36 (b), há um aumento nas tensões durante o período de geração, não ficando tão próximas do limite precário, no entanto durante o horário de maior consumo de energia, continua havendo violação deste limite pela fase Ph-1, ou seja, a GD melhorou o perfil de tensão durante o dia porém no intervalo mais crítico não foi capaz de solucionar a violação do limite de tensão.

Figura 36 - Tensões no nó N_60. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1; (c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr.



Fonte: Elaborada pelo Autor

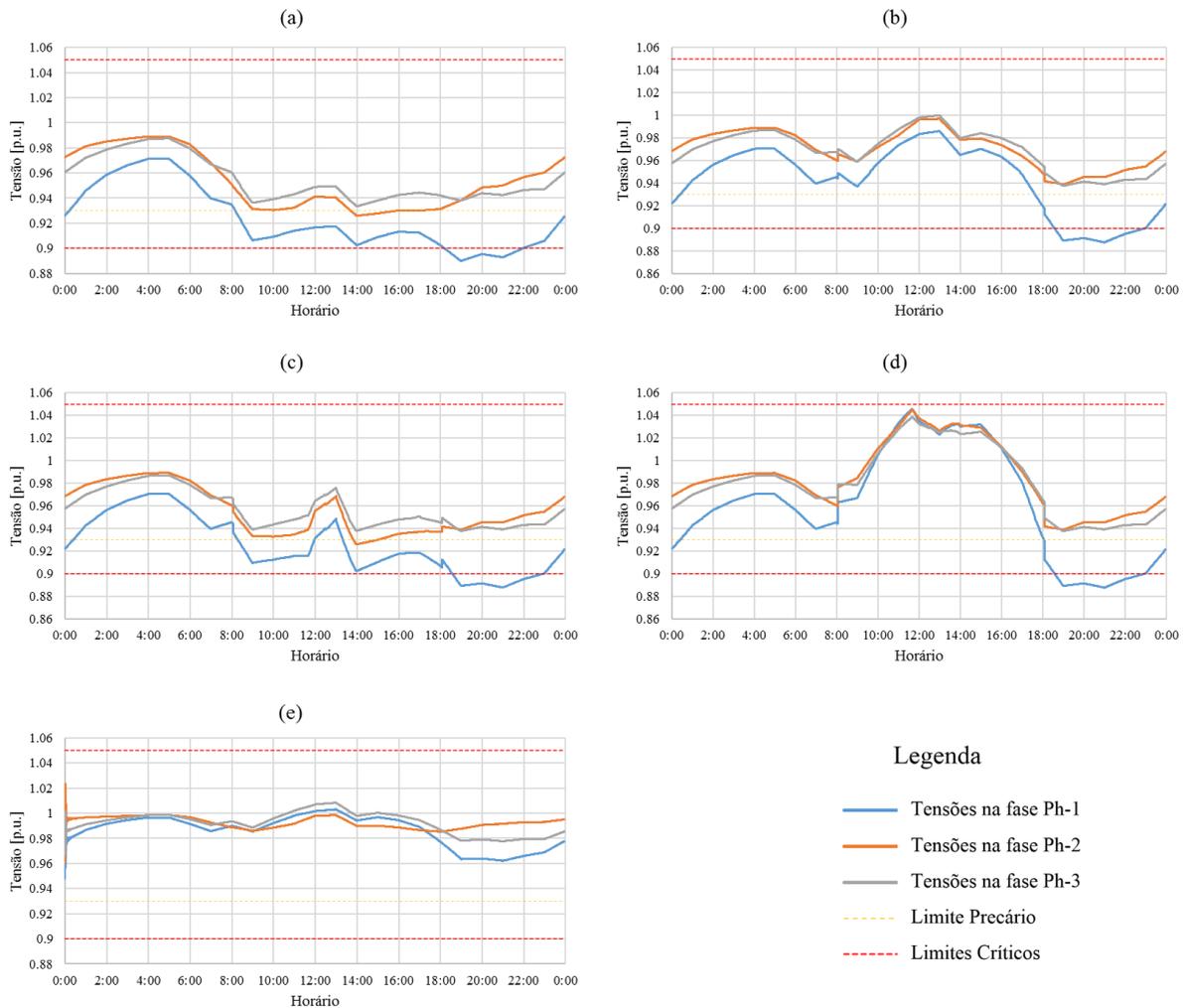
No caso da GD operar com FP fixo indutivo, percebe-se um pequeno aumento dos valores medidos no período diurno em relação ao Cenário de referência, devido à potência ativa injetada no sistema, porém é possível notar uma maior flutuação nos níveis de tensão, além de que, do mesmo modo que nos anteriores, o limite precário continua sendo violado no horário de maior carga. No quarto Cenário, Figura 36 (d), o efeito da injeção de energia reativa feito pela GD durante o dia, em conjunto com a energia ativa, provoca um aumento dos níveis de tensão de modo bastante perceptível, chegando, na fase Ph-2, ao valor de 1,25 p.u próximo ao meio-dia, coincidindo com a faixa de horário de maior geração solar e redução na demanda de energia pelas cargas. Já, por volta das 23h, os valores de tensão são muito baixos, na ordem de 0,92 p.u., resultando em uma variação de quase 0,1 p.u. ao longo do dia. Para o quinto Cenário, Figura 36 (e), onde um controle é aplicado à tensão da rede através das GD's, o perfil de tensão é mais constante, demonstrando uma significativa melhora, ao passo que a variação é menor que 0,05 p.u. ao longo de todo dia. Além disso, este foi o único cenário que não houve violação dos limites de tensão estabelecidos pelo PRODIST. Como o *smart solar inverter* atua tal qual um *STATCOM*, mesmo em horários que não há irradiação solar, o equipamento não fica ocioso, continuando a executar o controle Volt-VAr através de sua eletrônica de potência, o que é bastante válido tendo em vista que o pico de demanda das cargas é justamente no horário em que o sistema fotovoltaico não é capaz de gerar energia ativa. Neste cenário chama atenção também os instantes iniciais da simulação, onde é possível perceber uma oscilação da tensão. Este efeito ocorre possivelmente devido às variações de tensão que ocorrem durante o carregamento da rede até atingir a estabilidade, o que acaba afetando o controle Volt-VAr que leva cerca de 15 iterações até encontrar o ponto certo de ajuste de tensão. Este efeito é percebido em vários outros nós analisados a seguir.

6.2.3 Tensões próximo às grandes cargas e grandes unidades geradoras

Os nós dentre as maiores cargas do sistema são N_47, N_48 e N_49 que, com o rearranjo do circuito através da modificação das chaves, estão localizados na parte final do alimentador. Todas estas cargas são trifásicas e somadas correspondem a 700 kVA de potência instalada. No processo de sorteio dos nós que receberiam GD's, dois destes três nós foram contemplados, N_47 e N_48, e, por consequência da carga instalada no nó, são estas as maiores GD's do sistema, que juntas totalizam 840 KVA de pico. Diante do exposto, o nó N_47 foi escolhido para ser monitorado, já que é o nó intermediário das três maiores cargas nesta região, e os dados

de tensão coletados ao longo de um dia de simulação estão expostos através da curva da Figura 37.

Figura 37 - Tensões no nó N_47. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1; (c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr.



Fonte: Elaborada pelo Autor

O perfil de tensão para cada cenário que se apresenta neste nó é semelhante ao que acontecia na região intermediária do alimentador, porém de maneira mais expressiva. Nos horários que não há geração através dos sistemas fotovoltaicos, o comportamento da tensão é igual nos quatro primeiros cenários, como era de se esperar. Dentre estes, o que apresenta o melhor perfil de tensão é o que a GD opera no modo de FP unitário, sendo que com o inversor absorvendo reativos da rede os valores medidos de tensão ficaram bastante baixos nas três fases,

mas de modo mais preocupante em Ph-1, que em boa parte do período que há geração, ficou abaixo do limite precário e em alguns momentos ficando muito próximo do limite crítico de 0,9 p.u., o que também acontecia no cenário sem GD.

Já no segundo e quarto cenários, no período que a GD está injetando potência na rede, não houve violação nos limites estabelecidos pelo PRODIST, porém quando o inversor também injeta energia reativa, os níveis de tensão nas três fases ficam bastante elevados, chegando muito próximo do limite crítico superior um pouco antes do meio dia, além de que a amplitude da variação de tensão ao longo do dia é bastante acentuada neste cenário, sendo em torno de 0,16 p.u.. Novamente, durante o período de maior demanda das cargas, a GD não foi capaz de solucionar o problema de violação do limite mínimo de tensão por não estar apta a injetar energia no sistema, sendo que neste nó, a fase Ph-1 ficou abaixo do limite crítico por cerca de 4 horas em todos os cenários sem controle de tensão.

Observando o comportamento da tensão no quinto cenário, Figura 37 (e), percebe-se que houve uma melhora bastante significativa no comportamento da tensão em todo o período analisado, não havendo ultrapassagens nos limites de tensão, como havia ocorrido em todos os outros cenários, em decorrência do gerenciamento do despacho/ demanda de reativos proporcionado pelo *smart solar inverter*.

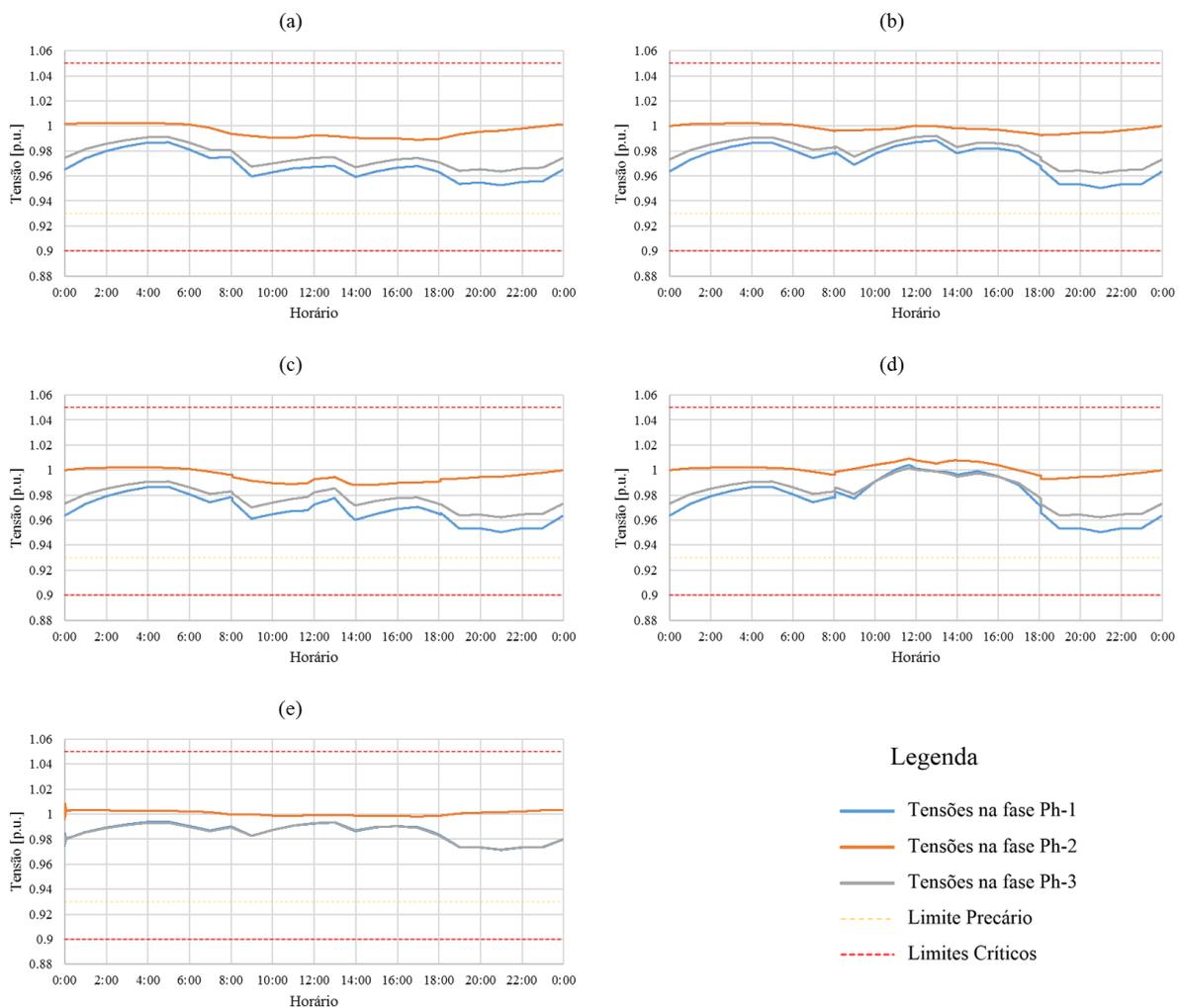
6.2.4 Tensões em nós terminais do alimentador

Neste item são avaliadas as tensões em cinco nós nas extremidades do alimentador. A escolha da localização dos monitores de tensão se baseou em coletar dados de diferentes ramos do circuito, de maneira que uma fosse suficiente distante da outra para possibilitar uma visão do que acontece em todos os ramos do circuito. Iniciou-se com a observação do nó N_250, que é um nó terminal da primeira grande ramificação do circuito, as respostas de tensão obtidas nos diferentes cenários são demonstradas na Figura 38.

Devido a este nó estar próximo a entrada do alimentador, e conseqüentemente, não muito distante da subestação onde as tensões são praticamente inalteradas com a penetração da GD, conforme foi visto na análise feita no item 6.2.1, os perfis apresentados na Figura 38 são bastante parecidos entre si. Colabora também para a pouca diferença na curva de tensão apresentada nos diferentes cenários o fato de que neste ramo há poucas GD's instaladas, apenas 3, não provocando um impacto claramente perceptível como nas duas análises anteriores. As fases Ph-1 e Ph-2 diferenciam-se um pouco do perfil de tensão apresentado por Ph-2, justamente por estarem a elas conectadas as 3 GD's do ramo, enquanto à fase Ph-2 somente cargas estão

ligadas. Apesar de pouco perceptível, é possível notar uma pequena melhora nas tensões apresentadas no quinto cenário, até mesmo da fase Ph-2, que, embora não se beneficie localmente do controle de tensão imposto pelas GD's, sofre influência de inversores distantes conectados a esta fase que proporcionam uma melhora da tensão em toda extensão do alimentador.

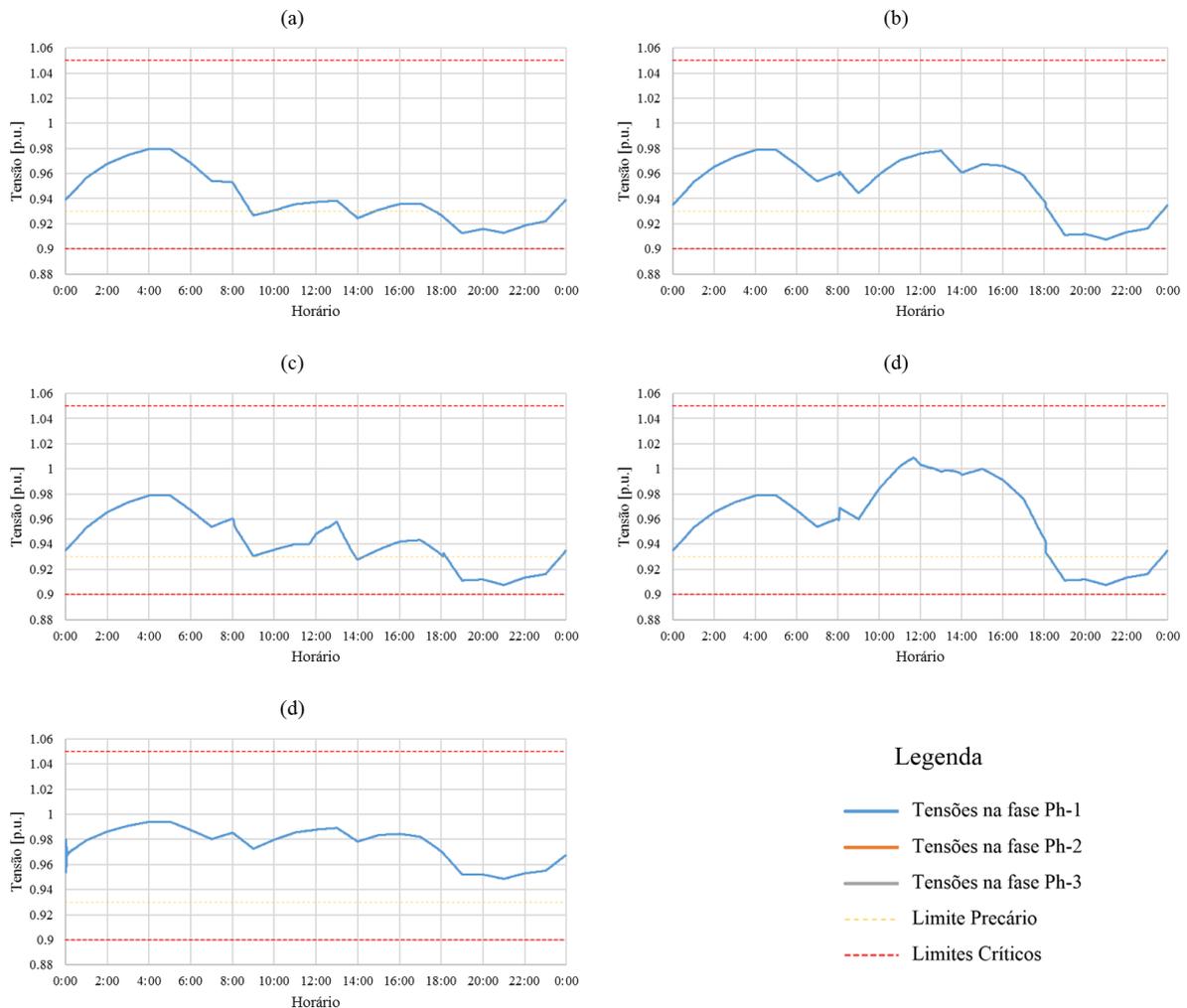
Figura 38 - Tensões no nó N_250. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1; (c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr.



Fonte: Elaborada pelo Autor

O próximo ponto analisado, N_71, está na vizinhança da região intermediária do alimentador, trata-se de um nó monofásico, como pode ser visto na Figura 39.

Figura 39 - Tensões no nó N_71. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1; (c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr.

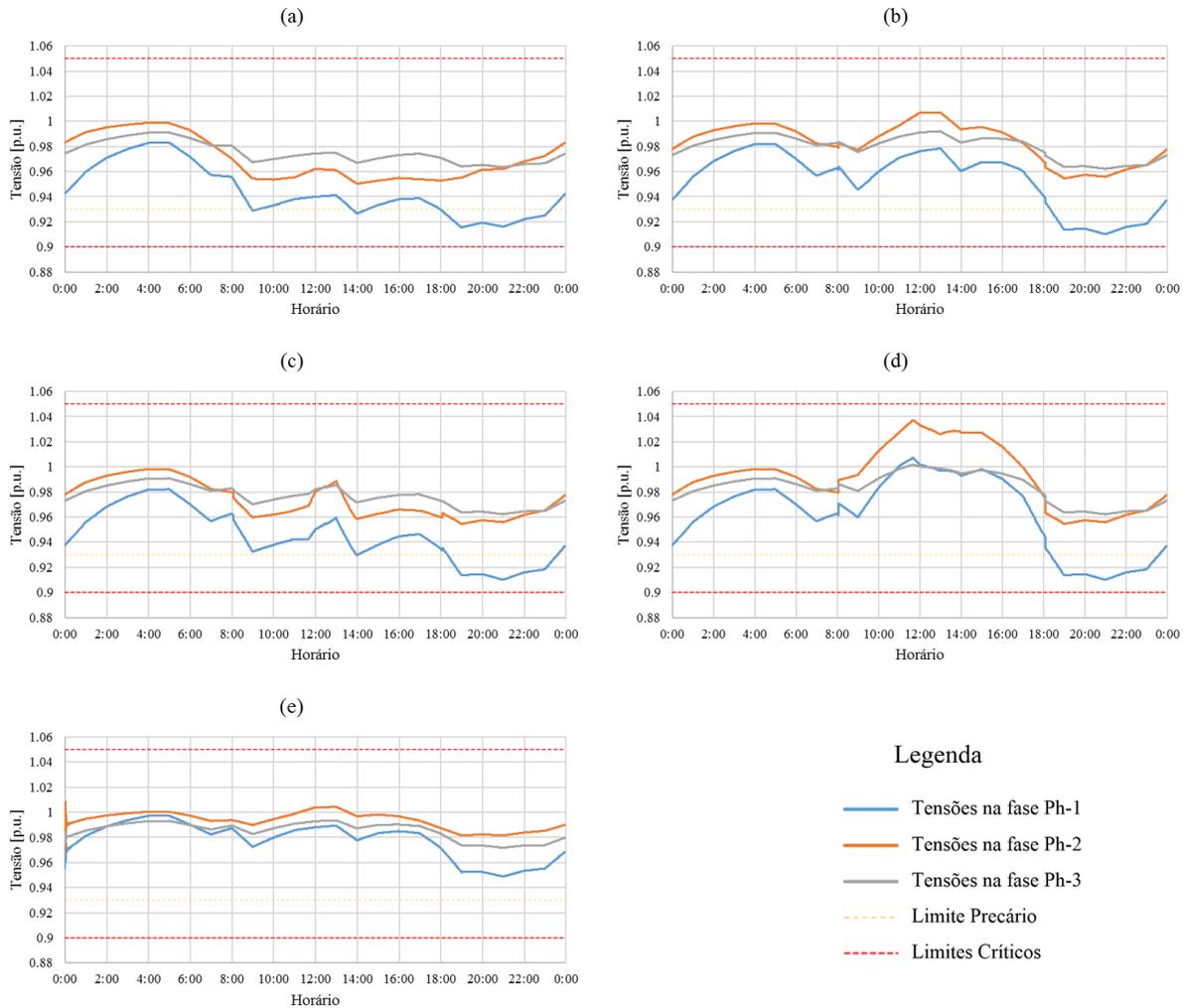


Fonte: Elaborada pelo Autor.

O comportamento das tensões neste nó do alimentador é muito parecido com o ocorrido em N_60, analisado no item 6.2.2, com a diferença de que aqui a fase Ph-1 está em destaque. A mesma interpretação feita para Ph-1 do nó intermediário cabe aqui para o nó N_71, apenas com a diferença de as características de cada cenário estarem levemente mais expressadas por se tratar de um nó um pouco mais distante da subestação.

O seguinte ponto avaliado é localizado próximo ao final de um dos ramos mais compridos do alimentador, N_93, onde nas proximidades estão instaladas três unidades geradoras monofásicas, duas de menor porte na fase Ph-2 e uma maior conectada a Ph-3. A Figura 40 ilustra o comportamento das tensões nas três fases para este nó.

Figura 40 - Tensões no nó N_93. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1; (c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr.



Fonte: Elaborada pelo Autor

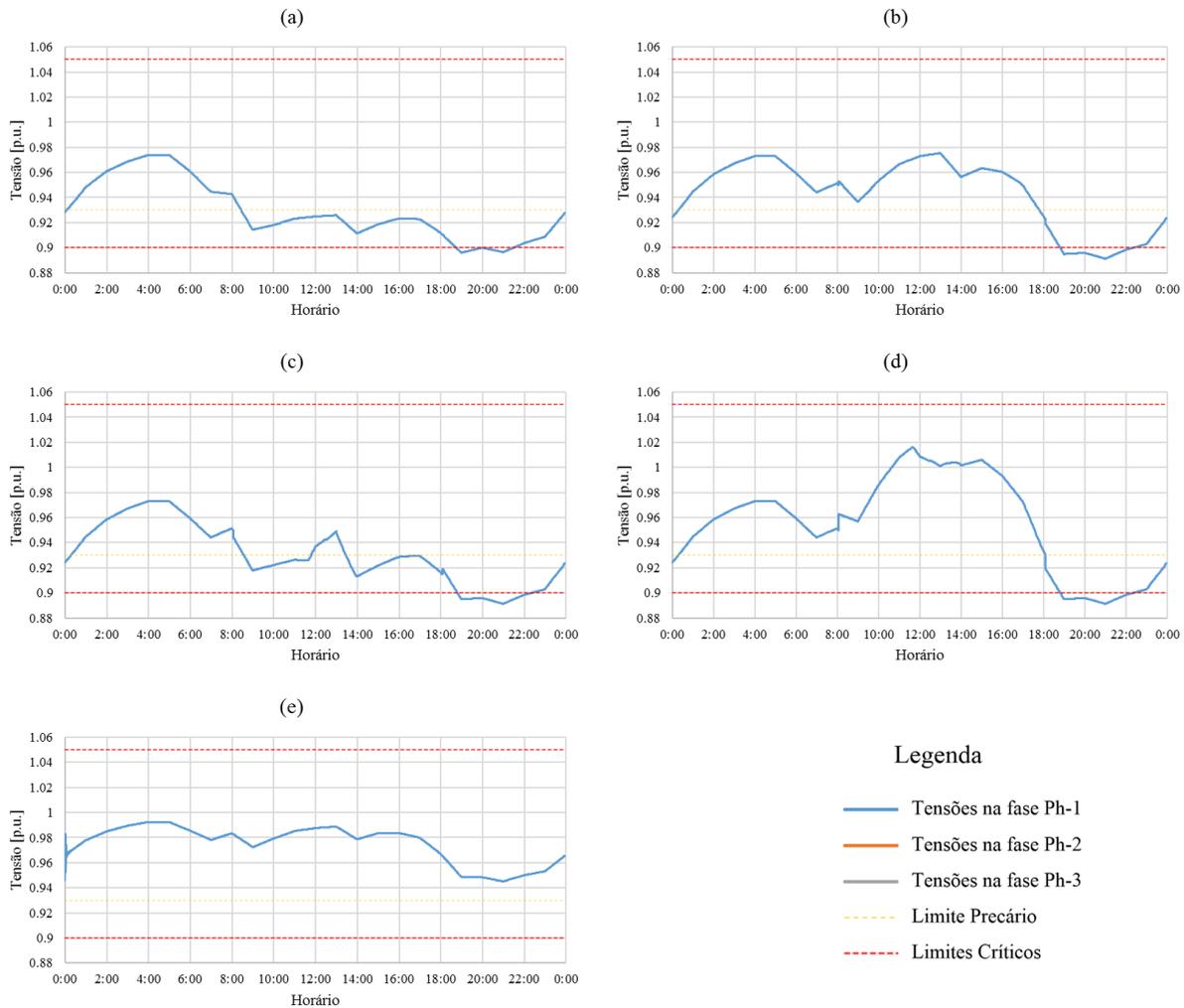
O comportamento das tensões na fase Ph-1 segue a tendência já observado nos outros nós, portanto a discussão para o nó N_93 será concentrada nas fases Ph-2 e Ph-3, até mesmo porque são as fases que estão expostas aos impactos provocados pelas fontes distribuídas nas proximidades. O cenário de referência não apresenta problemas de tensão nas fases em estudo, e a inserção de GD's com FP unitário provoca um leve aumento nos níveis das tensões, porém estas ficam condicionadas no intervalo entre 0,98 p.u. e 1,02 p.u., não havendo, portanto, impacto negativo neste cenário. No cenário em que a GD absorve reativos da rede é possível observar uma diminuição da tensão no intervalo de geração em comparação com o que acontece quando opera sob FP unitário, ficando com valores próximos aos obtidos no cenário de

referência. De modo inverso, quando a GD injeta reativos na rede com um FP fixo, nota-se um aumento relevante, principalmente na fase Ph-2 que atinge valores próximos ao limite precário superior de tensão. Os valores mais constantes de tensão continuam sendo evidenciados no quinto cenário, mostrando-se novamente como a melhor configuração do ponto de vista da grandeza avaliada neste item também.

Outro nó terminal do alimentador que foi monitorado está localizado no final do ramo monofásico que contém 5 cargas ligadas à fase Ph-1, dentre eles N_114 que tem os valores de tensão apresentados nas curvas da Figura 41. Observando as curvas para este nó, percebe-se que os problemas de subtensão continuam presentes no cenário sem GD para este ramo também, demonstrando o mesmo comportamento observado em um nó mais a jusante, N_47, do alimentador, analisado no item 6.2.3. No entanto, como neste caso só a fase Ph-1 está destacada, fica ainda mais fácil perceber o impacto que a entrada da GD sem que um controle no despacho/demanda de reativos ocasiona nos níveis de tensão. Na Figura 41 (b) é fácil notar que há uma elevação nos níveis de tensão devido à injeção de potência ativa proporcionado pela GD, acarretando em uma melhora no perfil de tensão já que estes se apresentavam abaixo do limite precário no cenário de referência, trazendo assim, um impacto positivo, mesmo operando com FP unitário. Como o problema evidenciado no nó foi de subtensão, o cenário em que a GD opera com FP indutivo não se mostra favorável para este caso. No entanto, um FP fixo capacitivo, apesar de elevar os níveis de tensão e não haver mais violação dos limites, impacta em um acréscimo demasiadamente elevado, chegando muito próximo do limite superior permitido pelo PRODIST. O melhor perfil de tensão continua sendo no cenário que o controle Volt-Var é utilizado, não sendo registrado nenhuma violação dos limites e apresentando uma significativa melhora no perfil de tensão.

A análise do nó N_114 também facilita a visualização do momento em que o inversor passa a operar com FP fixo em 0,9 indutivo ou capacitivo. É possível notar na Figura 41 (c) que por volta das 8h há uma redução quase que instantânea na tensão por ser o momento que a potência de saída da GD supera 20% da potência nominal do inversor e, a partir daí, o dispositivo passa a absorver reativos da rede, provocando rapidamente a queda de tensão observada. O inverso ocorre no cenário que um FP fixo capacitivo é adotado, no mesmo horário que o caso anterior é possível observar uma rápida elevação da tensão da fase Ph-1, ocasionado pela súbita injeção de energia reativa na rede.

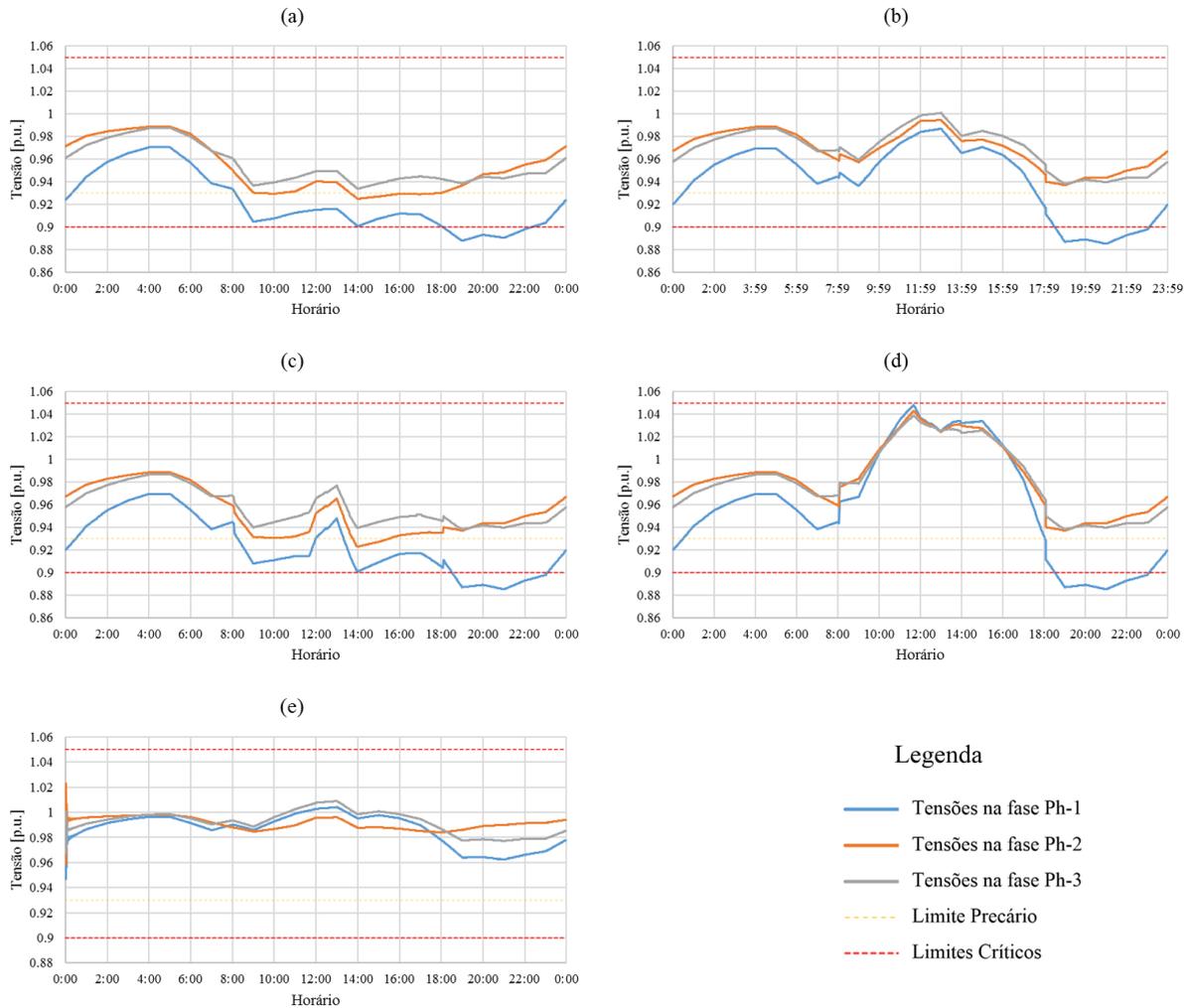
Figura 41 - Tensões no nó N₁₁₄. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1; (c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr.



Fonte: Elaborada pelo Autor

Por fim, foram observadas as tensões no nó N₃₅ que está localizado próximo aos nós que receberam as grandes GD's do sistema. Como era de se esperar, o perfil de tensão para este nó se assemelha muito com o que foi registrado no nó N₄₇, sendo explanado uma análise no item 6.2.3 que serve do mesmo modo para este nó. As curvas relativas às tensões no nó N₃₅ estão expostas na Figura 42, podendo ser observadas e comparadas com as que foram apresentadas na Figura 37.

Figura 42 - Tensões no nó N_35. (a) Cenário 1 – sem GD; (b) Com GD FP=1; (c) Cenário 3 – Com GD FP=0,9 indutivo; (d) Cenário 4 – Com GD FP=0,9 capacitivo; (e) Cenário 5 – Com GD Controle Volt-VAr.



Fonte: Elaborada pelo Autor

Mais nós foram observados, no entanto, em todos, o comportamento da tensão é análogo com o que acontece em um nó próximo que teve sua análise feita e apresentada neste item.

Este capítulo apresentou as respostas de tensão obtidas em diferentes pontos do sistema de testes IEEE 123 nós, bem como o comportamento dos reguladores de tensão presentes neste sistema, para os diferentes cenários propostos na metodologia. A partir da análise das curvas traçadas com o perfil de tensão, em conjunto com as observações do número de manobras realizadas pelos dispositivos de controle de tensão, foi possível obter a resposta de qual modo de operação causa o menor impacto negativo nas tensões do sistema com a entrada das gerações

distribuídas e avaliar os possíveis benefícios que a aplicação do controle Volt-VAr nos inversores solares é capaz de trazer à rede de distribuição para cada um dos casos avaliados. A partir das respostas obtidas, foi possível tirar as conclusões e fazer uma análise crítica que são expostas no próximo capítulo.

7 CONCLUSÕES

A Resolução Normativa 482/2012 implementou o sistema de compensação no setor elétrico brasileiro. A partir da entrada em vigor desta REN, vivenciamos uma crescente participação da Geração Distribuída em nosso país, com um grande destaque para geração solar fotovoltaica devido às facilidades de implantação deste tipo de fonte, fazendo da GD uma realidade no Brasil. Embora haja o crescimento da participação de unidades geradoras solares, esse tipo de fonte ainda representa um percentual muito pequeno na matriz energética brasileira, correspondendo a menos de 1% do total instalado, no entanto, as projeções indicam que cada vez mais teremos a contribuição de energia solar na forma de geração distribuída. Este novo conceito de geração, não sendo mais centralizado, traz preocupações em relação à estabilidade do sistema que a injeção de potência ativa em pontos distribuídos da rede de distribuição pode acarretar, além de que, no modelo que se tem hoje, a concessionária ou permissionária de energia elétrica não possui autonomia na alocação do ponto que a GD acessa o sistema de distribuição.

A busca da estabilidade do sistema pode ser amparada pela própria GD, a exemplo de uma melhora nos níveis de tensão em pontos da rede de distribuição que estão com valores muito próximos ao limite inferior especificado no Módulo 8 do PRODIST, e que a partir da entrada de unidades geradoras injetando energia ativa, acabam por elevar a tensão, conforme foi validado no cenário desta dissertação em que as GD's operam com os parâmetros de FP carregados com o padrão de fábrica. Embora a norma ABNT NBR 16149 dê as recomendações de que os inversores solares comercializados no Brasil possuam uma faixa de fator de potência a ser explorada, ficou evidenciado nesta dissertação que operar a GD injetando ou absorvendo reativos, sem que haja um controle através do monitoramento da tensão, pode ocasionar em variações na amplitude da tensão ao longo do dia, resultando em uma piora na qualidade produto ofertado pelas distribuidoras de energia nos pontos próximos à GD. Porém, quando o controle do despacho e demanda de reativos em função da tensão da rede é aplicado, é possível que uma significativa melhora no perfil de tensão seja notado, tornando-a mais constante durante todo o dia, como pôde ser verificado no cenário que as GD's fazem uso do controle Volt-VAr.

A aplicação da estratégia de controle de tensão abordada nesta dissertação une o que há de melhor dos três cenários propostos antes dele. Ao passo que a operação no modo capacitivo é válida em pontos com intenso déficit de tensão em horário coincidente com o período de geração, o modo indutivo do inversor é interessante em pontos da rede que estejam com a tensão

elevada e teriam esses valores ainda mais acentuados com a injeção de potência ativa por parte da GD. Já o modo de operação controlado, por ser dinâmico, alia essas duas características podendo ser aplicado a qualquer ponto, independente das características de tensão específica de cada nó. Seguindo a mesma lógica, em pontos onde a tensão é estável e está próxima ao valor ideal, caso dos nós vizinhos à entrada do sistema, a GD opera com fator de potência aproximadamente unitário, injetando a capacidade máxima de energia ativa disponível naquele momento.

Durante a análise dos resultados, foi verificado que os sistemas fotovoltaicos que utilizam inversores dos quais não possuem o recurso de suporte de reativo em função da tensão, não conseguem solucionar as deficiências observadas em horários que a geração não está disponível, sendo justamente quando há a maior demanda de energia pelas cargas e os valores mais baixos de tensão. De modo diferente, quando utilizados *smart solar inverters*, o suporte de tensão está disponível em todo tempo, sendo que o maior potencial do dispositivo em dar suporte de tensão através de reativos é justamente no horário em que não há geração de energia ativa através dos painéis solares, mas que toda a capacidade do inversor é utilizada tal qual um *STATCOM*.

O reflexo do comportamento da tensão para cada cenário também pode ser observado no número de manobras efetuadas pelos reguladores de tensão do sistema em cada situação analisada. Dentre os cenários que possuem GD das quais operam com FP fixo, o que causa o menor impacto nos reguladores de tensão é de quando os inversores operam com o padrão de fábrica recomendado pela ABNT NBR 16149 no que se refere ao fator de potência. O inversor injetando reativos na rede de modo fixo, impôs aos reguladores de tensão efetuarem a maior quantidade de mudança de *tap's* dentre os cenários analisados, o que provocaria um maior desgaste do equipamento de controle de tensão. O cenário em que o inversor opera no modo indutivo fixo no limite permitido pela norma não demonstra vantagens, havendo casos em que o número de manobras dos reguladores de tensão sofreu um incremento em relação ao modo FP unitário, não trazendo benefícios nem para operação da rede nem para o proprietário da GD já que não explora o potencial máximo da unidade geradora em injetar energia ativa no sistema.

O que foi evidenciado ao analisar o comportamento da tensão no cenário que a injeção/demanda de reativos é controlada a partir da tensão da rede repercute no número de manobras dos reguladores de tensão para este estudo de caso. Ao observar as figuras que retratam o perfil de tensão ao longo do dia, percebe-se uma pequena flutuação desses valores após os primeiros 25 min de simulação, não sendo variações com amplitudes suficientes para sensibilizar o controle do regulador de tensão e provocar a mudança de *tap*. Portanto, o controle Volt-VAr

aplicado às gerações distribuídas apresentou resultado bastante satisfatório, podendo até mesmo serem suprimidos os reguladores de tensão que os limites estabelecidos pelo PRODIST não são violados.

Esta dissertação não faz uma análise de custos, porém sabe-se que dispositivos com mais recursos e tecnologia, conseqüentemente, agregam maior valor. No modelo de compensação que se tem proposto hoje, através da REN 482/2012 e suas revisões, não torna atrativo, do ponto de vista econômico, o proprietário da micro ou minigeração distribuída investir em dispositivos que ofereçam, dentre outros, o recurso de controle Volt-VAr, os *smart solar inverters*, haja visto que a compensação é feita apenas sobre a potência ativa injetada na rede da concessionária. No entanto, se o suporte de reativos com função de controle de tensão for ofertado também na distribuição, tal como é feito ao nível de transmissão, um novo interesse é criado em investir em um sistema que ofereça esse serviço e seja remunerado por isto. O incentivo no investimento em equipamentos que acessam os sistemas de distribuição com mais recursos agregados, nos deixam mais perto de ter *smart grids* operando em nosso país. Como exposto no item 3.3, a Resolução Normativa vigente que trata da prestação de Serviços Ancilares já sinaliza a oferta deste tipo de serviço na distribuição ao adicionar o PRODIST na referência dos limites de tensão, o que não ocorria em REN's mais antigas pertinentes ao assunto, as quais tinham como referência apenas os Procedimentos de Rede, aplicados à rede básica.

Embora a Geração Distribuída seja uma realidade, há muito o que evoluir no que se refere a normatização, tanto com o objetivo de homologar inversores que oferecem mais recursos e possibilidades ao proprietário da GD e ao operador da rede, mas também no sentido de criar incentivos para que esses recursos sejam economicamente viáveis e justifiquem o investimento despendido. Como exposto na Fundamentação Teórica, o uso de inversores solares para o controle de tensão ainda não é regulamentado pelas normas brasileiras que estão em vigor, no entanto, conforme mostrado nesta dissertação, o uso desses dispositivos desempenhando a gestão de reativos, tal qual um *STATCOM* aplicado à distribuição, traz uma melhora bastante significativa no perfil de tensão do alimentador, possibilitando que a entrada de unidades geradoras distribuídas venham a causar um impacto positivo nas redes de distribuição e contribuam para estabilidade do sistema.

7.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

Este trabalho proporcionou a verificação dos impactos causados na tensão de um sistema que a entrada de unidades geradoras intermitentes, caso da geração solar fotovoltaica, é capaz de provocar. Foi constatado que se não for adotado uma estratégia de controle da tensão, a injeção ou demanda de potência reativa pode aumentar ainda mais os impactos ocasionados pela GD. No entanto, quando o controle Volt-VAr é aplicado aos inversores solares das gerações distribuídas, é possível mitigar os efeitos e, até mesmo, melhorar o perfil de tensão da rede de distribuição ao ponto de que os dispositivos tradicionais de controle de tensão possam ser reduzidos e talvez até suprimidos.

No entanto, para que este recurso possa ser utilizado, é imprescindível que haja o suporte normativo necessário. Sendo assim, a principal contribuição deste trabalho, está em proporcionar embasamento para que uma atualização da norma vigente relativa ao assunto de inversores solares, a ABNT NBR 16149, possa ser feita de maneira a contemplar também os *smart solar inverters*, bem como as demais normas pertinentes sejam revistas e torne possível usar as gerações distribuídas no suporte de tensão através da gestão de reativos. Porém, não basta apenas que seja permitido o uso desses dispositivos como *STATCOM*, é fundamental que sejam criados mecanismos de incentivo que torne economicamente viável o investimento em dispositivos com uma maior gama de recursos, mas que, conseqüentemente, representam um custo de aquisição mais elevado. Portanto, essa dissertação propõe também o estudo da viabilidade de que a Resolução Normativa 687/ 2015, que aborda os serviços ancilares, seja revisada e atualizada de modo que o suporte de tensão por meio de serviço ancilar possa ser ofertado também aos micro e minigeradores distribuídos, tornando assim, economicamente interessante para o pequeno produtor investir em um sistema que contempla os recursos necessários para oferecer o serviço.

7.2 PERSPECTIVAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Como perspectiva de trabalhos futuros a serem realizados com base nesta dissertação tem-se:

- a) Avaliar o comportamento do sistema nos diferentes modos operativos em uma situação de sombreamento por nuvens dos painéis solares, analisando as respostas do sistema para esta situação com base na metodologia desenvolvida nesta dissertação;

- b) Aplicar o estudo a um sistema de distribuição real de maiores dimensões, modelado em software, utilizando a metodologia desenvolvida e apresentada nesta dissertação;
- c) Incluir modelagens com tempo real de operação dos reguladores de tensão, com passos de simulação menores, afim de observar a mudança de *tap's* que ocorre nos dispositivos de controle;
- d) Realizar o estudo do impacto dos diferentes modos de operação do inversor de sistemas fotovoltaicos desenvolvidos na metodologia deste trabalho, com foco na rede secundária de distribuição, afim de observar as alterações locais dos perfis de tensão nos diferentes cenários elaborados.
- e) Estudar as alterações do fator de potência da rede de distribuição nos diferentes cenários expostos na metodologia deste trabalho, bem como incluir uma análise do impacto do controle Volt-VAr sobre as perdas do sistema.
- f) Fazer uma análise comparativa dos custos de implementação e de operação de inversores solares sem o recurso de controle Volt-VAr e dos *smart solar inverters*;
- g) Realizar um estudo profundo na normatização pertinente e propor de maneira sólida, com base nas normas internacionais, as mudanças nas resoluções necessárias para que o controle Volt-VAr possa ser aplicado aqui no Brasil como um serviço ancilar de maneira remunerada.

7.3 PUBLICAÇÕES

P. Alves, R. M. de Azevedo, L. N. Canha and J. L. Paixão, "Minimization of the impacts caused by distributed generation to the electric system by exploring the reactive control range of solar inverters," 2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Niteroi, Brazil, 2018, pp. 1-6.

doi: 10.1109/SBSE.2018.8395600

Disponível em:

<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8395600&isnumber=8395500>

J. L. Paixao, A. R. Abaide and P. G. A. Filho, "Impact evaluation of the photovoltaic generation input on a concessionaire's network," 2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Niteroi, Brazil, 2018, pp. 1-6.

doi: 10.1109/SBSE.2018.8395937

Disponível em:

<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8395937&isnumber=8395500>

R. M. de Azevedo, W. S. Brignol, L. N. Canha, P. Alves and A. Medeiros, "The operational impacts in the distribution network from the energy storage management through the reactive

PV inverters dispatch in distributed generation systems," 2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Heraklion, 2017, pp. 1-6.

doi: 10.1109/UPEC.2017.8231925

Disponível em:

<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8231925&isnumber=8231858>

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

MELLO, A. P.; PFITSCHER, L. L.; BERNARDON D. P. **Coordinated Volt/VAr control for real-time operation of smart distribution grids.** Electric Power Systems Research, vol. 151, pp. 233-242, ISSN 0378-7796, 2017.

SAFAYET, A.; FAJRI, P.; HUSAIN I. **Reactive Power Management for Overvoltage Prevention at High PV Penetration in a Low-Voltage Distribution System.** IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 53, no. 6, pp. 5786-5794, 2017.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 16149:2013** – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro, 2013.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 16150:2013** – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade. Rio de Janeiro, 2013.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR IEC 62116:2012** – Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Rio de Janeiro, 2012.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER L. **Distributed generation: A definition.** Department of Electric Power Engineering, Royal Institute of Technology. Electric Power Systems, Sweden. Electric Power Systems Research. 2000;

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº0056/2017**, de 24 de maio de 2017. Brasília, 2017b.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional** – PRODIST – Módulo 1 – Introdução, rev. 9. Brasília, 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional** – PRODIST – Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, rev. 7. Brasília, 2017c.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional** – PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, rev. 10. Brasília, 2018b.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482**, de 17 de abril de 2012. Brasília, 2012.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687**, de 24 de novembro de 2015. Brasília, 2015a.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 697**, de 24 de novembro de 2015. Brasília, 2015d.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 786**, de 17 de outubro de 2017. Brasília, 2017a.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Brasília**. 2018a.

Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp> Acesso em 22 de mai. 2018.

AZEVEDO, J. G. DE. **Geração Distribuída: Uso da Energia Solar em Condomínios de Edifícios**. Especialize: On-line IPOG, Goiânia, v. 2016, n. 11, p.1-18, jul. 2016.

Disponível em: <<http://www.ipog.edu.br/revista-especialize-online/>>. Acesso em: 20 dez. 2016;

BARIN, A.; POZATTI, L.F.; CANHA, L. N.; FARRET, F.A.; MACHADO, R.Q.; ABAIDE, R.A.; CARVALHO, C.; FERNANDES, C.E.M. **Analysis of multi-objective methods applied to distributed generation systems**. International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG). Setúbal, Portugal, 2007;

CANHA, L.; PEREIRA, P.R.; ANTUNES, M. L. **Smart voltage regulator to active voltage level management of distribution networks**, in CIRED - Open Access Proceedings Journal, vol. 2017, no. 1, pp. 855-859, 2017.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T.E. **Operanting conflits for distributed generation on distribution systems**. IEEE. 2001.

DUGAN, R. C.; PRICE, S.K. **Including distributed resources in distribution planning**. IEEE. 2004;

ABDELMOTTELEB, I.; GÓMEZ, T.; CHAVES-AVILA, J. P. **Benefits of PV inverter volt-var control on distribution network operation**. IEEE Manchester PowerTech, Manchester, pp. 1-6, 2017.

INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética. **Conceitos de geração distribuída**. Rio de Janeiro, 2015.

Disponível em: <www.inee.org.br>. Acesso em: 17 dez. 2016.

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial. **Portaria nº 004**, de 04 de janeiro de 2011. Rio de Janeiro, 2011.

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial. **Portaria nº 017**, de 14 de janeiro de 2016. Rio de Janeiro, 2016.

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial. **Portaria nº 357**, de 01 de agosto de 2014. Rio de Janeiro, 2014.

RESTREPO, J. D. E. **Otimização em tempo real para o Controle Volt-VAR em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2016.

SEUSS, J.; RENO, M. J.; BRODERICK, R. J.; GRIJALVA, S. **Improving distribution network PV hosting capacity via smart inverter reactive power support**. 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, pp. 1-5, 2015.

BELLINASSO, L. V. **Inversores fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia** – Classificação, recomendações técnicas e gerenciamento. 2017.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede: o que são**. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>>. Acesso em: 20 de janeiro de 2018.

POORE, W. T.; STOVALL, T. K.; KIRBY, B. J.; RIZY, D. T.; KUECK, J. D.; STOVALL, J. P. **Connecting distributed energy resources to the grid: Their benefits to the der owner/customer, the utility, and society**. Oak Ridge National Laboratory / U.S. Department of Energy, 2002.

PROINFA – Programa de Incentivo a Fontes de Energia Alternativas. **Lei 10.438/2002**. Anais eletrônicos. Brasília, 2002.
Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programs_display.do?chn=877>. Acesso em: dezembro de 2016.

YAN, R.; SAHA, T. K. **Investigation of Voltage Stability for Residential Customers Due to High Photovoltaic Penetrations**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 2, pp. 651-662, 2012.

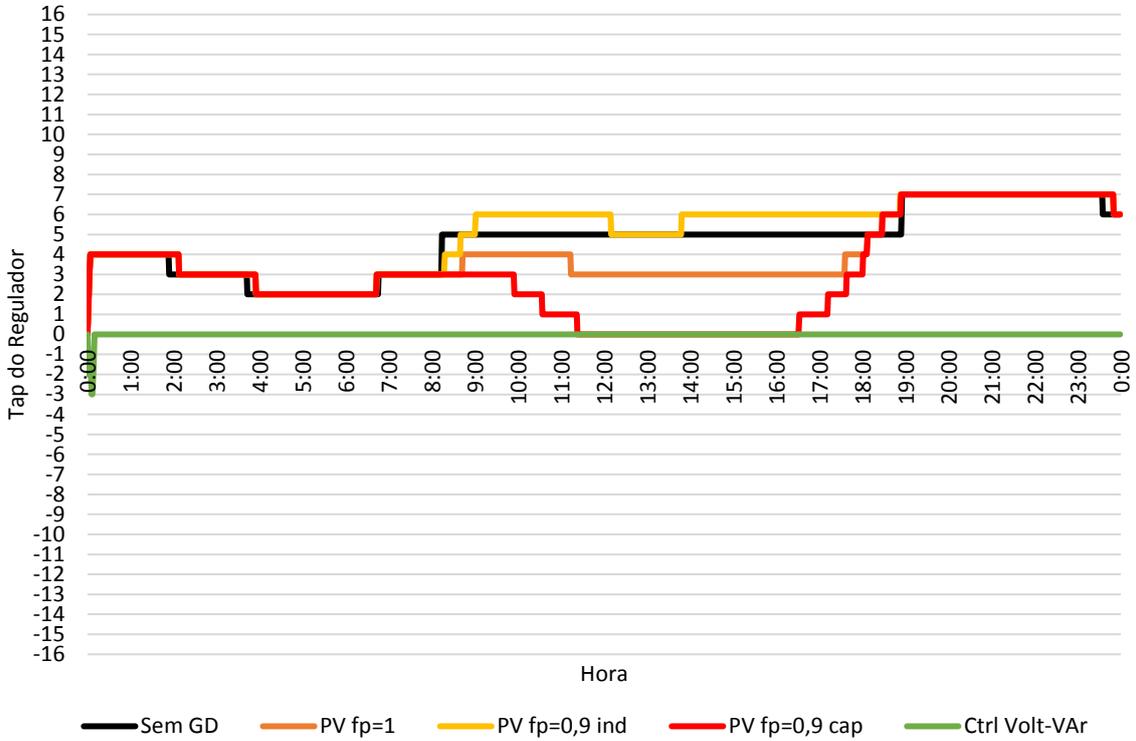
SINGH, S.; SINGH, S. P. **Energy saving estimation in distribution network with smart grid-enabled CVR and solar PV inverter**. IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 12, no. 6, pp. 1346-1358, 2018.

SUNDERMAN, W.; DUGAN, R. C.; SMITH, J. **Open source modeling of advanced inverter functions for solar photovoltaic installations**. 2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition, Chicago, IL, USA, pp. 1-5, 2014.

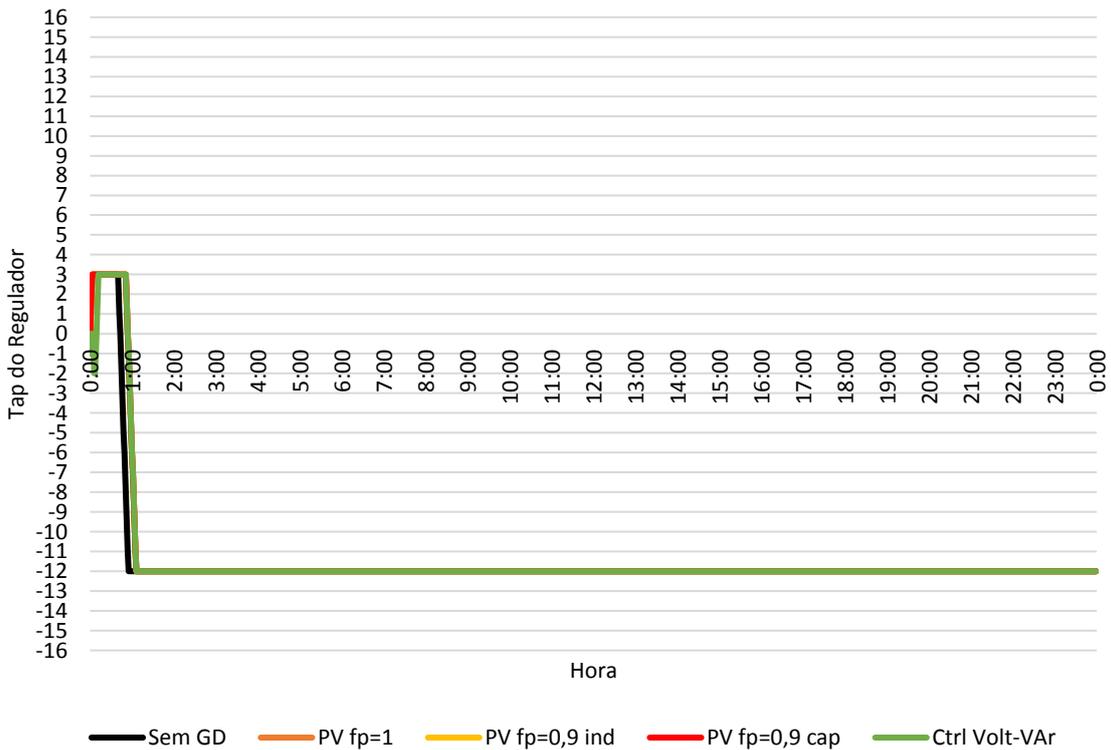
ZHANG, W.; BARAN, M. A.; BHATTACHARYA, S. **Fast volt-VAR control on PV dominated distribution systems**, IEEE PES T&D Conference and Exposition. Chicago, IL, USA, pp. 1-5, 2014.

APÊNDICE A

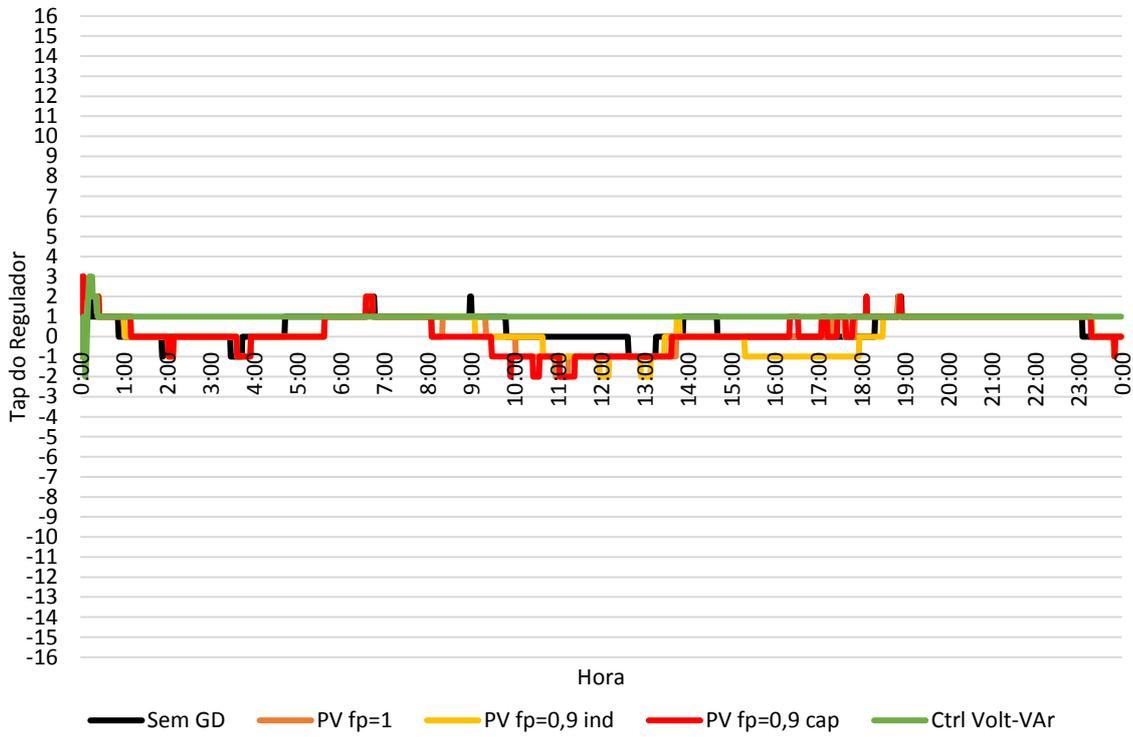
Regulador 1 (OLTC)



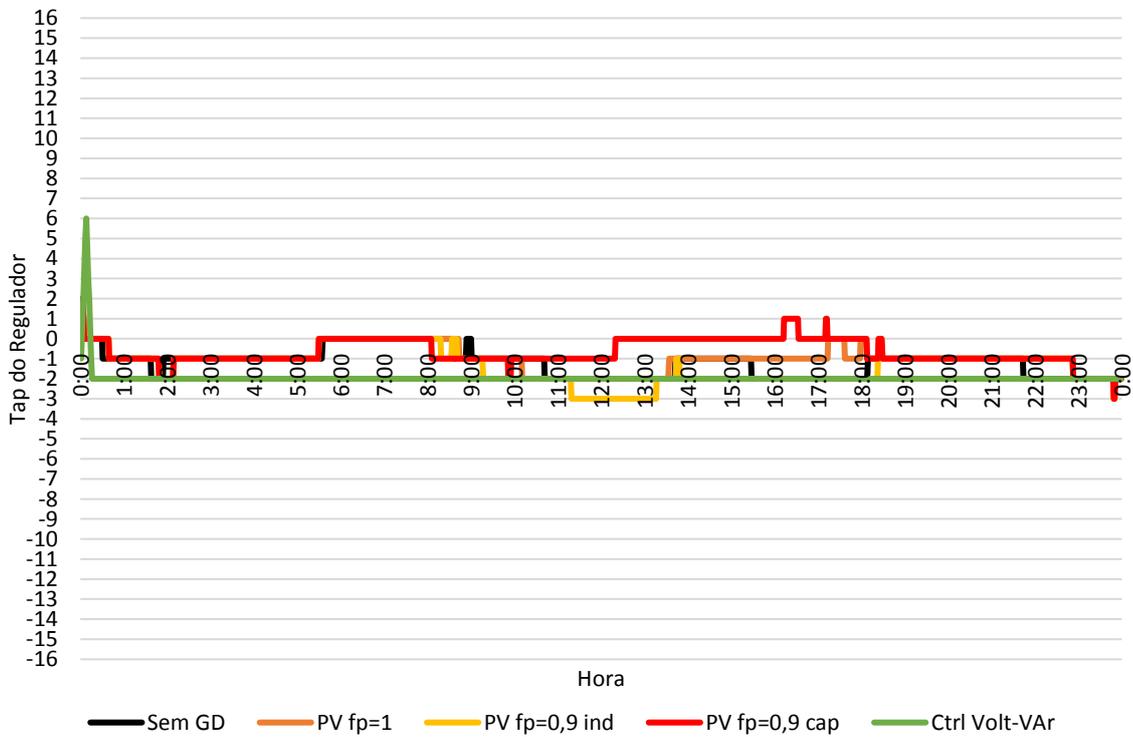
Regulador 2 - Ph-1



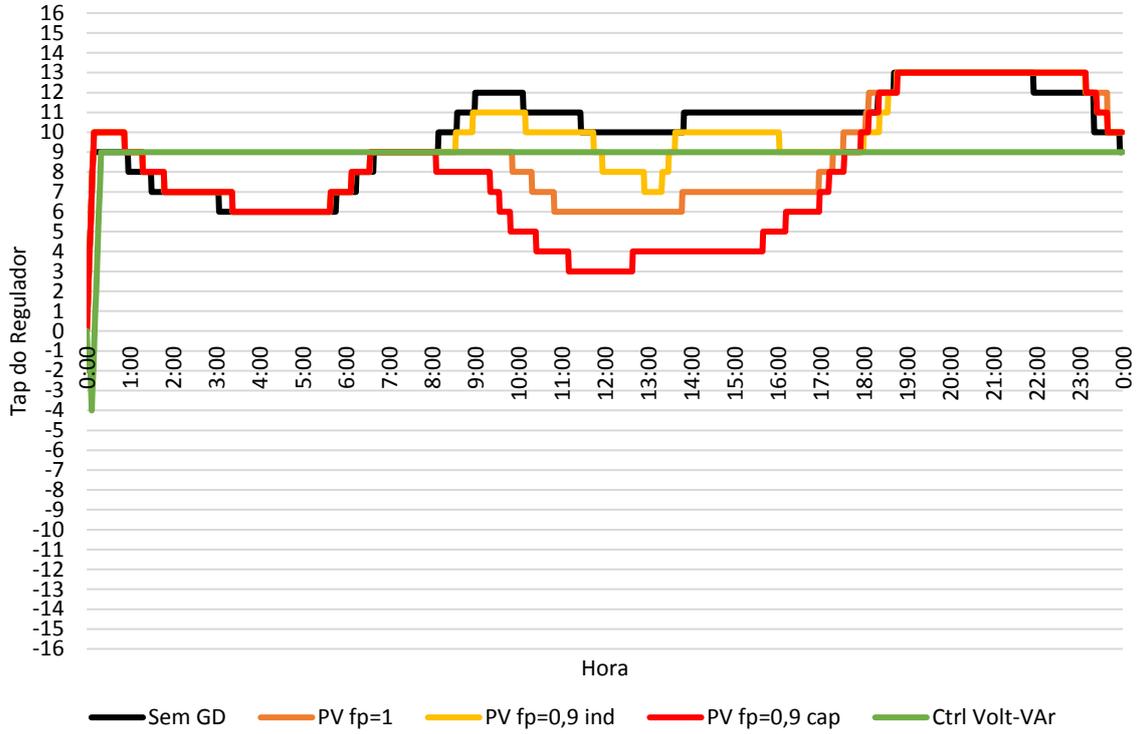
Regulador 3 - Ph-1



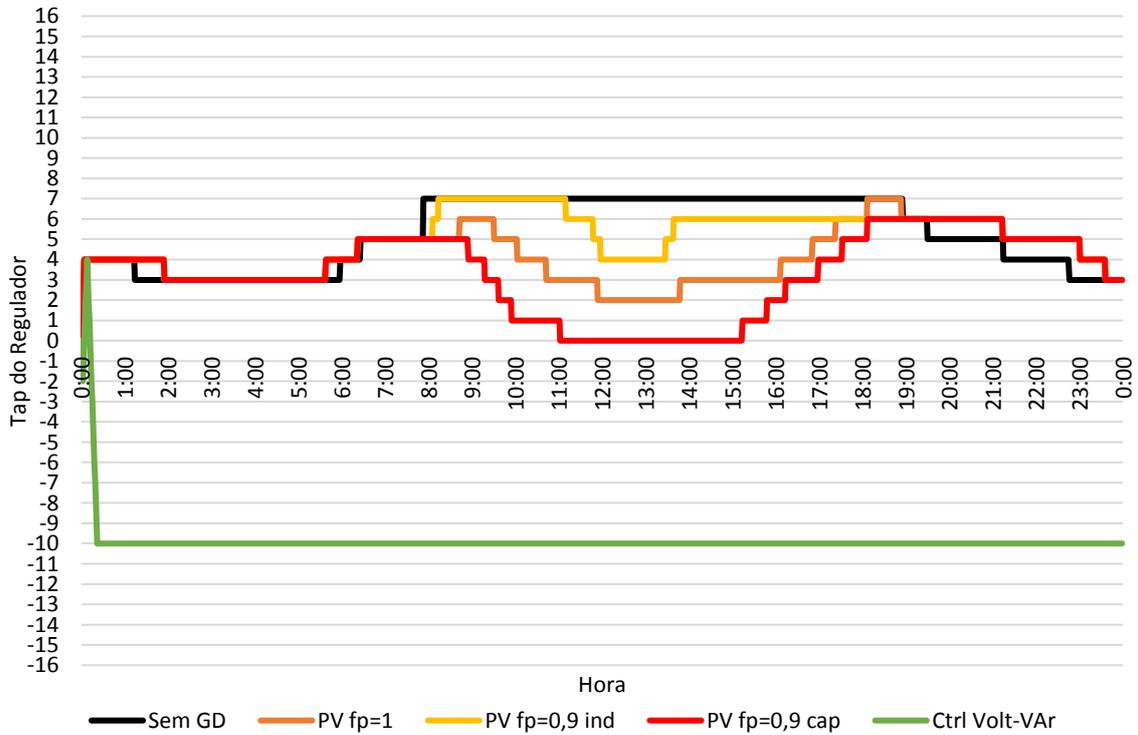
Regulador 3 - Ph-3



Regulador 4 - Ph-1



Regulador 4 - Ph-2



Regulador 4 - Ph-3

