

THAYANNÃ YURY FURTADO GADELHA

**IMPACTO DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA SOBRE A TENSÃO EM REGIME PERMANENTE
DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Ilha Solteira
2019

THAYANNÃ YURY FURTADO GADELHA

**IMPACTO DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA SOBRE A TENSÃO EM REGIME PERMANENTE
DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

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

Prof. Dr. Júlio Borges de Souza
Orientador

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

G124i Gadelha, Thayannã Yury Furtado.
Impacto dos sistemas de geração distribuída fotovoltaica sobre a tensão em regime permanente das redes de distribuição / Thayannã Yury Furtado
Gadelha. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2019
94 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2019

Orientador: Júlio Borges de Souza
Inclui bibliografia

1. Controle voltvar. 2. Elevação da tensão. 3. Fluxo reverso de potência. 4. Geração distribuída fotovoltaica. 5. Qualidade da energia elétrica. 6. Rede de distribuição.


Raiane da Silva Santos
Supervisora Técnica de Seção

Seção Técnica de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação
CRB/8 - 9999



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

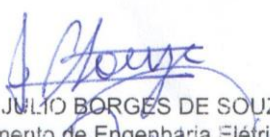
CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Impacto dos Sistemas de Geração Distribuída Fotovoltaica sobre a Tensão em Regime Permanente das Redes de Distribuição

AUTOR: THAYANNÃ YURY FURTADO GADELHA

ORIENTADOR: JULIO BORGES DE SOUZA

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


Prof. Dr. JULIO BORGES DE SOUZA

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. JEAN MARCOS DE SOUZA RIBEIRO

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. GIULIANO PIERRE ESTEVAM

Departamento de Engenharia Elétrica / FATEC Araçatuba

Ilha Solteira, 08 de outubro de 2019

*“Porque o SENHOR dá a sabedoria, e da sua
boca vem a inteligência e o entendimento.”*

Provérbios 2:6

AGRADECIMENTOS

A Deus, primeiramente, pela oportunidade de alcançar mais essa conquista.

À minha mãe, Cleide Bezerra Furtado, por me apresentar o caminho do conhecimento e sabedoria.

À minha irmã, Thayanna Yara Furtado Gadelha, por me apoiar na elaboração desta dissertação.

Ao professor Dr. Júlio Borges de Souza, por seus ensinamentos e prontidão.

À Universidade Estadual Paulista – UNESP.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

RESUMO

Devido a um conjunto de questões econômicas e ambientais, a geração distribuída baseada em fontes renováveis tem sido incentivada por vários países. No Brasil, a conexão de unidades de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) às redes de distribuição de baixa tensão, por meio de unidades residenciais e comerciais, tem apresentado uma rápida expansão. Diante deste cenário, é necessário investigar os possíveis impactos negativos que tal expansão pode resultar sobre os sistemas de distribuição. Neste trabalho, busca-se avaliar o impacto sobre a tensão em regime permanente. Para se alcançar tal objetivo, utiliza-se como modelo do sistema de distribuição a rede de teste IEEE 13 barras. Através do *software* de acesso livre OpenDss, o qual é devidamente apresentado, o comportamento da tensão ao longo desta rede, antes e depois da inserção da GDFV, é estudado por meio de simulações pontuais e diárias. Também é analisado neste trabalho de que forma o sistema de geração distribuída fotovoltaica, através do uso do controle *voltvar*, pode atenuar tal impacto.

Palavras-chaves: Controle *voltvar*. Elevação da tensão. Fluxo reverso de potência. Geração distribuída fotovoltaica. Qualidade da energia elétrica. Rede de distribuição.

ABSTRACT

Due to a set of economic and environmental issues, distributed generation based on renewable sources has been encouraged by several countries. In Brazil, the connection of photovoltaic distributed generation units (PVDG) to low voltage distribution networks through residential and commercial units has shown a rapid expansion. Given this scenario, it is necessary to investigate the possible negative impacts that such expansion may result on distribution systems. This work aims to evaluate the impact on the steady state voltage. To achieve this goal, the IEEE 13 bus test network is used as a model of the distribution system. Through the open access software OpenDss, which is properly presented, the behavior of the voltage along this network, before and after the insertion of the PVDG, is studied through punctual and daily simulations. It is also analyzed in this work how the photovoltaic distributed generation system, by voltvar control, can mitigate such impact.

Keywords: Distribution network. Power quality. Photovoltaic distributed generation. Reverse power flow. Voltvar control. Voltage rise.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Geração mundial de energia elétrica por fonte primária – 2018.....	15
Figura 2 – Geração brasileira de energia elétrica por fonte primária – 2018	16
Figura 3 – Evolução da potência instalada (MW) das unidades de micro e minigeração distribuída no Brasil até 23/05/17.....	17
Figura 4 – Diagrama de blocos de um sistema de GDFV conectado à rede de distribuição de energia elétrica.....	20
Figura 5 – Representação do processo de conversão fotovoltaico.	23
Figura 6 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.	24
Figura 7 – Dispositivos fotovoltaicos.....	25
Figura 8 – Curvas características típicas da corrente versus tensão ($I \times V$) e da potência versus tensão ($P \times V$) de um módulo fotovoltaico.	26
Figura 9 – Curva $I \times V$ para diferentes níveis de irradiação, considerando uma temperatura constante de $25^{\circ}C$	27
Figura 10 – Curvas $I \times V$ para diferentes valores de temperatura, considerando uma irradiação constante de $1000 W/m^2$	28
Figura 11 – Curvas $P \times V$ para diferentes níveis de irradiação, considerando uma temperatura constante de $25^{\circ}C$	28
Figura 12 – Curvas $P \times V$ para diferentes valores de temperatura, considerando irradiação constante de $1000 W/m^2$	29
Figura 13 – Sistema fotovoltaico conectado à rede através de conversor de um estágio.	30
Figura 14 – Sistema fotovoltaico conectado à rede através de conversor de dois estágios.	31
Figura 15 – Sistema fotovoltaico conectado à rede através de conversor com transformador de alta frequência.....	31
Figura 16 – Sistema fotovoltaico conectado à rede através de conversor com transformador de baixa frequência.....	32
Figura 17 – Curva de operação do sistema de GDFV em função da frequência da rede....	35
Figura 18 – Decomposição de um sinal distorcido em suas componentes harmônicas.	37
Figura 19 – Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor.....	40
Figura 20 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW.....	40
Figura 21 – Fluxo de potência em sistemas de distribuição convencionais.	44

Figura 22 – Curvas diárias típicas: geração fotovoltaica, carga residencial e carga comercial.	45
Figura 23 – Demandas atendidas pela concessionária: unidades consumidoras com GDFV.	45
Figura 24 – Possível fluxo de potência em sistemas de distribuição com GDFV conectada à rede elétrica.	46
Figura 25 – Fluxo de potência em um alimentador de um sistema de distribuição sem conexão de GDFV.	47
Figura 26 – Diagrama fasorial de um alimentador de um sistema de distribuição sem a conexão de GDFV.	47
Figura 27 – Diagrama fasorial de um alimentador de um sistema de distribuição com a conexão de GDFV.	48
Figura 28 – Terminal com N conectores.	52
Figura 29 – Barra com n nós.	52
Figura 30 – Elemento de conversão de energia.	53
Figura 31 – Circuito padrão.	53
Figura 32 – Diagrama esquemático do modelo do sistema fotovoltaico no OpenDSS.	54
Figura 33 – Curva do controle <i>voltvar</i> do OpenDss.	56
Figura 34 – Curva do controle <i>voltvar</i> utilizada na análise do efeito desse controle sobre a tensão.	57
Figura 35 – Elemento de transporte de energia.	58
Figura 36 – Sistema simulado: rede IEEE 13 barras modificada.	60
Figura 37 – Curvas de demanda de carga e de geração fotovoltaica diária adotadas.	62
Figura 38 – Fase A: tensões nas barras da rede de distribuição.	66
Figura 39 – Fase B: tensões nas barras da rede de distribuição.	66
Figura 40 – Fase C: tensões nas barras da rede de distribuição.	67
Figura 41 – Fase A: tensões nas barras da rede de distribuição.	68
Figura 42 – Fase B: tensões nas barras da rede de distribuição.	68
Figura 43 – Fase C: tensões nas barras da rede de distribuição.	69
Figura 44 – Fase A: tensões nas barras da rede de distribuição.	70
Figura 45 – Fase B: tensões nas barras da rede de distribuição.	71
Figura 46 – Fase C: tensões nas barras da rede de distribuição.	71
Figura 47 – Fase A: tensões nas barras da rede de distribuição.	72
Figura 48 – Fase B: tensões nas barras da rede de distribuição.	72
Figura 49 – Fase C: tensões nas barras da rede de distribuição.	73

Figura 50 – Perfil da tensão na barra 675: fase A.	75
Figura 51 – Perfil da tensão na barra 675: fase B.....	75
Figura 52 – Perfil da tensão na barra 675: fase C.....	76
Figura 53 – Perfil da tensão na barra 675 sem GDFV.	76
Figura 54 – Perfil da tensão na barra 675 com GDFV.	77
Figura 55 – Perfil da tensão na barra 675 com GDFV.	77
Figura 56 – Perfil da tensão na barra 675 – fase A: voltvar ativo versus voltvar inativo.	78
Figura 57 – Perfil da tensão na barra 675 – fase B: voltvar ativo versus voltvar inativo.....	78
Figura 58 – Perfil da tensão na barra 675 – fase C: voltvar ativo versus voltvar inativo.....	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Geração distribuída (micro e minigeração) por tipo de geração no Brasil	18
Tabela 2 – Faixa operacional normal da tensão no PCC e tempos limites para desligamento do inversor após a detecção de operação anormal da tensão.....	34
Tabela 3 – Limite de distorção harmônica individual de corrente.	38
Tabela 4 – Requisitos mínimos em função da potência instalada.	41
Tabela 5 – Parâmetros básicos do elemento PVSystem.	55
Tabela 6 – Parâmetros de ajuste do elemento <i>transformer</i>	59
Tabela 7 – Distâncias entre as barras do sistema de distribuição.....	61
Tabela 8 – Dados dos bancos de capacitores.....	61
Tabela 9 – Dado das cargas.	62

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	INTRODUÇÃO GERAL	13
1.2	MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS DA PESQUISA.....	14
1.2.1	Motivação	14
1.2.2	Objetivos	18
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	18
2	SISTEMAS DE GDFV CONECTADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO	20
2.1	ESTRUTURA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA CONECTADOS À REDE.....	20
2.1.1	Dispositivos Fotovoltaicos	21
2.1.1.1	<i>Células Fotovoltaicas</i>	21
2.1.1.2	<i>Módulos e Painéis Fotovoltaicos</i>	25
2.1.2	<i>Conversor Eletrônico</i>	29
2.1.2.1	<i>Classificação</i>	29
2.2	NORMAS DE CONEXÃO À REDE DA DISTRIBUIDORA.....	33
2.2.1	Tensão em Regime Permanente	33
2.2.2	Frequência	34
2.2.3	Distorção Harmônica	36
2.2.4	Injeção de Corrente Contínua	38
2.2.5	Fator de Potência	38
2.2.6	Dispositivos de Proteção	41
3	IMPACTOS DA INSERÇÃO DOS SISTEMAS DE GDFV NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	43
3.1	FLUXO DE POTÊNCIA REVERSO	43
3.2	ELEVAÇÃO DA TENSÃO DA REDE.....	47
3.3	AUMENTO DA OPERAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE REGULAÇÃO DE TENSÃO	49

3.4	ELEVAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS.....	49
4	MODELAGEM E METODOLOGIA.....	51
4.1	OpenDSS	51
4.2	MODELOS BÁSICOS NO OpenDSS	51
4.2.1	Terminal.....	51
4.2.2	Barra.....	52
4.2.3	Elementos de Conversão de Energia	53
4.2.3.1	<i>Elemento Circuito.....</i>	53
4.2.3.2	<i>Sistema Fotovoltaico</i>	54
4.2.4	Elementos de Transporte de Energia	58
4.2.4.1	<i>Transformador.....</i>	59
4.3	MODELO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZADO.....	60
4.4	METODOLOGIA DE ANÁLISE	63
5	RESULTADOS	65
5.1	ANÁLISE PONTUAL: REDE SEM REGULADORES DE TENSÃO	65
5.1.1	Meia Carga.....	65
5.1.2	Plena Carga.....	67
5.2	ANÁLISE PONTUAL: REDE COM REGULADORES DE TENSÃO	70
5.2.1	Meia Carga.....	70
5.2.2	Plena Carga.....	71
5.3	ANÁLISE DIÁRIA.....	74
5.3.1	Voltvar Desativado	74
5.3.2	Voltvar Ativado	76
6	CONCLUSÃO	80
6.1	CONCLUSÕES GERAIS	80
6.2	PROPOSTAS DE CONTINUIDADE.....	81
	REFERÊNCIAS.....	82
	APÊNDICE A – Código Básico no OpenDSS da Rede Teste IEEE 13 Barras....	90

1 INTRODUÇÃO

Nesse capítulo será apresentado o panorama da geração distribuída no Brasil ao longo da última década e a perspectiva para os próximos anos. Além disso, serão apresentados os objetivos e a organização do trabalho.

1.1 INTRODUÇÃO GERAL

A cidade de Nova York foi testemunha de um dos eventos mais significativos da segunda metade do século XIX. Em 4 de setembro de 1882, Thomas Alva Edison, influenciado e auxiliado pelo jurista Grosvenor Lowrey, colocou em operação o primeiro sistema de energia elétrica comercial do mundo. A rede consistia em um sistema de corrente contínua (CC) de 120 V, alimentado por uma central geradora localizada em Pearl Street, e alimentava lâmpadas incandescentes no famoso quarteirão de Wall Street – coração financeiro da cidade (CHAPMAN, 2013) (HUGHES, 1993) (QUEIROZ *et al.*, 2016).

A empreitada de Edison significou um divisor de águas na história da eletricidade (e do mundo), pois demonstrou a viabilidade econômica de utilizar energia elétrica e, por consequência, incentivou outros empresários a investir na nova tecnologia, como, por exemplo, George Westinghouse, que na época era um empresário bem-sucedido na área de distribuição de gás natural para iluminação (COLTMAN, 2002).

Apesar do sucesso de Edison, havia questões limitadoras ao avanço da energia elétrica, pois a geração, transmissão e distribuição propostas por ele eram feitas em corrente contínua. Uma vez que não existia um dispositivo que elevasse ou abaixasse os níveis de tensão em corrente contínua, as estações de geração forneciam a energia elétrica em baixas tensões para poder atender as limitações de tensão das cargas alimentadas. Contudo, essa solução acarretava altos níveis de corrente e valores elevados de perdas na transmissão e distribuição (QUEIROZ *et al.*, 2016). Uma das abordagens adotadas para reduzir estas perdas foi construir as plantas de geração perto o suficiente das unidades consumidoras, implicando assim em várias unidades de geração de pequeno porte dispersas espacialmente por toda a cidade atendendo às cargas mais próximas (COLTMAN, 2002). Esta abordagem atualmente é denominada como geração distribuída (GD). Desta forma, o conceito de GD é algo que remonta aos primórdios dos sistemas de energia elétrica.

Concomitantemente ao desenvolvimento dos sistemas de energia elétrica propostos por Edison, uma outra forma de fornecimento de eletricidade baseada na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em corrente alternada (CA) foi conceituada e desenvolvida.

Nesta abordagem havia um dispositivo capaz de elevar e reduzir os níveis de tensão: o transformador. Portanto, este dispositivo permitia elevar os níveis de tensão e reduzir os de corrente entregues pelas unidades geradores, antes da energia elétrica percorrer os condutores das linhas de transmissão e distribuição, e reduzir os níveis de tensão e elevar os de corrente antes de alimentar as cargas no fim das linhas. Isso possibilitava uma geração centralizada e transmissão de eletricidade por longas distâncias com baixas perdas e condutores de seção reta reduzida (CHAPMAN, 2013). Com isso, ao longo de quase todo o século XX os sistemas CC ficaram restritos a poucas aplicações e a geração centralizada tornou-se o foco dos investimentos em detrimento da geração distribuída. Todavia, conforme será indicado na seção seguinte, em decorrência de preocupações econômicas e ambientais, esse cenário vem mudando ao longo dos últimos anos e a GD tem sido considerada uma solução viável para suprir uma parcela significativa do fornecimento de energia elétrica.

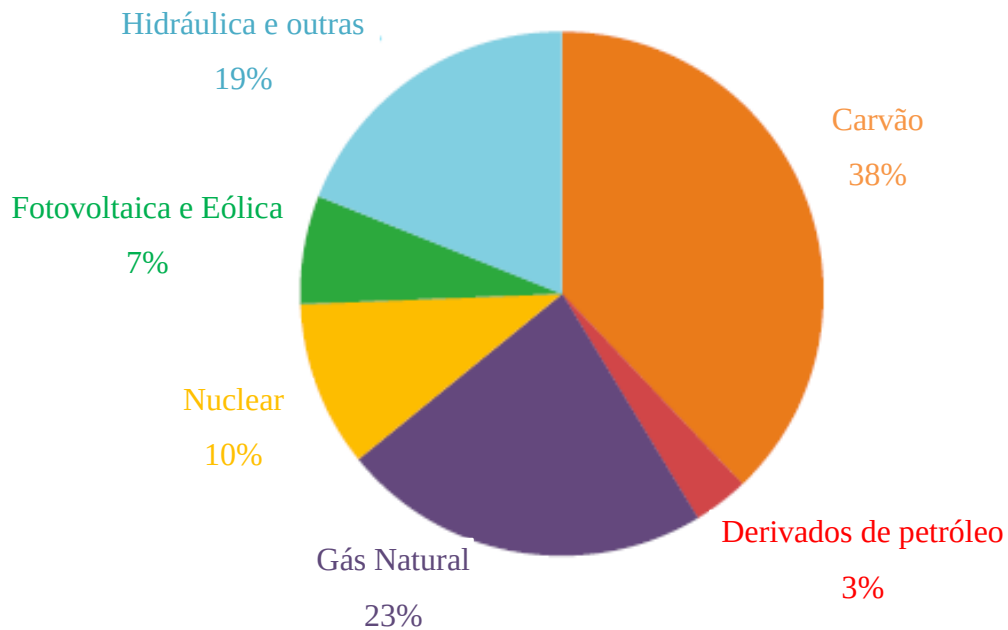
1.2 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS DA PESQUISA.

O uso da energia elétrica se popularizou e se tornou fundamental para o desenvolvimento dos países, tornando-se inclusive um dos indicadores utilizados para classificar o desenvolvimento econômico e a qualidade de vida em uma sociedade – consumo per capita (GOLDEMBERG, 1998).

Como consequência, a demanda por eletricidade cresceu e vem crescendo em todo mundo. Nesse contexto, é importante observar quais as tendências e desafios mundiais e nacionais no tocante ao aumento no fornecimento de energia elétrica, bem como quais as soluções adotadas e seus efeitos sobre os parâmetros de qualidade das redes elétricas.

1.2.1 Motivação

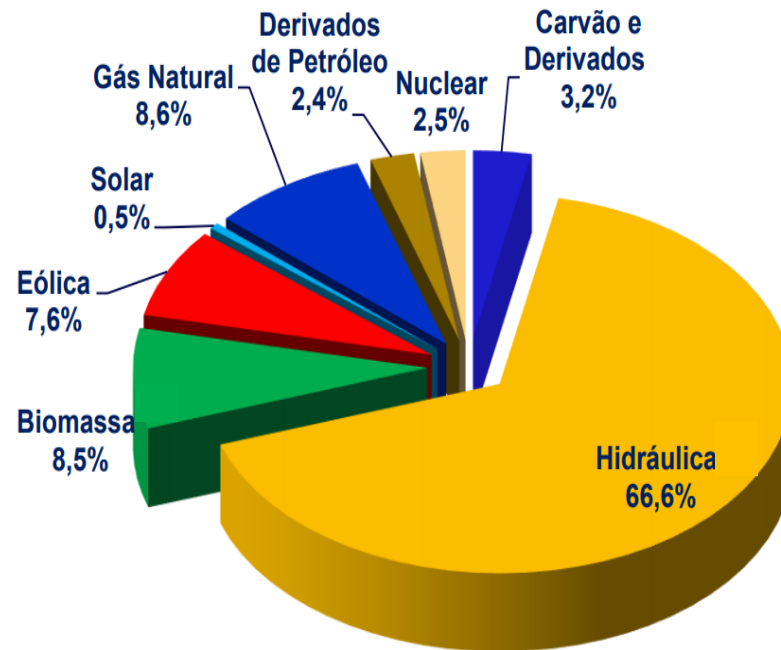
Dados da International Energy Agency (2018) mostram que houve um aumento mundial de 4% em 2018 na geração de eletricidade, quase duas vezes mais rápido do que o aumento na demanda total de energia. Na verdade, o aumento no consumo de energia elétrica foi responsável por mais da metade do crescimento na demanda total de energia, demonstrando a tendência a que ela corresponda a uma parcela cada vez maior da energia consumida, ditando cada vez mais o aumento na demanda energética mundial. Os dados ainda revelam que atualmente 74% da eletricidade produzida tem como fonte primária recursos não renováveis e que 64% é gerada a partir da queima de combustíveis fósseis (como, por exemplo, o carvão), conforme mostrado na Figura 1.

Figura 1 – Geração mundial de energia elétrica por fonte primária – 2018.

Fonte: Adaptado de IEA (2018).

Este cenário é preocupante, tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental. Por um lado, uma matriz energética com predominância de combustíveis fósseis é facilmente afetada por reduções na oferta destes produtos não renováveis, podendo levar desde um aumento do custo da produção até o colapso no fornecimento de eletricidade. Por outro lado, a queima destes combustíveis durante a geração de energia elétrica produz gases relacionados ao efeito estufa, como, por exemplo, o gás carbônico (CO₂). O efeito estufa é um fenômeno natural responsável pela manutenção da temperatura do planeta em níveis adequados à vida. Contudo, de acordo com uma parcela da comunidade científica internacional, devido à interferência humana, o fenômeno tem aumentado em magnitude e pode provocar mudanças climáticas que comprometam, em um futuro de médio a longo prazo, a manutenção dos ecossistemas e, consequentemente, a nossa existência.

Tais preocupações econômicas e ambientais têm levado muitos países a buscarem uma diversificação de sua matriz energética utilizando fontes renováveis e a desenvolver sistemas de geração que tenham um menor impacto ambiental. Uma alternativa viável para reduzir a dependência dos combustíveis fósseis é a construção de usinas hidroelétricas, pois elas, mesmo que não sejam isentas de impactos ambientais, são baseadas em uma fonte renovável. No Brasil, por exemplo, quase 70% da eletricidade gerada advém de hidroelétricas (Figura 2). Contudo, deve-se ressaltar que a expansão deste tipo de usina é limitada pelo potencial hidrelétrico das bacias hidrográficas de cada país. No caso do Brasil, de acordo com os dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019a), mais de 60% do potencial hidrelétrico estimado já foi aproveitado.

Figura 2 – Geração brasileira de energia elétrica por fonte primária – 2018

Fonte: Adaptado de EPE (2019b).

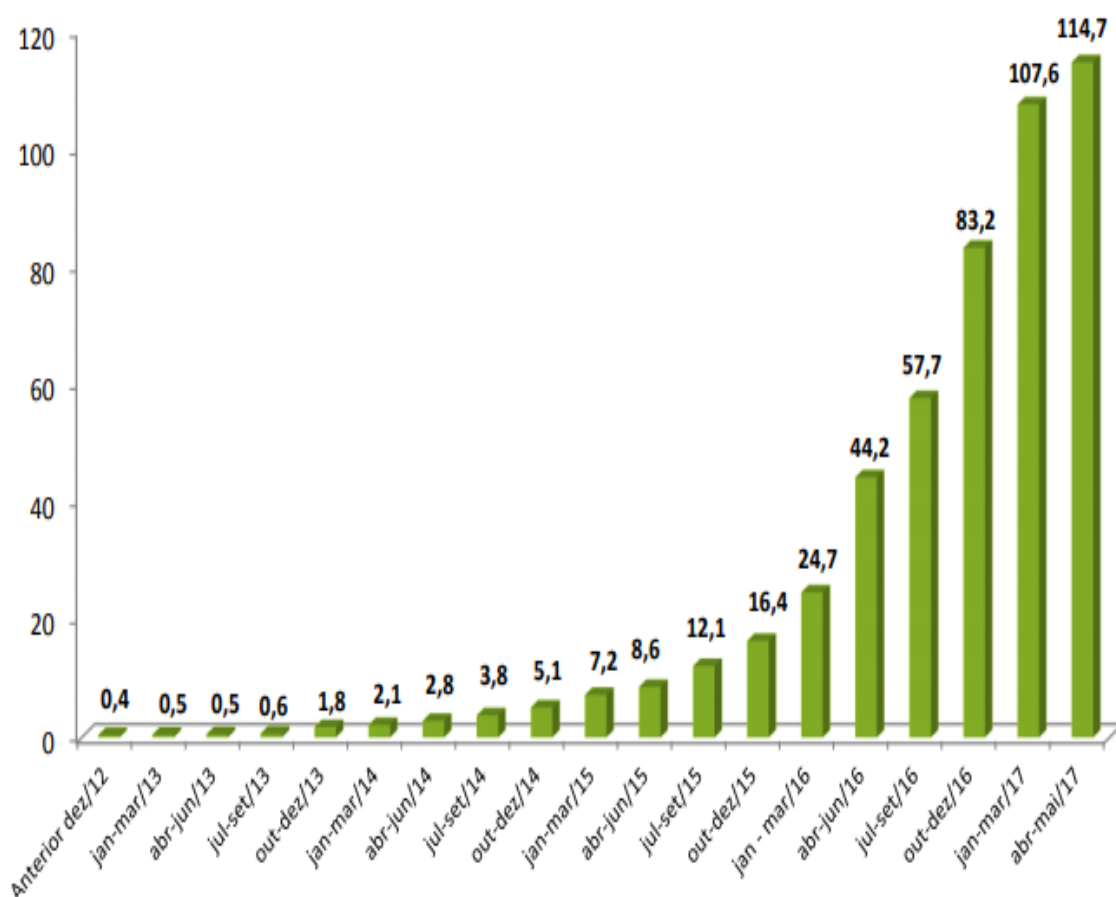
Nesse contexto, a geração descentralizada baseada em fontes renováveis passou a ser incentivada por diversos países, incluindo o Brasil, pois permitiria reduzir a demanda de energia de unidades tradicionais de geração, como, por exemplo, as termelétricas e as hidroelétricas. Assim sendo, os sistemas de geração distribuída voltaram a ser considerados uma alternativa importante no planejamento do atendimento das unidades consumidoras de energia elétrica.

No Brasil, a Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 da ANEEL, revisada através da Resolução Normativa nº 687 de 24 de dezembro de 2015, estabeleceu condições gerais para a conexão de sistemas de micro e minigeração distribuída às redes de distribuição e definiu os critérios de compensação da energia elétrica injetada na rede pela unidade consumidora. De acordo com a ANEEL, a classificação das unidades como microgeração ou minigeração distribuída é feita conforme a potência instalada e o tipo de fonte primária utilizada (ANEEL, 2015):

- Microgeração: potência instalada até 75 kW – central geradora que utiliza cogeração qualificada ou fontes renováveis;
- Minigeração: potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW, para centrais geradoras que utilizam fontes hídricas, ou superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW, para centrais geradoras que utilizam cogeração qualificada e demais fontes renováveis.

Depois desta normatização, um processo lento de expansão deste tipo de geração se iniciou; contudo, a partir de 2016 a expansão apresentou um aumento quase exponencial. Entre o final do ano de 2015 e o final do ano de 2016, observou-se um aumento de 440% no número de unidades instaladas (ANEEL, 2017). A evolução da potência instalada das unidades de minigeração e microgeração no Brasil é apresentada na Figura 3, onde é possível avaliar que ela tende a continuar acentuada nos próximos anos.

Figura 3 – Evolução da potência instalada (MW) das unidades de micro e minigeração distribuída no Brasil até 23/05/17.



Fonte: ANEEL (2017).

De acordo com dados disponibilizados pela ANEEL (2019), com relação a microgeração e a minigeração distribuída, os sistemas fotovoltaicos correspondem a 99,6 % das unidades instaladas e a 85,5% da potência instalada, conforme indicado na Tabela 1.

Tabela 1 – Geração distribuída (micro e minigeração) por tipo de geração no Brasil

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MICRO E MINIGERAÇÃO)		
TIPO	QUANTIDADE	POTÊNCIA INSTALADA (kW)
CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA	92	80.127,60
CENTRAL GERADORA EÓLICA	57	10.314,40
CENTRAL GERADORA SOLAR FOTOVOLTAICA	90.352	791.298,97
USINA TERMELÉTRICA	169	43.829,78
TOTAL	76.714	925.570,75

Fonte: Adaptado de ANEEL (2019).

Neste contexto, ressalta-se e justifica-se a importância de realizar estudos mais específicos que permitam mapear os impactos da expansão da conexão de sistemas de geração distribuída fotovoltaicos (GDFV) sobre as redes de distribuição e sobre os padrões de qualidade de fornecimento de energia.

1.2.2 Objetivos

A expansão da geração distribuída fotovoltaica dentro dos sistemas de distribuição, tanto em termos de unidades quanto em termos de potência instalada, levanta vários questionamentos sobre os impactos que isto pode acarretar sobre a rede elétrica. Assim sendo, esta pesquisa tem como objetivos investigar o impacto sobre a tensão em regime permanente ao longo da rede de distribuição e avaliar como o controle voltvar pode ser utilizado para atenuá-lo.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este documento está dividido em seis capítulos. Neste primeiro capítulo foi abordado o cenário da geração de energia elétrica no Brasil e no mundo e foram pontuados alguns desafios preocupantes, tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental. Além disso, foi apresentado o panorama nacional da geração distribuída dando ênfase aos sistemas fotovoltaicos, assim como foram apresentados a motivação da pesquisa e os objetivos.

No Capítulo 2 são apresentados os aspectos técnicos dos sistemas de GDFV, com foco mais específico nos sistemas conectados à rede de distribuição. Assim sendo, a sua estrutura básica e as normas que definem os requisitos necessários para a conexão são abordados.

No Capítulo 3 são abordados alguns possíveis impactos em regime permanente oriundos da inserção dos sistemas de GDFV nas redes de distribuição. No Capítulo 4 o *software* utilizado, a rede de distribuição analisada e a metodologia de estudo aplicada são descritos. Os resultados são apresentados e discutidos no Capítulo 5. Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e propostas de trabalhos futuros.

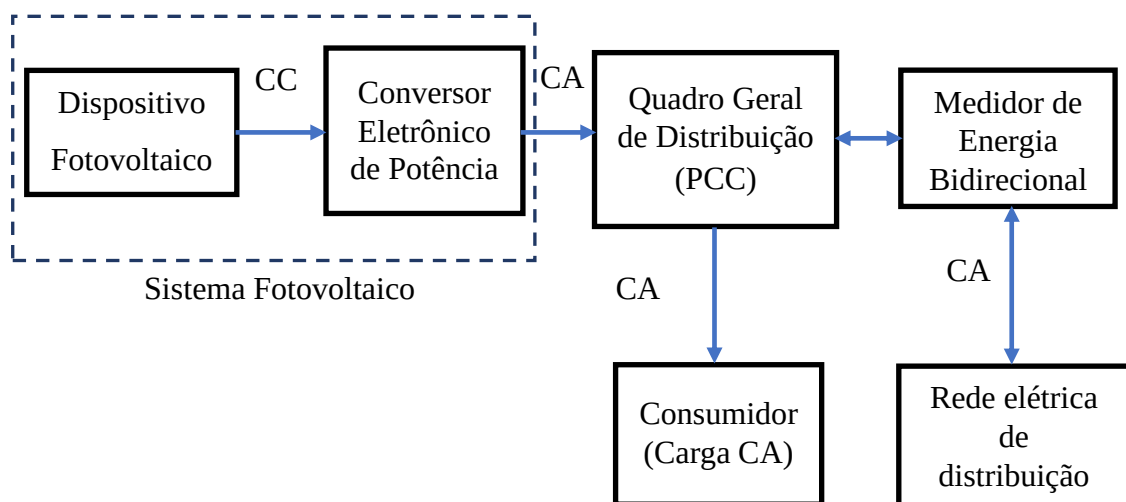
2 SISTEMAS DE GDFV CONECTADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os sistemas de geração distribuída fotovoltaica podem operar isolados ou conectados à rede de distribuição da concessionária. Devido aos objetivos deste trabalho, no presente capítulo são apresentados apenas os aspectos gerais concernentes ao segundo caso. Assim sendo, a estrutura básica de sistemas GDFV interligados à rede é abordada, bem como as normas que definem os requisitos necessários para esta conexão.

2.1 ESTRUTURA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA CONECTADOS À REDE

Os sistemas de GDFV de mini e microgeração apresentam algumas diferenças entre si, devido à faixa de potência instalada. Contudo, eles exibem uma estrutura básica semelhante, a qual é apresentada na Figura 4.

Figura 4 – Diagrama de blocos de um sistema de GDFV conectado à rede de distribuição de energia elétrica



Fonte: Adaptado de Paludo (2014).

O bloco intitulado de sistema fotovoltaico consiste basicamente na associação de um dispositivo fotovoltaico com um conversor eletrônico de potência. Estes são os principais componentes de um sistema de GDFV conectado à rede e serão analisados mais detalhadamente nas próximas seções. O ponto comum de conexão (PCC) entre o sistema fotovoltaico, a unidade

consumidora e a rede elétrica se encontra no quadro geral de distribuição da unidade consumidora. Para que seja possível aplicar o sistema de compensação da energia elétrica injetada na rede pela unidade consumidora, o medidor utilizado deve ser bidirecional. No caso da microgeração, o medidor deverá no mínimo ser capaz de diferenciar a energia ativa consumida da energia ativa injetada na rede. Na minigeração, a medição bidirecional deverá ser realizada em quatro quadrantes, ou seja, deverá diferenciar também a energia reativa consumida da energia reativa injetada na rede (ANEEL, 2015).

Os sistemas de GDFV conectados à rede operam como uma fonte complementar de energia elétrica em relação ao fornecimento de eletricidade da concessionária. Desta forma, o uso de baterias é dispensável, pois a energia fornecida pelo sistema fotovoltaico pode ser diretamente consumida pela carga ou injetada na rede (em caso de excedente de produção), onde poderá atender outras unidades consumidoras conectadas no sistema de distribuição (PINHO; GALDINO, 2014).

2.1.1 Dispositivos Fotovoltaicos

Os dispositivos fotovoltaicos são o âmago de um sistema de GDFV. Existem basicamente três tipos: células, módulos e painéis. A seguir eles serão apresentados com mais detalhes.

2.1.1.1 Células Fotovoltaicas

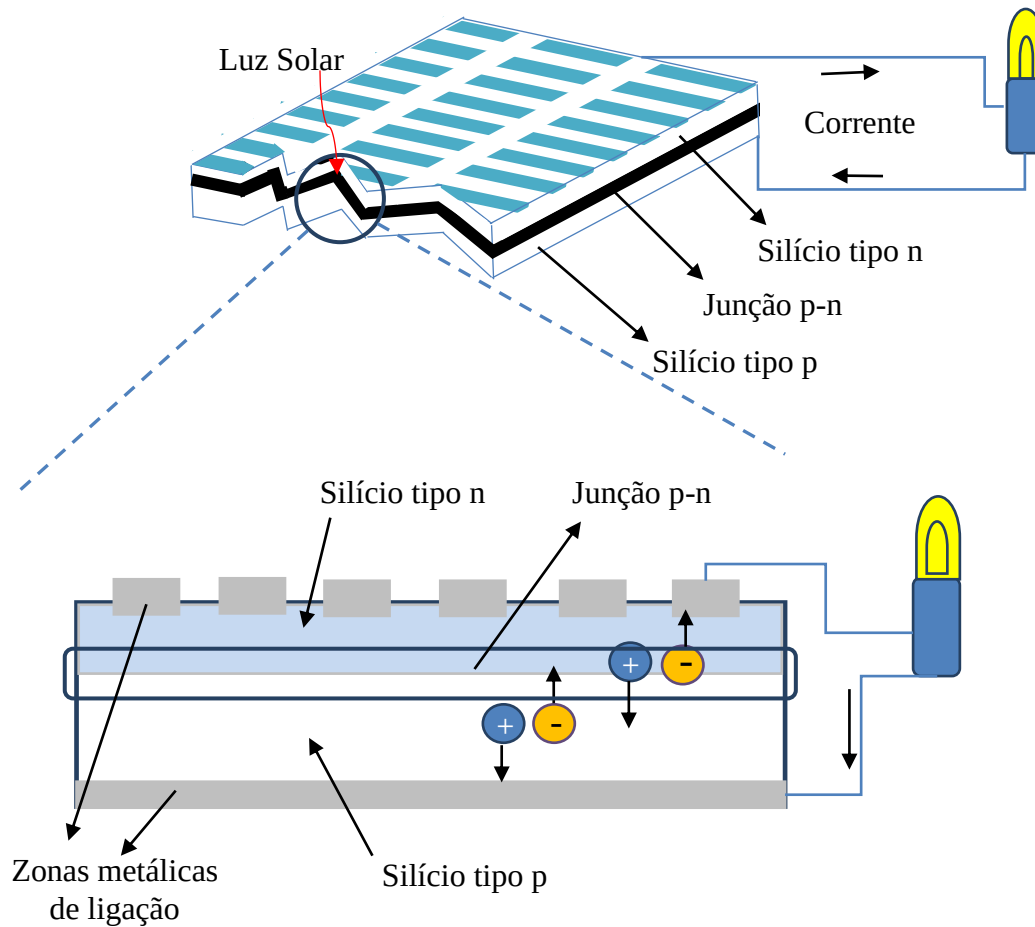
Em 1839, o cientista Edmond Becquerel identificou um fenômeno interessante enquanto realizava experimentos com uma célula eletrolítica composta de dois eletrodos metálicos imersos em uma solução condutora: a geração de eletricidade aumentava quando o conjunto sob análise estava exposto à luz. Este fenômeno passou a ser conhecido como efeito fotovoltaico (SMITH; TAYLOR, 2008). Algumas décadas depois, em 1876, William Grylls Adams e seu aluno Richard Evans Day também identificaram a ocorrência do efeito fotovoltaico em sólidos ao observarem que o selênio quando exposto a uma fonte luminosa gerava corrente elétrica (PERLIN, 2002).

O inventor americano Charles Fritts deu um passo a mais e criou em 1883 o que depois viria ser conhecido como a primeira célula fotovoltaica do mundo: um dispositivo constituído por uma fina camada de selênio espalhada sobre uma placa de metal e recoberta por uma camada de ouro fina, semitransparente. O dispositivo, quando exposto à luz solar, produzia uma corrente contínua e constante (CLEVELAND; MORRIS, 2014) (FRAAS; PARTAIN, 2010).

Apesar do avanço no uso do efeito fotovoltaico, ele só pode ser compreendido adequadamente depois que Einstein propôs em 1905 que a energia existente na luz era composta por um número finito de pacotes de energia, posteriormente denominados de fótons (PERLIN, 2002). O efeito fotovoltaico pode ser entendido como o processo pelo qual a energia dos fótons é convertida diretamente em energia elétrica quando eles atingem certos materiais semicondutores (ZILLES *et al.*, 2012).

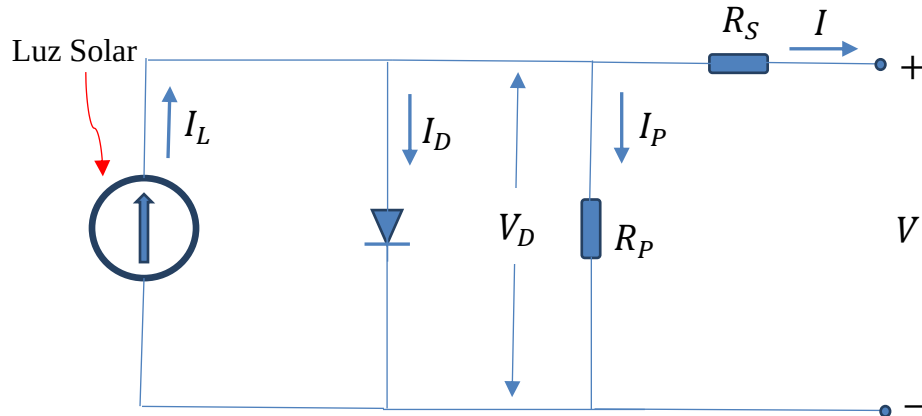
As células fotovoltaicas são o principal componente dos sistemas fotovoltaicos e seu funcionamento é baseado no efeito fotovoltaico, conforme já indicado. Atualmente existem diversas tecnologias para a produção destes dispositivos; contudo, as células fotovoltaicas mais comuns encontradas no mercado possuem como elemento semicondutor o silício, disposto em forma de lâminas (VILLALVA; GAZOLI, 2013).

Para a utilização adequada do material semicondutor em células fotovoltaica, ele passa por um processo de dopagem que consiste em introduzir impurezas de tal forma a criar duas camadas justapostas: uma dopada com material doador de elétrons (tipo n) e outra dopada com material receptor de elétrons (tipo p). Devido a estas tendências naturais dos materiais, ocorre uma difusão de elétrons da região de tipo n para a região de tipo p e uma difusão de lacunas da região de tipo p para a região de tipo n. Durante esse processo, na área de contato entre as duas camadas (junção p-n), surge um campo elétrico que se opõe ao processo de difusão; ele cresce até que o fluxo de cargas tenha cessado e uma situação de equilíbrio seja alcançada, a qual se mantém enquanto não existe incidência solar sobre o conjunto. Quando existe incidência solar, cargas positivas e negativas surgem devido à energia transferida dos fótons para os elétrons do material semicondutor. Então, o campo elétrico é responsável por separar estas cargas, levando as positivas para o lado de tipo p e as negativas para o lado de tipo n; assim sendo, uma diferença de potencial é criada entre ambas as regiões. Tal processo ocorre em qualquer diodo semicondutor exposto à incidência de luz; por isso este dispositivo é utilizado na representação do circuito elétrico de uma célula fotovoltaica, como será visto posteriormente. Caso sejam adicionados contatos metálicos à superfície de ambas as camadas e os terminais deles forem interligados por um condutor, surgirá neste condutor uma corrente contínua (PINHO; GALDINO, 2014) (PATEL, 1999), conforme representado na Figura 5.

Figura 5 – Representação do processo de conversão fotovoltaico.

Fonte: Adaptado de Zilles *et al.* (2012).

Para avaliar adequadamente o comportamento da tensão e corrente na saída de uma célula fotovoltaica em função da incidência de luz solar e temperatura, o modelamento matemático dela é necessário. A abordagem mais comum é utilizar o circuito equivalente da célula fotovoltaica, o qual tem como base uma fonte de corrente, controlada pela incidência de luz solar, em paralelo com um diodo (ou mais diodos) que modela o comportamento da junção p-n. É possível, também, adicionar resistências ao circuito de tal forma a levar em consideração as perdas no processo de condução da corrente. O circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica conhecido como modelo de cinco parâmetros é prático, simples e produz resultados aceitáveis, sendo por isso muito utilizado (TAMRAKAR; GUPTA; SAWLE, 2015). Ele é apresentado na Figura 6.

Figura 6 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

Fonte: Adaptado de Zilles *et al.* (2012).

A resistência R_P modela às perdas devidas às correntes parasitas (I_P) entre a parte superior e inferior da célula, enquanto R_S corresponde à resistência série da célula, associada à profundidade da junção p-n, às impurezas contidas no material semicondutor e à resistividade dos contatos. A tensão sobre o diodo, a corrente que circula por ele, a tensão de saída e a corrente de saída da célula fotovoltaica são representadas, respectivamente, por V_D , I_D , V e I (ZILLES *et al.*, 2012) (PATEL, 1999).

Um ponto fundamental no processo de modelagem matemática da célula é obter a relação tensão-corrente de um diodo de junção p-n em estado estacionário. O modelo de Shockley é amplamente usado para este propósito e fornece a seguinte expressão para o diodo ideal:

$$I_D = I_0 \left\{ e^{\left(\frac{qV_D}{nkT} \right)} - 1 \right\} \quad (1)$$

sendo que I_0 corresponde à corrente de saturação reversa, T é a temperatura absoluta do diodo, q é a carga de um elétron, k é a constante de Boltzmann e n é o fator de idealidade do diodo (WU; DOUGAL; JIN, 2005) (SHAUKATULLAH, 1995).

A partir do circuito elétrico equivalente apresentado e do modelo matemático de um diodo, obtém-se (2), a qual descreve a relação entre a corrente e a tensão na saída da célula fotovoltaica:

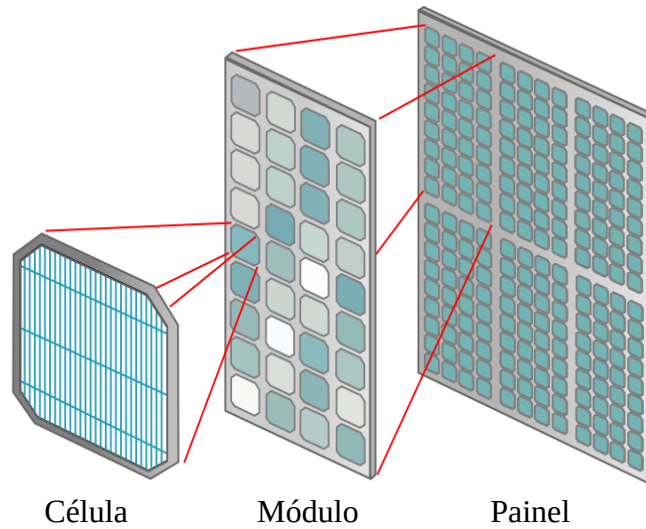
$$I = I_L - I_0 \left\{ e^{\frac{q(V+IR_S)}{nkT}} - 1 \right\} - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (2)$$

onde T representa a temperatura absoluta da célula (CHAN; PHILLIPS; PHANG, 1986).

2.1.1.2 Módulos e Painéis Fotovoltaicos

A associação de várias células em série e/ou em paralelo constitui o dispositivo fotovoltaico denominado de módulo. Por sua vez, a associação de vários módulos em série e/ou em paralelo forma o dispositivo conhecido como painel fotovoltaico, conforme indicado na Figura 7.

Figura 7 – Dispositivos fotovoltaicos.



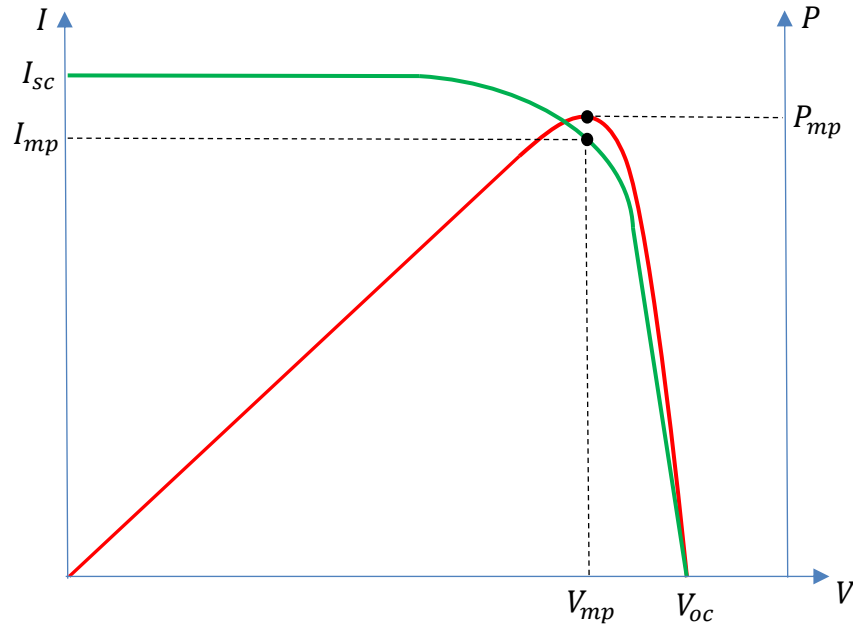
Fonte: Dias (2018).

A associação em série permite aumentar a tensão, enquanto a associação em paralelo possibilita elevar o valor da corrente. O circuito da Figura 6 e (2) também podem ser usados para representar um módulo fotovoltaico, bastando para isto adequar esta equação para levar em consideração a associação das células. Para uma conexão de N_S células em série e N_P células em paralelo obtém-se (VILLALVA, 2010):

$$I = N_P(I_L - I_0) \left\{ e^{\frac{q[V + IR_S(\frac{N_S}{N_P})]}{N_S(nkT)}} - 1 \right\} - \frac{V + IR_S(\frac{N_S}{N_P})}{R_P(\frac{N_S}{N_P})} \quad (3)$$

As curvas características típicas da corrente de saída versus a tensão de saída ($I \times V$ – verde) e potência de saída versus tensão de saída ($P \times V$ – vermelha) de um módulo fotovoltaico são apresentadas na Figura 8.

Figura 8 – Curvas características típicas da corrente versus tensão ($I \times V$) e da potência versus tensão ($P \times V$) de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de Afghan, Almusawi e Geza (2017).

A corrente de saída máxima é indicada por I_{SC} (corrente de curto-circuito); ela é obtida medindo-se a corrente com os terminais do módulo curto-circuitados. A máxima tensão na saída é representada por V_{OC} (tensão de circuito aberto), sendo obtida medindo-se a tensão com os terminais em circuito aberto. A potência máxima na saída é indicada por P_{mp} , e as respectivas corrente e tensão, nesta potência, são representadas por I_{mp} e V_{mp} (PATEL,1999).

Normalmente estes parâmetros são apresentados pelos fabricantes nas folhas de dados dos módulos para as seguintes condições-padrão de ensaio (do inglês *Standard Test Conditions* – STC): temperatura ambiente de $25^{\circ}C$ e irradiação de $1000 W/m^2$ sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 (CUCÉ; CUCÉ, 2011). Entretanto, eles não são constantes, mas variam em função da temperatura ambiente e da irradiação.

A relação entre a corrente de curto circuito e a temperatura e a irradiação solar é dada por (EVJU, 2007):

$$I_{SC} = I_{SC}^N [1 + \alpha_I (T_C - T_N)] \frac{G}{G_N} \quad (4)$$

onde:

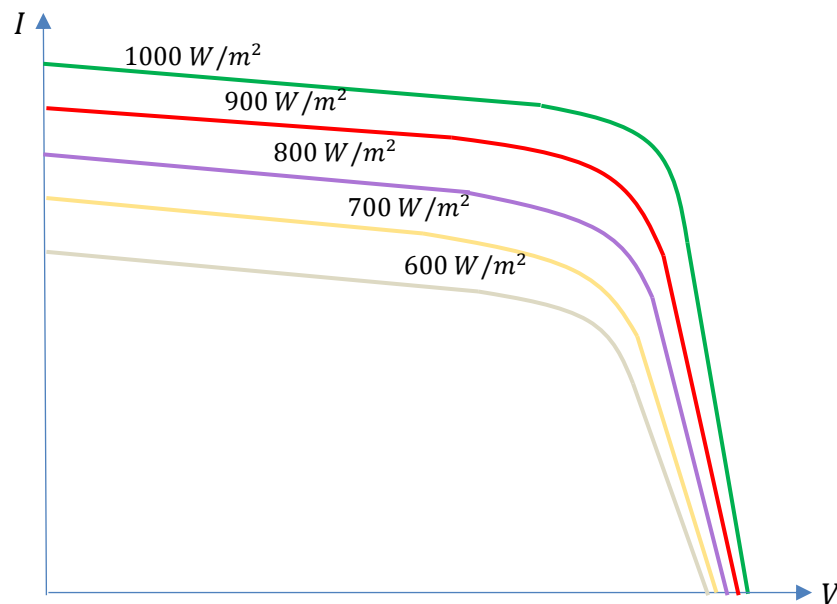
- I_{SC}^N : corrente de curto circuito nas condições-padrão de ensaio;
- α_I : coeficiente de temperatura da corrente;
- T_C : temperatura da célula;
- T_N : temperatura nominal de operação;
- G : irradiância;
- G_N : irradiância nominal.

Ainda de acordo com Evju (2007), é possível assumir que a variação na tensão de circuito aberto é tão pequena que pode ser negligenciada, de tal forma que V_{OC} é uma função apenas da temperatura:

$$V_{OC} = V_{OC}^N [1 + \alpha_V (T_C - T_N)] \quad (5)$$

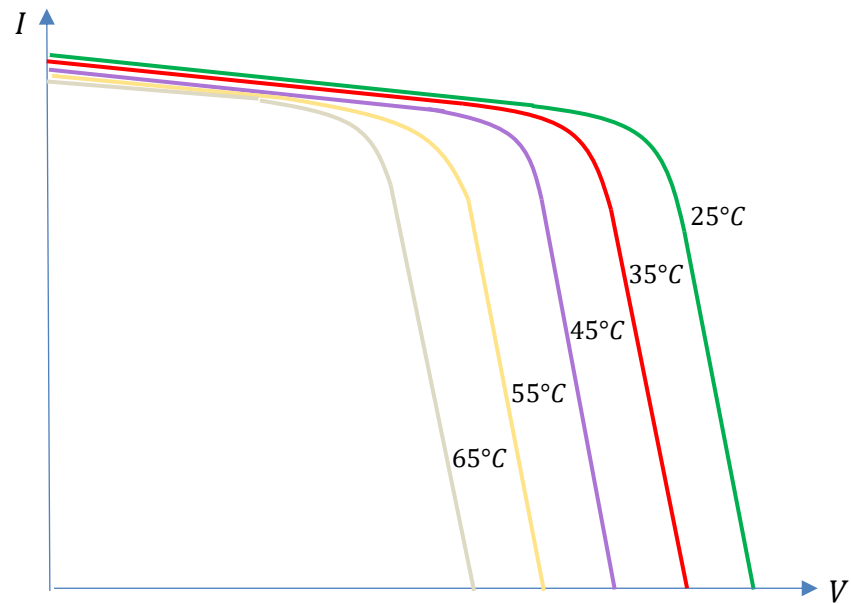
sendo que V_{OC}^N é a tensão em circuito aberto nas condições-padrão de ensaio e α_V é o coeficiente de temperatura da tensão. Nas Figuras 9, 10, 11 e 12 é ilustrado como as curvas $I \times V$ e $P \times V$ variam em função da temperatura ambiente e da irradiância.

Figura 9 – Curva $I \times V$ para diferentes níveis de irradiação, considerando uma temperatura constante de 25°C .



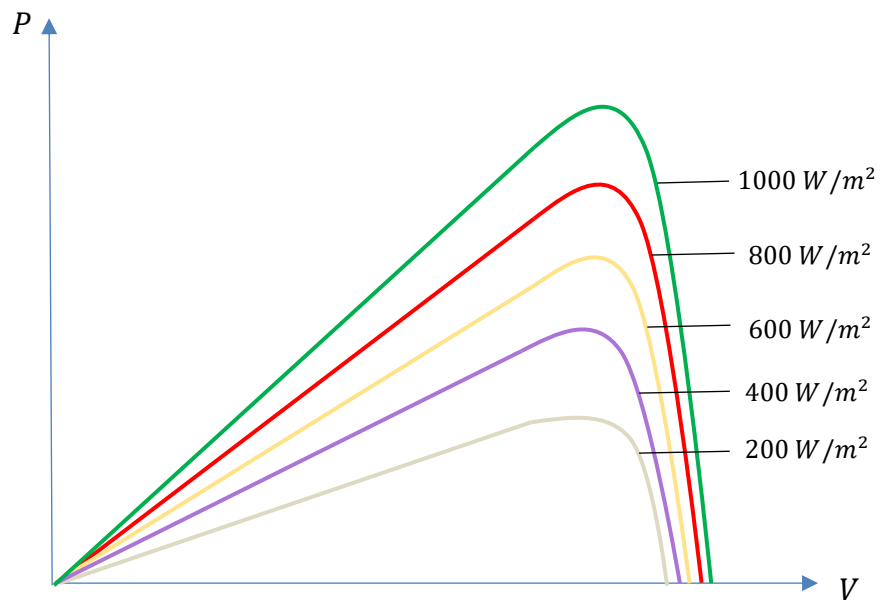
Fonte: Adaptado de Afghan, Almusawi e Geza (2017).

Figura 10 – Curvas $I \times V$ para diferentes valores de temperatura, considerando uma irradiação constante de 1000 W/m^2 .



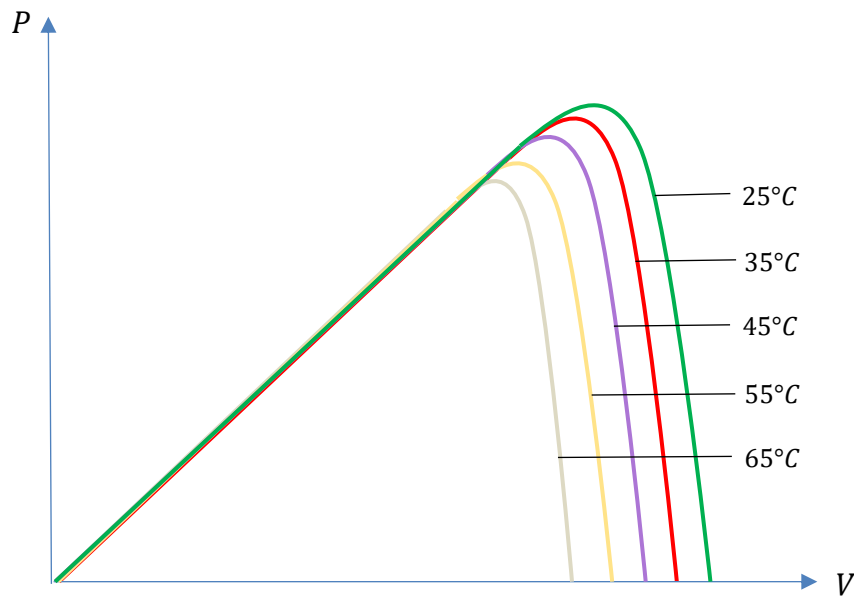
Fonte: Adaptado de Afghan, Almusawi e Geza (2017).

Figura 11 – Curvas $P \times V$ para diferentes níveis de irradiação, considerando uma temperatura constante de 25°C .



Fonte: Adaptado de Cuce e Cuce (2011).

Figura 12 – Curvas $P \times V$ para diferentes valores de temperatura, considerando irradiação constante de 1000 W/m^2 .



Fonte: Adaptado de Afghan, Almusawi e Geza (2017).

2.1.2 Conversor Eletrônico

A energia elétrica fornecida pela concessionária é distribuída em corrente alternada, enquanto a geração de energia elétrica no módulo fotovoltaico ocorre em corrente contínua. Assim sendo, torna-se necessário um dispositivo que permita interligar e sincronizar o gerador fotovoltaico à rede elétrica. Um conversor eletrônico conectado entre ambos é responsável por adequar a tensão e a corrente na saída do módulo fotovoltaico aos padrões do sistema elétrico, proporcionando o correto acoplamento entre eles. Este conversor também é o responsável pelo rastreamento do ponto de máxima potência (do inglês MPPT – *Maximum Power Point Tracking*) na curva $P \times V$ do gerador fotovoltaico, permitindo sempre a máxima geração de energia elétrica, mesmo sob variação das condições de temperatura e irradiação.

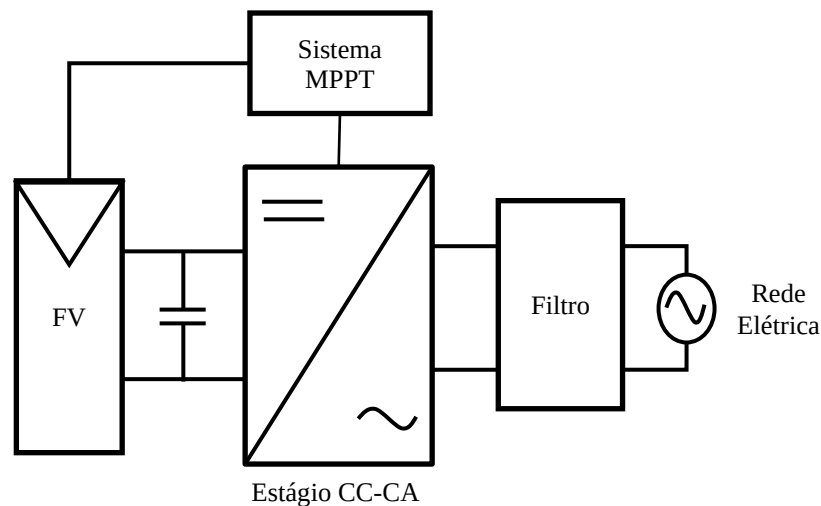
2.1.2.1 Classificação

Na literatura técnica é possível encontrar diversas arquiteturas propostas para a construção de conversores eletrônicos utilizados para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica. Apesar da grande variedade, é possível classificá-los em função do número de fases na saída do conversor

(monofásicos ou trifásicos), em função do número de estágios de conversão (um ou dois) e em função de existir ou não um transformador de isolamento (VILLALVA, 2010).

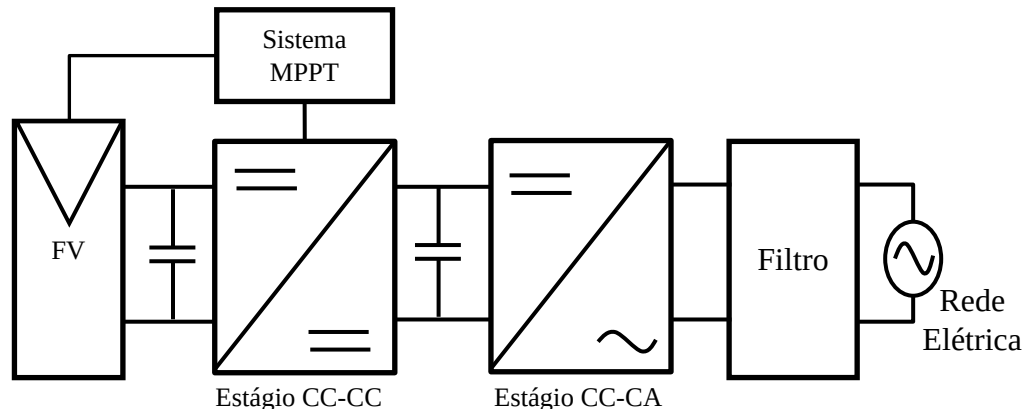
Os conversores de um estágio possuem apenas um conversor, conhecido como inversor, responsável por converter os sinais de tensão e corrente contínuos (CC) em sinais alternados (CA), geralmente senoidais. Eles são robustos e possuem uma alta eficiência. Contudo, a tensão de entrada CC precisa ser igual a tensão de pico da rede ou duas vezes maior, dependendo da configuração do inversor (PINHO; GALDINO, 2014). Nestes conversores, o sistema de MPPT opera em conjunto com o estágio CC-CA (Figura 13).

Figura 13 – Sistema fotovoltaico conectado à rede através de conversor de um estágio.



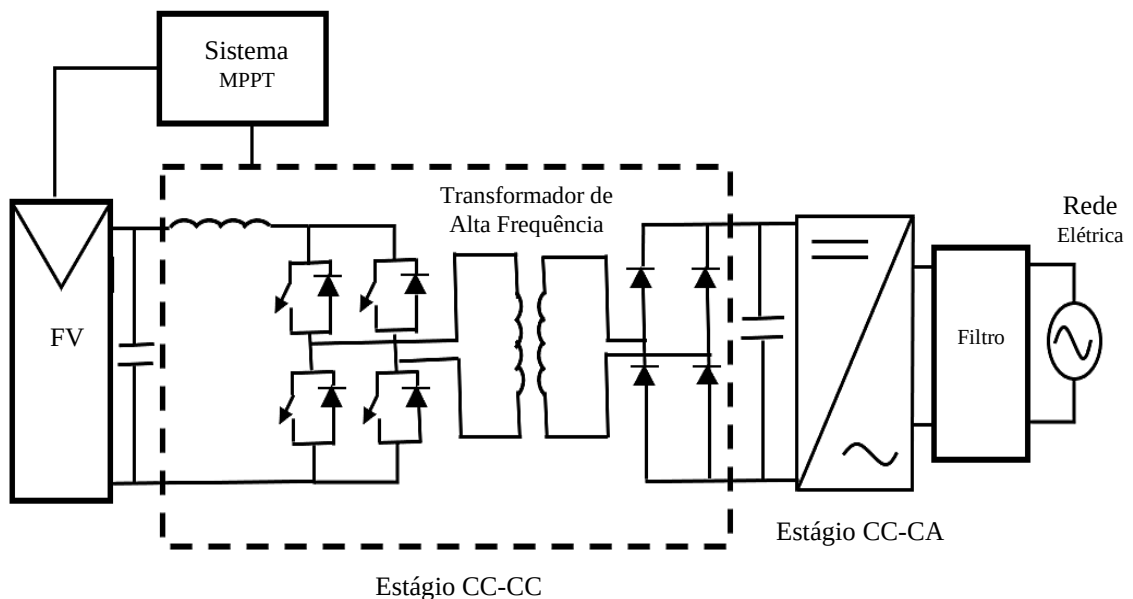
Fonte: Adaptado de De Lemos (2015).

Nos conversores eletrônicos de dois estágios existem um conversor CC-CC (primeiro estágio) e um conversor CC-CA (segundo estágio). Este tipo de conversor permite que o gerador fotovoltaico forneça um nível de tensão independente da tensão da rede, uma vez que o primeiro estágio fica responsável por disponibilizar, na entrada do segundo, o nível de tensão de operação adequado (VILLALVA, 2010); por exemplo, é possível utilizar um conversor CC-CC do tipo *boost* para elevar a tensão ou um conversor CC-CC do tipo *buck* para abaixar a tensão. O mecanismo de MPPT opera em conjunto com o estágio CC-CC (Figura 14).

Figura 14 – Sistema fotovoltaico conectado à rede através de conversor de dois estágios.

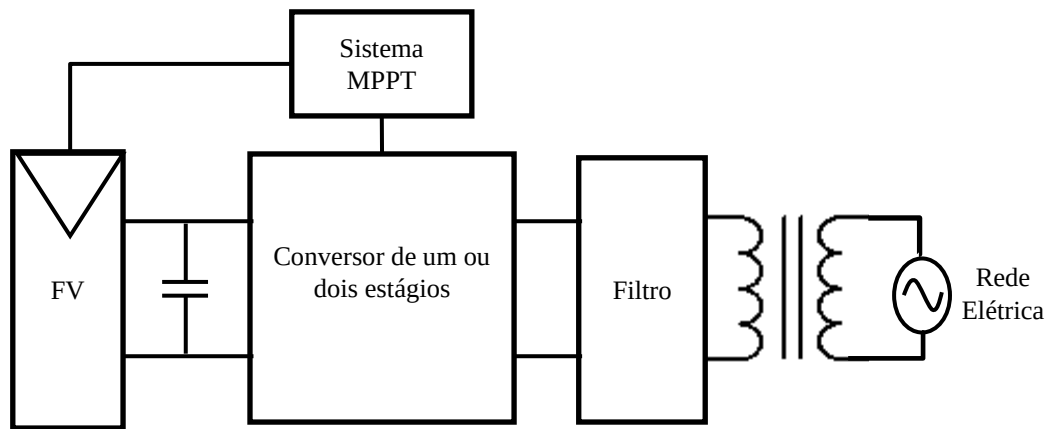
Fonte: Adaptado de De Lemos (2015).

Conforme indicado anteriormente, os conversores eletrônicos podem apresentar um transformador. Um dos principais propósitos deste elemento é desacoplar o módulo fotovoltaico (ou painéis) da rede de distribuição através de um isolamento galvânico. Este isolamento geralmente é necessário quando deseja-se aterrar adequadamente o sistema fotovoltaico. Existem basicamente duas formas de incorporar o transformador na estrutura: introduzindo-o dentro do estágio de conversão CC-CC (Figura 15) ou conectando-o entre o filtro de saída e a rede (Figura 16). No primeiro caso utiliza-se um transformador de alta frequência e no segundo um transformador de baixa frequência (EVJU, 2007).

Figura 15 – Sistema fotovoltaico conectado à rede através de conversor com transformador de alta frequência.

Fonte: Adaptado de Evju (2007).

Figura 16 – Sistema fotovoltaico conectado à rede através de conversor com transformador de baixa frequência.



Fonte: Adaptado de De Lemos (2015).

Os conversores também podem ser classificados dentro de duas outras categorias: inversores de fonte de corrente (do inglês CSI – *Current Source Inverter*) e inversores de fonte de tensão (do inglês VSI – *Voltage Source Inverter*). Esta classificação decorre de como a entrada do estágio CC-CA se comporta: como uma fonte de corrente contínua ou como uma fonte de tensão contínua.

O VSI é o dispositivo mais comumente utilizado para interligar geradores fotovoltaicos à rede elétrica; contudo, como os módulos fotovoltaicos se comportam como fontes de corrente, se torna imprescindível adicionar um capacitor em paralelo com a saída deles, de tal forma que o inversor “enxergue” o conjunto de dispositivos que o precedem como uma fonte de tensão contínua (EVJU, 2007). Em um CSI, é necessário conectar um indutor em série com a saída do gerador fotovoltaico para reduzir oscilações na corrente e, assim, alimentar a entrada do inversor com uma corrente constante (ERTASGIN *et al.*, 2006).

De acordo com o mecanismo de controle aplicado, os conversores VSI podem ser separados em duas classes: controle de tensão e controle de corrente. No primeiro caso, a saída do inversor comporta-se como uma fonte de tensão, sendo que os respectivos ângulo de fase e magnitude são ajustados em relação a tensão da rede de tal forma a controlar os fluxos de potência ativa e reativa na saída do dispositivo. Para tanto, é indispensável inserir um indutor de desacoplamento entre a saída do inversor e a rede elétrica. No segundo caso, a saída do inversor comporta-se como uma fonte de corrente. Os seus valores de amplitude e fase são ajustados de acordo com uma corrente de referência, a qual é gerada em função das potências ativa e reativa que devem ser injetadas na rede elétrica; neste tipo de controle não existe a mínima necessidade de adicionar um indutor de desacoplamento (KO *et al.*, 2006) (CEN, 2017).

O conversor VSI com controle de tensão normalmente é utilizado em sistemas de GDFV isolados, mesmo que também possa ser utilizado em sistemas de GDFV conectados à rede. O conversor VSI com controle de corrente é o dispositivo comumente utilizado para a conexão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede da distribuidora.

É importante observar-se que geralmente o conversor eletrônico de potência utilizado nos sistemas fotovoltaicos é coloquialmente denominado de inversor, mesmo quando ele apresenta mais de um estágio de conversão. A partir de agora, por uma questão de simplicidade, a menos que seja dito o contrário, utilizar-se-á o termo inversor com este sentido.

2.2 NORMAS DE CONEXÃO À REDE DA DISTRIBUIDORA

Os sistemas de geração distribuída fotovoltaica conectados à rede da distribuidora de energia devem atender às normas e aos regulamentos, nacionais e locais, que estabelecem os requisitos mínimos de qualidade de energia (QEE) e segurança que precisam ser atendidos durante a operação, em regime permanente e transitório, de um sistema de GDFV conectado à rede. No Brasil, cada distribuidora de energia tem seus próprios regulamentos. Contudo, isto não é um problema, tendo em vista que eles precisam estar em concordância com os padrões indicados pelas normas da ANEEL. Estas, por sua vez, geralmente são baseadas nas normas sugeridas pela ABNT NBR. Assim sendo, as normas apresentadas por estes dois órgãos serão utilizadas como referência.

2.2.1 Tensão em Regime Permanente

A tensão em regime permanente é um dos parâmetros utilizados para avaliar a qualidade da energia elétrica fornecida às unidades consumidoras. Os sistemas de GDFV conectados à rede elétrica normalmente não regulam a tensão, ficando a cargo da distribuidora de energia realizar esta tarefa. De acordo com a ANEEL (2018), para tensões nominais inferiores a 1kV, a tensão de atendimento às unidades consumidoras é considerada adequada quando a variação máxima e a variação mínima não ultrapassarem, respectivamente, a -8% e a +5% do valor nominal de operação.

Assim como os demais parâmetros, a tensão (eficaz) em regime permanente deve ser monitorada pelo inversor no PCC. Na Tabela 2 é apresentada a faixa de operação do inversor no tocante à tensão. Os valores são indicados em relação ao valor nominal da rede de distribuição local. Caso seja verificado, pelo inversor, a violação dos limites do regime normal de operação, ele deve desligar-se, ou seja, deve cessar o fornecimento de energia elétrica à rede.

Os tempos máximos para cessar o fornecimento de energia elétrica após a detecção de operação anormal da tensão também são apresentados na Tabela 2 (ABNT NBR, 2013).

Tabela 2 – Faixa operacional normal da tensão no PCC e tempos limites para desligamento do inversor após a detecção de operação anormal da tensão.

Tensão no PCC (% da tensão nominal)	Tempo de atraso máximo até o desligamento
$V < 80\%$	0,4 s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação
$110\% < V$	0,2 s

Fonte: Adaptado de ABNT NBR (2013).

O propósito de permitir um tempo de atraso no desligamento é garantir que distúrbios de curta duração não façam com que o sistema de GDFV cesse o fornecimento de energia para a rede. Durante o desligamento, os circuitos de controle do inversor continuam conectados à rede de distribuição, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir o religamento do dispositivo quando as condições normais de operação forem reestabelecidas. Após detectar-se que as condições normais de operação foram reestabelecidas, o inversor somente poderá voltar a fornecer energia à rede elétrica depois de um período que varia entre 20 a 300 s, o qual dependerá das condições locais do sistema de distribuição. Para uma operação mais precisa, recomenda-se que a queda de tensão entre os terminais do inversor e o PCC seja considerada (ABNT NBR, 2013).

2.2.2 Frequência

Os sistemas de GDFV devem operar em sincronismo com a rede elétrica. A frequência da rede no ponto de conexão comum deve estar dentro da faixa de operação normal. Quando a frequência no PCC assumir valores abaixo de 57,5 Hz ou acima de 62 Hz, o inversor deve interromper o fornecimento de energia elétrica em até 0,2 s. No primeiro caso, ele somente poderá ser religado quando a frequência retornar para 59,9 Hz. No segundo caso, ele poderá voltar a fornecer energia elétrica à rede quando a frequência retornar para 60,1 Hz. Em ambas as situações, um intervalo de religamento deve ser respeitado, conforme o que foi descrito para a tensão em regime permanente. Se a frequência da rede elétrica apresentar valores superiores

a 60,5 Hz e inferiores a 62 Hz, o sistema de GDFV deverá reduzir a potência ativa injetada na rede de acordo com (ABNT NBR, 2013):

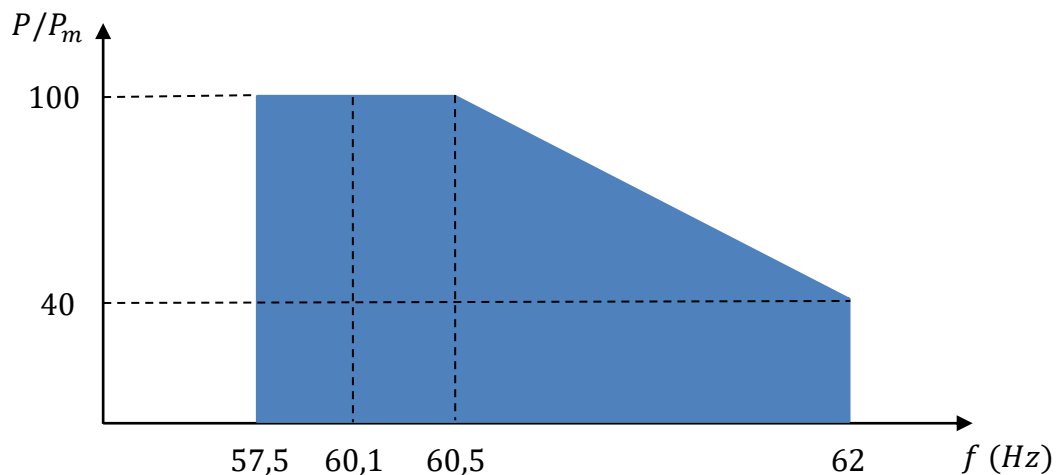
$$\Delta P = [f_{rede} - (f_{nominal} + 0,5)]R \quad (6)$$

onde:

- ΔP : variação da potência ativa injetada, expressa em porcentagem, em relação à potência ativa injetada no momento em que a frequência da rede elétrica excede o valor de 60,5 Hz (P_m);
- f_{rede} : frequência da rede;
- $f_{nominal}$: frequência nominal da rede;
- R : 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 menor ou igual à 0,01 Hz.

Caso, após iniciado o processo de redução da potência ativa injetada, a frequência da rede comece a reduzir, o sistema de GDFV deve manter o menor valor de potência ativa atingido durante o aumento da frequência. O sistema somente poderá aumentar a potência ativa injetada quando, por no mínimo 300 s, a frequência da rede retornar para a faixa que vai de 59,95 Hz a 60,05 Hz. Alguns dos pontos apresentados acerca da operação do sistema de GDFV em termos da frequência da rede são ilustrados na Figura 17.

Figura 17 – Curva de operação do sistema de GDFV em função da frequência da rede.



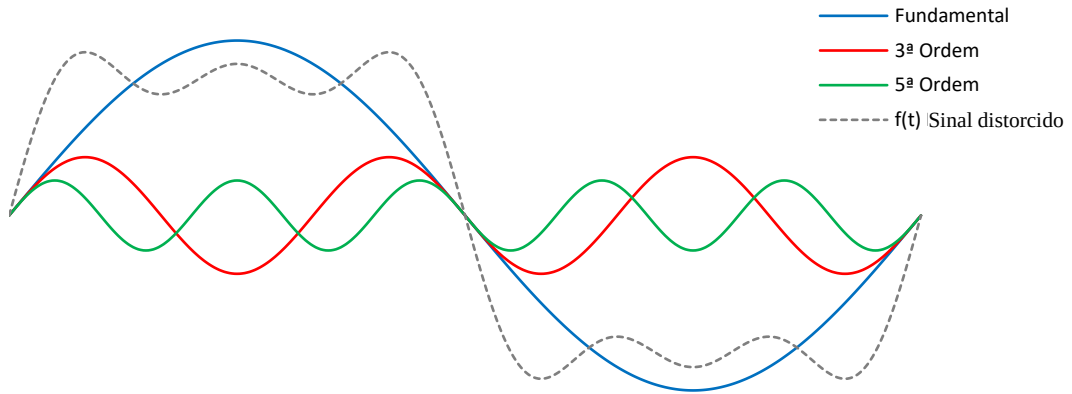
Fonte: Adaptado de ABNT NBR (2013).

A redução da potência ativa injetada na rede pelos sistemas de GDFV, em resposta ao aumento da frequência da rede, tem como objetivo interferir na demanda de potência ativa suprida pela concessionária, uma vez que a energia elétrica fornecida pela distribuidora geralmente advém de usinas que utilizam geradores síncronos e isto leva a uma íntima relação entre a frequência e o balanço de potência ativa da rede. Mais especificamente, a redução instantânea da potência ativa demandada de tais usinas tende a aumentar a velocidade de rotação dos geradores síncronos e, por consequência, a frequência da rede, uma vez que existe um atraso, por menor que seja, na regulação das máquinas motrizes que acionam tais geradores (ELGERD, 1976). Assim sendo, uma forma de tentar amenizar a elevação da frequência e promover o seu retorno para a faixa de operação nominal é reduzir a injeção de potência ativa dos sistemas de GDFV e, consequentemente, atenuar o decréscimo na potência ativa demandada de tais usinas.

2.2.3 Distorção Harmônica

Em sistemas de potência, a tensão e a corrente alternadas consideradas ideais comportam-se como sinais senoidais. Em um cenário ideal, este comportamento deveria ser verificado em todos os pontos da rede. Contudo, devido a diversos fatores, na prática isso não ocorre. Os desvios existentes na tensão e na corrente em regime permanente em relação ao padrão senoidal são descritos em termos de distorção da forma de onda, geralmente expressa como distorção harmônica (De la ROSA, 2006).

Em 1822 o matemático e físico francês Jean-Baptiste Joseph Fourier demonstrou que qualquer sinal periódico e contínuo, por mais complexo que seja, pode ser representado como a adição de uma constante e uma série de ondas senoidais com diferentes frequências e amplitudes. Esta técnica é conhecida como série de Fourier de uma função periódica e contínua. As frequências são múltiplos inteiros da frequência do sinal periódico contínuo original. O termo que possui esta frequência é conhecido como componente fundamental e aqueles nas demais frequências como componentes harmônicas. O termo contínuo é conhecido como componente CC (ARRILLAGA; WATSON, 2003). Esta ideia está ilustrada na Figura 18, onde a componente CC é nula e $f(t)$ é decomposto na fundamental e nas harmônicas de terceira e quinta ordem.

Figura 18 – Decomposição de um sinal distorcido em suas componentes harmônicas.

Fonte: Adaptado de Fortes (2018).

Quando se utiliza a distorção harmônica como mecanismo de avaliação da qualidade dos sinais de tensão e corrente em regime permanente, estes são decompostos em termos das respectivas componentes fundamental e harmônicas, onde a fundamental coincide com o padrão senoidal da rede e as harmônicas indicam a distorção entre o sinal original e este padrão. O indicador denominado de distorção harmônica individual é uma maneira de avaliar o “peso” de cada harmônica em relação a fundamental. Ele é calculado através de (ANEEL, 2018):

$$DHI_n = \frac{X_n}{X_1} \quad (7)$$

sendo que o índice n indica a ordem da componente harmônica, X_1 é o valor eficaz da tensão ou corrente na frequência fundamental e X_n é o valor eficaz da tensão ou corrente na frequência de ordem n .

Neste contexto, define-se também o indicador *distorção harmônica total* (DHT) como a composição das distorções harmônicas individuais. Ele expressa o grau de desvio da forma de onda em relação ao padrão ideal e pode ser calculado através de (ABNT NBR, 2013):

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} X_n^2}}{X_1} \quad (8)$$

A energia injetada pelo sistema de GDFV deve ter níveis baixos de distorção harmônica de corrente, de tal forma a não interferir na qualidade da energia e garantir que nenhum efeito negativo ocorra em outro equipamento conectado à rede. A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5% em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor (ABNT NBR, 2013). Além disso, cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Limite de distorção harmônica individual de corrente.

Harmônicas Ímpares	Limite de distorção
3° a 9°	< 4,0 %
11° a 15°	< 2,0 %
17° a 21°	< 1,5 %
23° a 33°	< 0,6 %
Harmônicas Pares	Limite de distorção
2° a 8°	< 1,5 %
10° a 32°	< 0,5 %

Fonte: Adaptado de ABNT NBR (2013).

2.2.4 Injeção de Corrente Contínua

As distribuidoras não permitem a presença de componente CC na rede, seja da tensão ou da corrente. Sendo assim, elas impõem ao sistema de GDFV um limite próximo de zero para a injeção de componente CC da corrente (MARKVART; CASTAÑER, 2003).

O sistema de geração distribuída fotovoltaica conectado à rede deve cessar o fornecimento de energia elétrica em 1 s caso a injeção de componente CC for superior a 0,5 % da corrente nominal do inversor. Em sistemas de GDFV com isolamento através de transformador de baixa frequência (no Brasil, 60 Hz) não são necessárias proteções adicionais para atender a este requisito (ABNT NBR, 2013).

2.2.5 Fator de Potência

Os inversores dos sistemas de geração distribuída fotovoltaica conectados à rede são capazes de regular o fator de potência (FP) das unidades consumidoras nas quais estão instalados. Eles são homologados para operarem com FP unitário. Contudo, devido à influência

da distorção harmônica presente na corrente de saída, geralmente o valor unitário não é atingindo (FORTES, 2018).

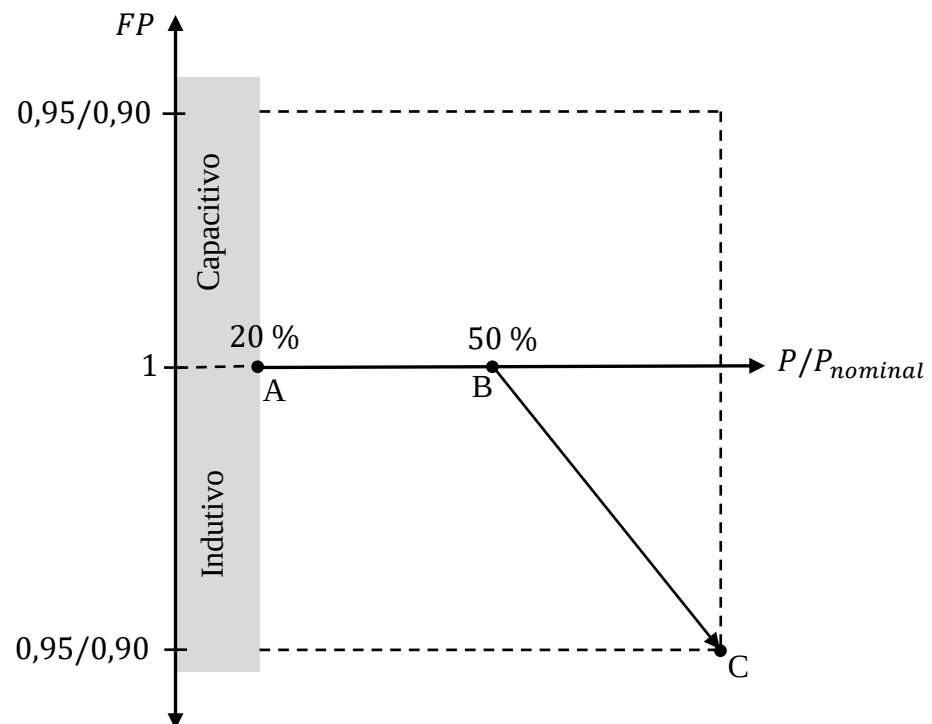
O fator de potência pode ser calculado tanto a partir dos valores registrados das potências ativa (P) e reativa (Q) quanto a partir das energias ativa (EA) e reativa (ER) utilizando-se, respectivamente, as seguintes equações (ANEEL, 2018):

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (9)$$

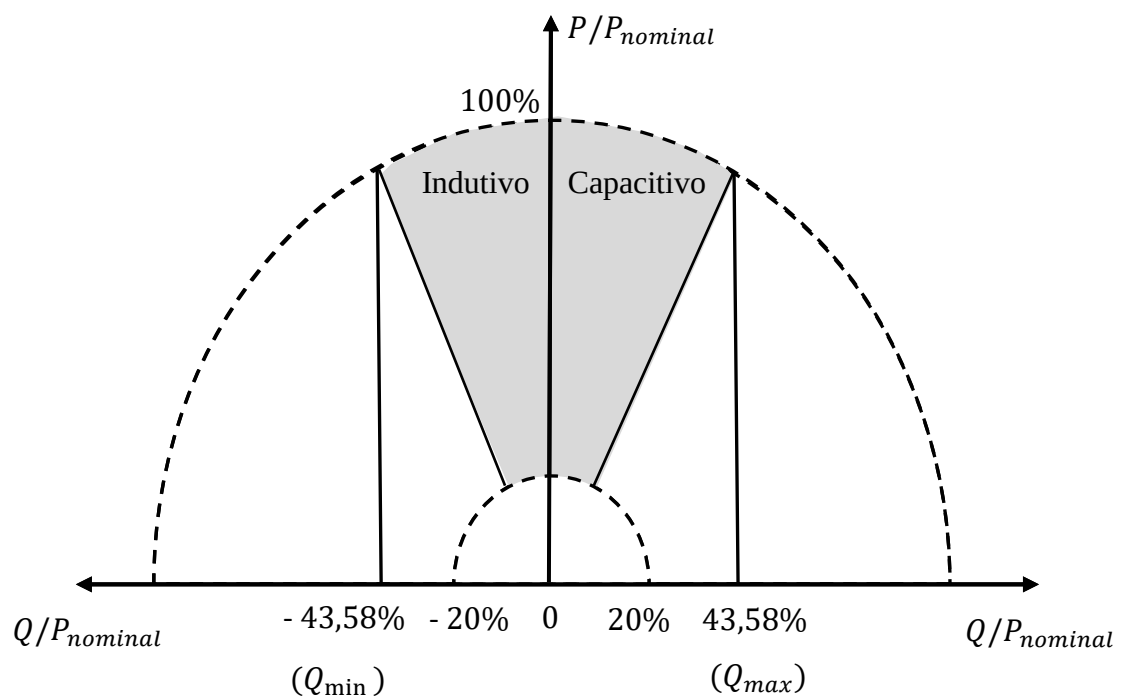
$$FP = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (10)$$

Os inversores de sistemas de GDFV conectados à rede saem de fábrica ajustados com fator de potência igual a 1, com tolerância de operação na faixa que vai de 0,98 indutivo a 0,98 capacitivo. Quando a potência ativa injetada é menor ou igual a 20% da potência nominal do inversor, não existem restrições quanto ao FP. Quando este limite é ultrapassado, após cada mudança na potência ativa o sistema fotovoltaico deve ajustar automaticamente a potência reativa para manter o FP dentro desta faixa de operação. Não existe outra opção para sistemas de GDFV com potência nominal menor ou igual a 3 kW.

Os inversores com potência nominal entre 3 kW e 6 kW e os inversores com potência nominal maior que 6 kW devem apresentar como opcional a possibilidade de operar de acordo com a curva apresentada na Figura 19 e com FP ajustável, respectivamente, de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo e de 0,90 indutivo a 0,90 capacitivo. Esta curva só deve ser habilitada quando a tensão no PCC ultrapassar o valor de ativação, ajustável entre 100% e 110% da tensão nominal da rede, com valor padrão em 104% ajustado em fábrica, e só poderá ser desabilitada quando a tensão estiver abaixo do valor de desativação, ajustável entre 90% e 100% da tensão nominal da rede, com valor padrão em 100% ajustado em fábrica. A distribuidora local de energia elétrica pode fornecer uma curva diferente, a qual deve ser implementada nos inversores por meio do ajuste dos pontos A, B e C. Os sistemas de GDFV com potência nominal maior que 6 kW também devem apresentar como opção a possibilidade de operar com controle de potência reativa, conforme apresentado na Figura 20 (ABNT NBR, 2013).

Figura 19 – Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor.

Fonte: Adaptado de ABNT NBR (2013).

Figura 20 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW.

Fonte: Adaptado de ABNT NBR (2013).

A Figura 20 indica que quando o sistema de GDFV injeta na rede um valor menor ou igual a 20% da potência nominal do inversor não existem limitações quanto ao FP. Contudo, após este limite o valor da potência aparente injetada no PCC deve estar dentro da área hachurada, pois dentro dela a potência nominal do equipamento não será extrapolada e o fator de potência permanecerá dentro da faixa de 0,90 indutivo a 0,90 capacitivo.

O tipo e os ajustes do controle do fator de potência e injeção/demanda de potência reativa devem ser determinados pelas condições da rede e definidos individualmente pelo operador da rede e fornecidos junto com a permissão de acesso ao sistema de distribuição de energia elétrica (ABNT NBR, 2013).

2.2.6 Dispositivos de Proteção

A ANEEL, no módulo 3 do PRODIST, definiu o ponto de conexão da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída como sendo coincidente com o seu ponto de entrega. Na Tabela 5 estão indicados os requisitos mínimos do ponto de conexão de microgeração e minigeração distribuída (ANEEL, 2016).

Tabela 4 – Requisitos mínimos em função da potência instalada.

Equipamento	Menor ou Igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Mecanismo de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim

Fonte: Adaptado de ANEEL (2016).

Os elementos de proteção listados na Tabela 5 podem estar incorporadas ao inversor, sendo a redundância de proteções desnecessária para a microgeração distribuída. Vale ressaltar-se que a distribuidora de energia elétrica pode propor proteções adicionais, desde que justificadas tecnicamente, mas isso não incidirá em custos adicionais para a unidade consumidora com microgeração distribuída (ANEEL, 2016).

A proteção de anti-ilhamento é um importante recurso, o qual permite detectar uma situação de falha no fornecimento de energia elétrica da concessionária e desconectar o sistema de GDFV da rede por questão de segurança, para que segmentos (“ilhas”) da rede elétrica não permaneçam energizadas (FORTES, 2018).

3 IMPACTOS DA INSERÇÃO DOS SISTEMAS DE GDFV NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A inserção dos sistemas de GDFV nas redes de distribuição pode trazer impactos positivos tanto para as unidades consumidoras nas quais eles estão instalados quanto para a distribuidora de energia elétrica. No que diz respeito aos consumidores, pode significar uma redução à longo prazo nos custos financeiros totais com eletricidade. Com relação à concessionária, dentre outros benefícios, pode implicar em um adiamento da necessidade de expansão da capacidade técnica de transmissão de energia elétrica da sua rede.

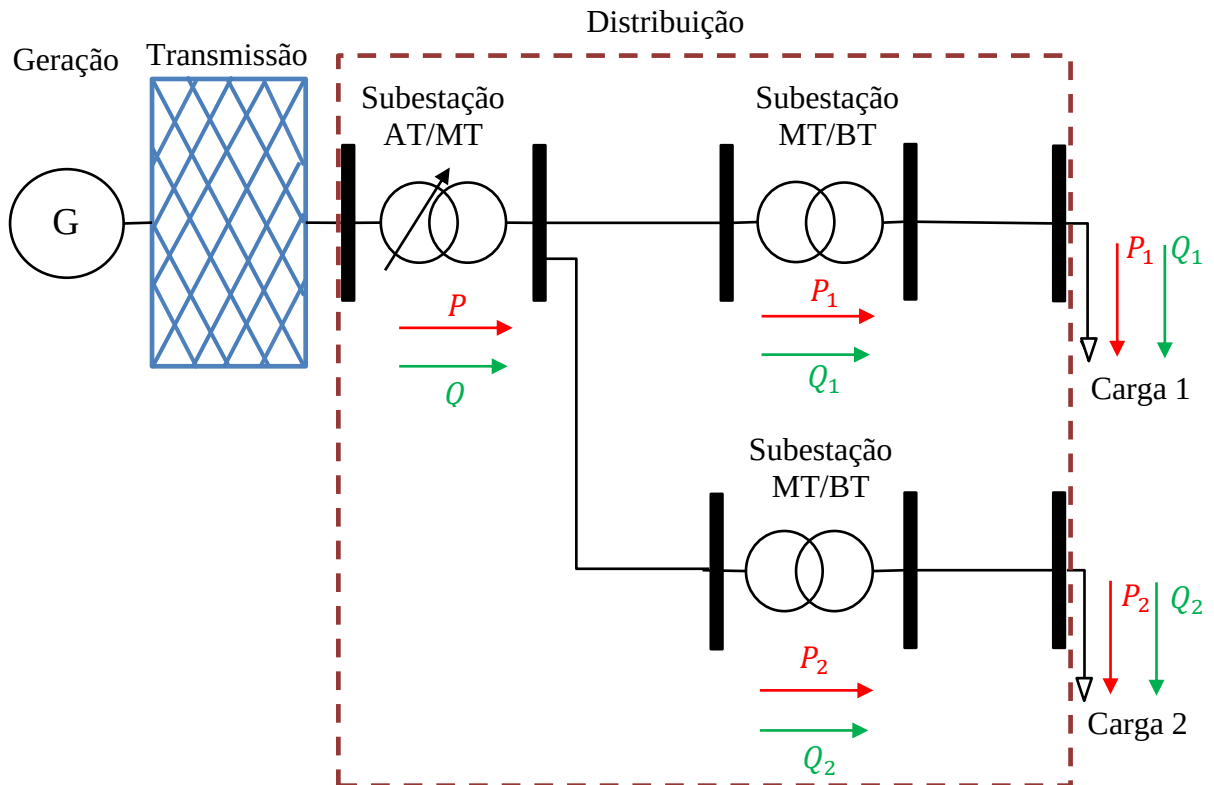
Entretanto, a inserção dos sistemas de geração distribuída fotovoltaica, especialmente para elevados níveis de penetração, também pode acarretar impactos negativos, os quais devem ser adequadamente avaliados pela distribuidora de energia elétrica de tal forma a evitar danos aos dispositivos da rede, aos equipamentos das unidades consumidoras e aos indivíduos que trabalham na manutenção dos sistemas elétricos de distribuição.

De acordo com Katiraei e Agüero (2011), os efeitos negativos da conexão de sistemas de GDFV nas redes de distribuição podem ser de natureza estacionária ou dinâmica. Levando em consideração níveis elevados de penetração de geração distribuída fotovoltaica, no tocante aos impactos negativos de natureza estacionária, alguns dos efeitos mais comumente esperados são:

- Fluxo de potência reverso;
- Elevação da tensão da rede;
- Aumento da operação de dispositivos de regulação de tensão;
- Elevação das perdas técnicas.

3.1 FLUXO DE POTÊNCIA REVERSO

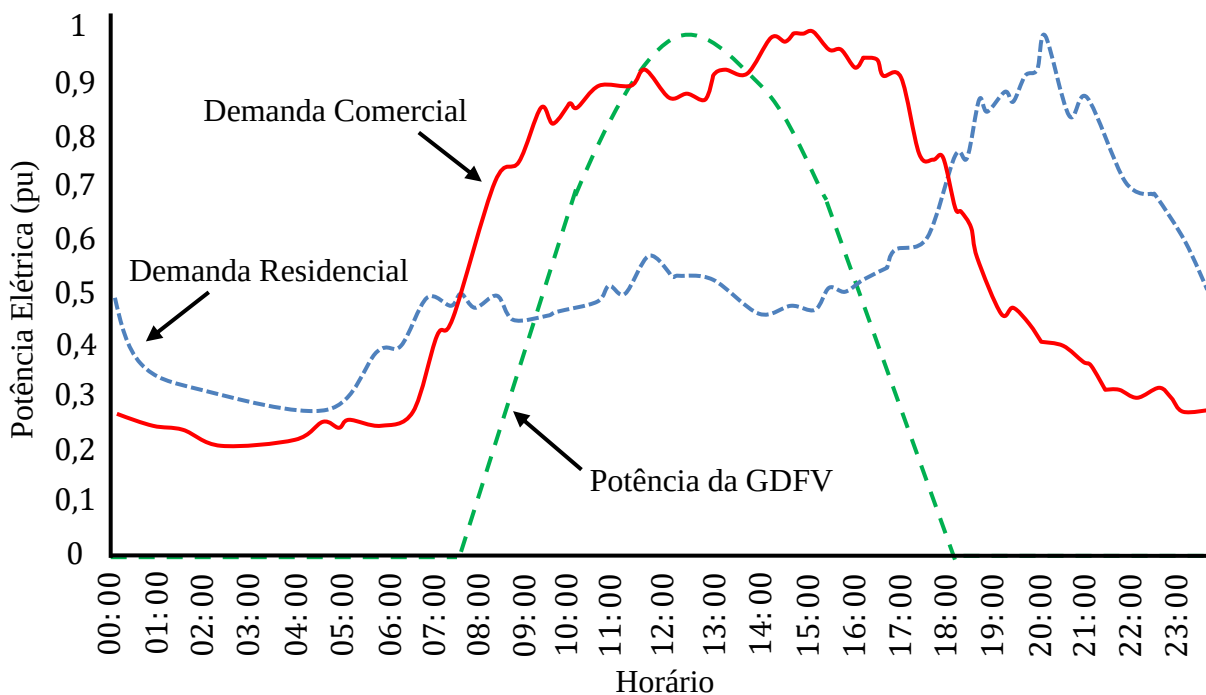
A filosofia da geração centralizada, extensivamente adotada ao longo de grande parte do século XX, levou a que os sistemas de distribuição de energia elétrica modernos fossem originalmente projetados considerando fluxos unidirecionais de potência ativa e potência reativa fluindo desde as subestações de conexão com o sistema de transmissão até as cargas – unidades consumidoras (JENKINS *et al.*, 2000). Esta estrutura convencional de sistemas de distribuição é apresentada, de forma simplificada, na Figura 21.

Figura 21 – Fluxo de potência em sistemas de distribuição convencionais.

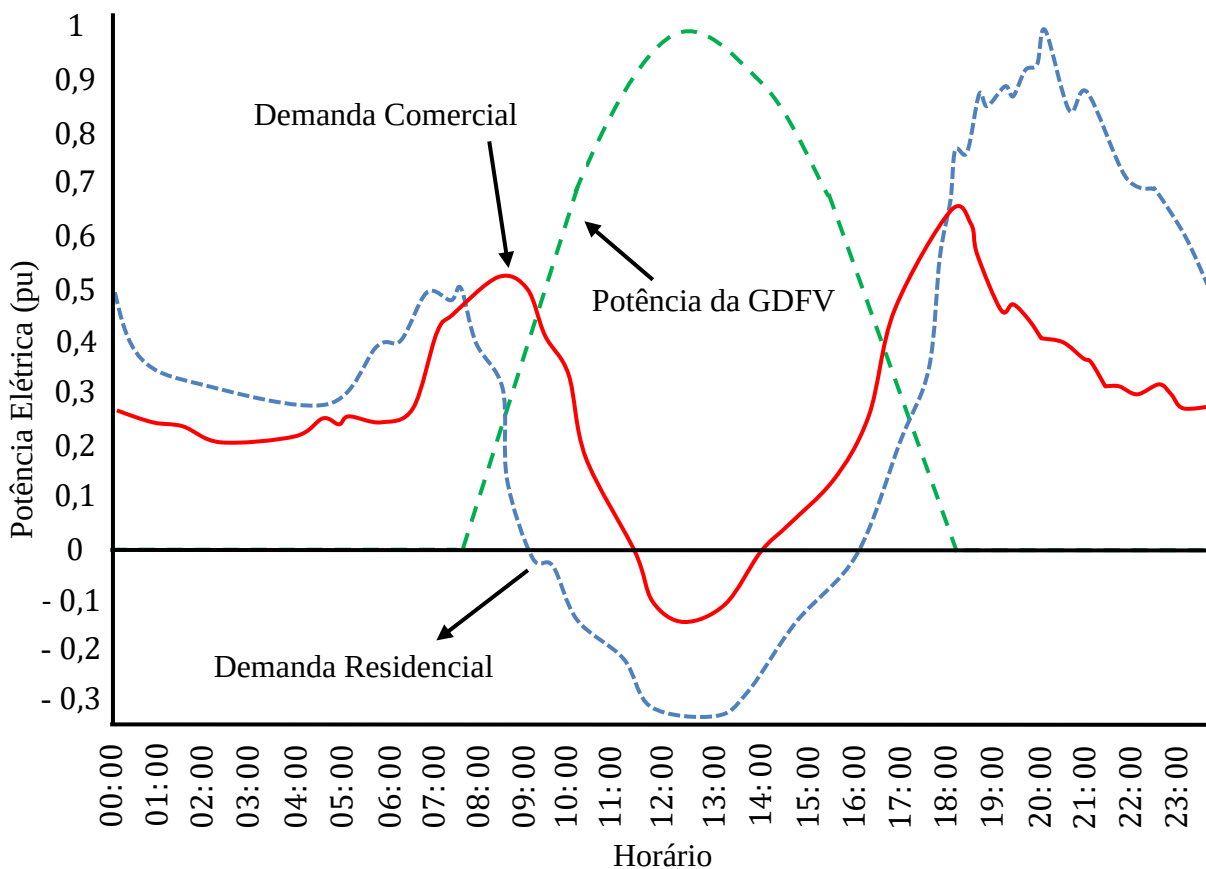
Fonte: Adaptado de Esslinger e Witzmann (2010) e Jenkins *et al.* (2000).

A proliferação dos sistemas de GDFV conectados na rede de distribuição de energia elétrica vem modificando este cenário. No Brasil, os sistemas de GDFV são projetados para fornecer potência ativa às unidades consumidoras nas quais estão instalados. Normalmente, a potência nominal de um sistema de GDFV é estimada de tal forma a atender, no máximo, à potência ativa nominal disponibilizada pela concessionária à unidade consumidora na qual está instalado.

Contudo, a potência fornecida nos terminais de saída de um sistema de GDFV não é constante, mas varia ao longo do dia, de acordo as mudanças na irradiação solar e na temperatura ambiente. As curvas de carga dos consumidores residenciais e comerciais também variam ao longo do dia. Todavia, as curvas de geração fotovoltaica e de carga não são coincidentes (Figura 22), de tal forma que durante alguns períodos a geração fotovoltaica será inferior à demanda de carga da unidade consumidora na qual o sistema de GDFV está instalado e em outros instantes será superior. Neste último caso, o excedente será injetado na rede de distribuição (Figura 23).

Figura 22 – Curvas diárias típicas: geração fotovoltaica, carga residencial e carga comercial.

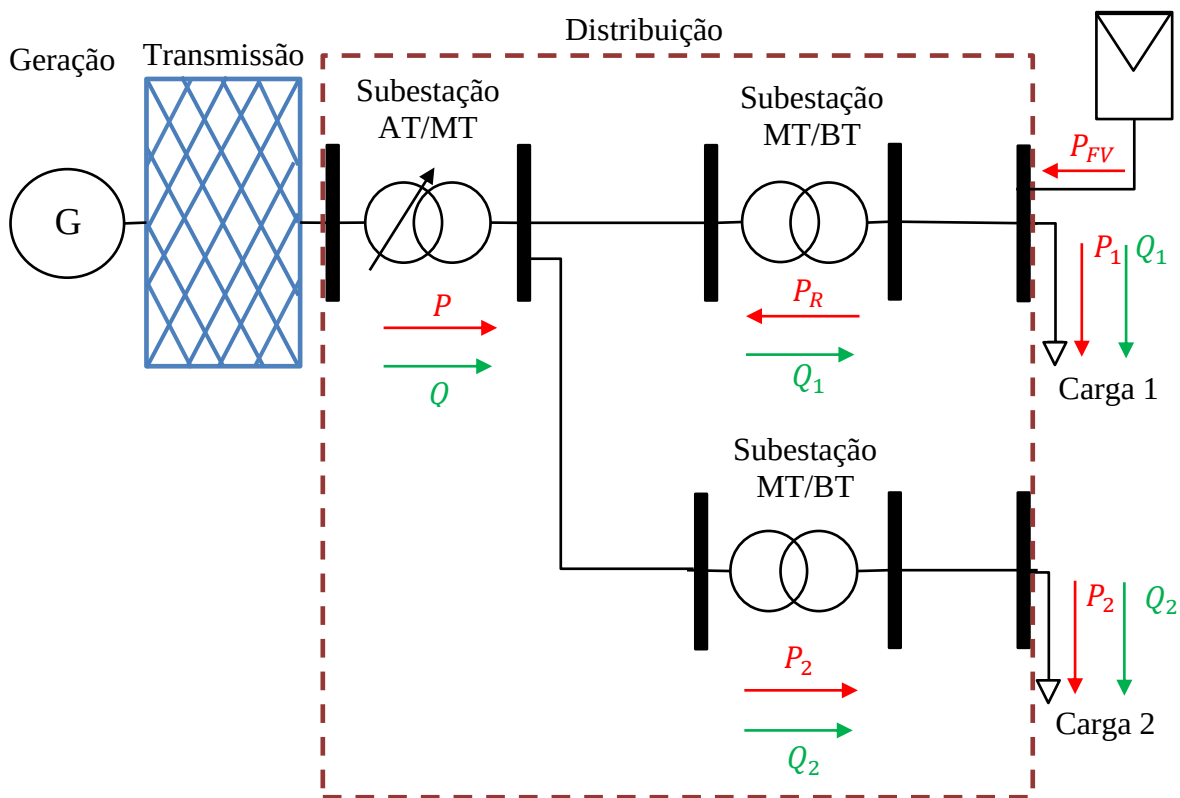
Fonte: Adaptado de Shayani (2010).

Figura 23 – Demandas atendidas pela concessionária: unidades consumidoras com GDFV.

Fonte: Adaptado de Shayani (2010).

Desta forma, em uma determinada região a geração fotovoltaica durante um período do dia pode exceder a demanda local levando a um fluxo de potência ativa reverso ao longo de trechos do sistema de distribuição (ELRAYYAH; WANIK; BOUSELHAM, 2016). Esta condição de operação é apresentada na Figura 24, onde a potência ativa injetada pelo sistema de GDFV (P_{FV}) é superior à demanda de potência ativa da carga 1 (P_1), o que provoca um fluxo de potência ativa reverso (P_R) no sentido da subestação de conexão com o sistema de transmissão.

Figura 24 - Possível fluxo de potência em sistemas de distribuição com GDFV conectada à rede elétrica.



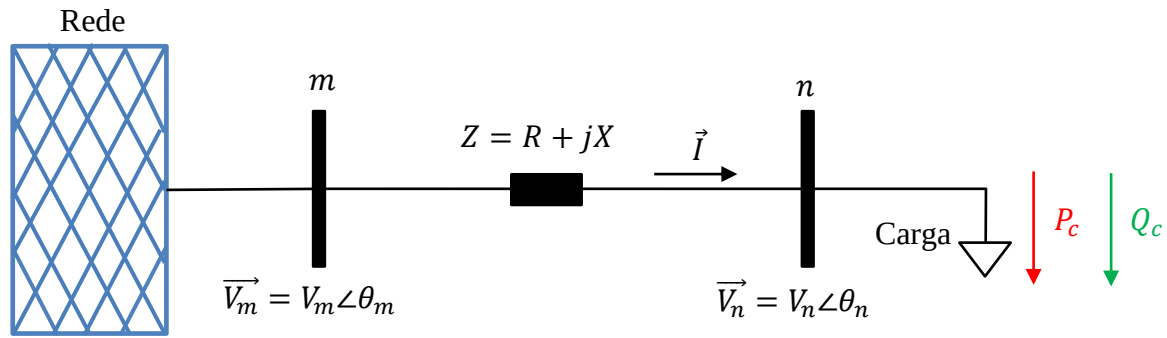
Fonte: Adaptado de Esslinger e Witzmann (2010) e Jenkins *et al.* (2000).

Uma vez que as redes de distribuição foram originalmente projetadas para um fluxo unidirecional fluindo em direção às cargas, o fluxo reverso pode afetar notavelmente a coordenação dos dispositivos de proteção de sobrecorrente, podendo inclusive levar à perda de operação destes equipamentos (KATIRAEI; AGÜERO, 2011).

3.2 ELEVAÇÃO DA TENSÃO DA REDE

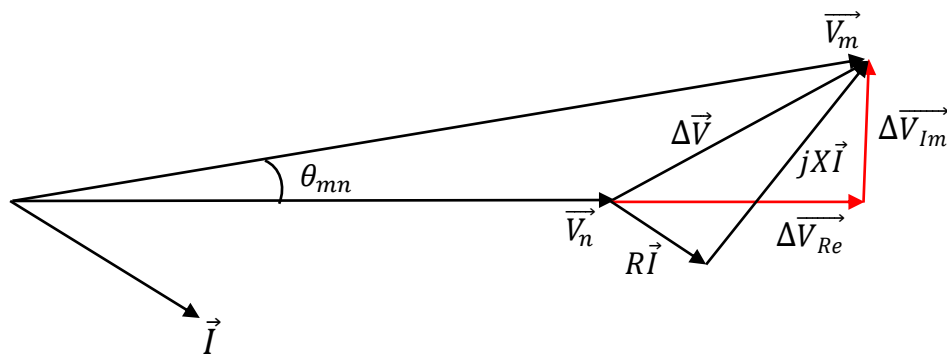
O controle da tensão é um problema crítico para a integração em larga escala de sistemas de GDFV às redes de distribuição (YANG *et al.*, 2015). Os aspectos relacionados a esta questão podem ser compreendidos mais adequadamente através de uma análise de fluxo de potência. Sendo assim, na Figura 25 é apresentado um típico par de barras de um alimentador de distribuição sem conexão de sistemas de GDFV e na Figura 26 é apresentado o respectivo diagrama fasorial.

Figura 25 – Fluxo de potência em um alimentador de um sistema de distribuição sem conexão de GDFV.



Fonte: Adaptado de Yang *et al.* (2015) e Hasheminamin *et al.* (2015).

Figura 26 – Diagrama fasorial de um alimentador de um sistema de distribuição sem a conexão de GDFV.



Fonte: Adaptado de Yang *et al.* (2015) e Hasheminamin *et al.* (2015).

A queda de tensão ao longo do alimentador que interliga as barras m e n é dada por (YANG *et al.*, 2015):

$$\Delta \vec{V} = \Delta \vec{V}_{Re} + \Delta \vec{V}_{Im} = \frac{P_c R + Q_c X}{\vec{V}_n} + j \frac{P_c X - Q_c R}{\vec{V}_n} \quad (11)$$

onde:

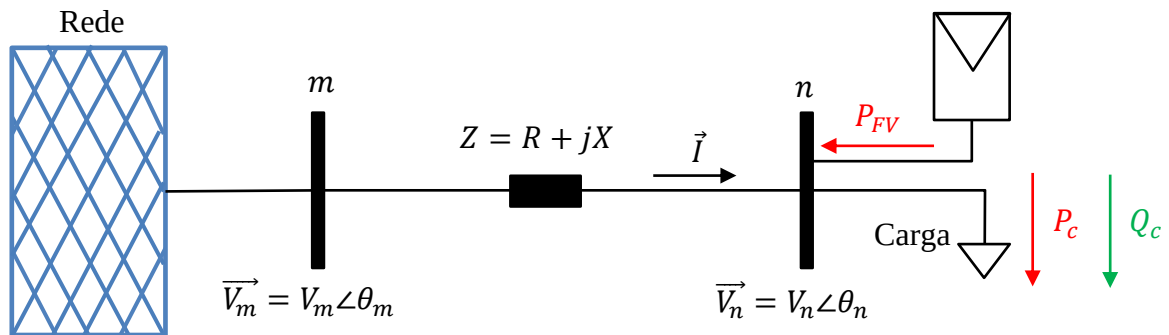
- P_c : potência ativa consumida pela carga;
- Q_c : potência reativa consumida pela carga;
- R : resistência do alimentador;
- X : reatância do alimentador;
- $\vec{V}_n$: tensão fasorial na barra n .

Uma vez que a diferença entre os ângulos de fase das tensões de duas barras adjacentes (θ_{mn}) é pequena em sistemas de distribuição, é possível desconsiderar a parte imaginária de (11) e, considerando a tensão na barra n como a referência angular ($\theta_n = 0$), obter a amplitude da queda de tensão de acordo com (HASHEMINAMIN, 2015):

$$\Delta V = \frac{P_c R + Q_c X}{V_n} \quad (12)$$

A partir de (12) é possível se observar que a queda de tensão depende diretamente da potência ativa e da potência reativa injetadas pela rede na barra n para suprir a carga; ou seja, a queda de tensão depende do fluxo de potência no alimentador. Sendo assim, a conexão de um gerador fotovoltaico na mesma barra da carga (Figura 27) irá modificar a (12), conforme indicado em (13).

Figura 27 – Diagrama fasorial de um alimentador de um sistema de distribuição com a conexão de GDFV.



Fonte: Adaptado de Yang *et al.* (2015) e Hasheminamin *et al.* (2015).

$$\Delta V = \frac{(P_c - P_{FV})R + Q_c X}{V_n} \quad (13)$$

A elevação da potência ativa fornecida pelo sistema de GDFV reduzirá a potência ativa injetada pela rede para suprir a demanda da carga. Através de (13), observa-se que isso provocará uma redução da queda de tensão no alimentador. Como resultado, verificar-se-á uma elevação da tensão no PCC, a qual poderá levar a violação dos padrões de QEE relacionados à amplitude da tensão eficaz.

Nas situações de fluxo reverso de potência ativa, a componente da queda de tensão relacionada a potência ativa irá assumir valores negativos, sendo que a partir de um determinado valor de fluxo reverso, a magnitude dessa componente irá superar a magnitude da componente relacionada a potência reativa, que continua fluindo da subestação para a carga, e o sentido da queda de tensão será invertido, levando a uma tensão na barra de carga superior a tensão na barra da subestação. Nesse caso, é ainda maior a possibilidade de ocorrer a violação dos padrões de QEE da tensão em regime permanente no PCC.

3.3 AUMENTO DA OPERAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE REGULAÇÃO DE TENSÃO

Na seção anterior foi indicado que a conexão de sistemas de GDFV para suprir as demandas das cargas de um sistema de distribuição pode levar a uma elevação da tensão da rede. Além disso, a geração fotovoltaica possui uma característica intermitente, o que poderá acarretar flutuações na tensão.

De acordo com Katiraei e Aguero (2011) tais fenômenos impactam diretamente o perfil da tensão da rede ao longo do dia, o que pode levar a um aumento da operação dos seguintes elementos: reguladores de tensão, bancos de capacitores e comutadores de *tap* sob carga – dispositivos responsáveis pelo controle e regulação da tensão da rede. A elevação da frequência de operação reduzirá a vida útil destes equipamentos e aumentará os requisitos de manutenção da rede.

3.4 ELEVAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS

A integração de sistemas de geração distribuída fotovoltaica à rede de distribuição poderá acarretar uma redução ou um aumento das perdas ao longo dos alimentadores. O cenário resultante dependerá de um conjunto de fatores, tais como: o nível de penetração de geração fotovoltaica, a localização dos sistemas de GDFV em relação as cargas atendidas, a diferença entre o horário do pico de demanda e o horário do pico de incidência de radiação solar na respectiva região e etc.

No tocante ao nível de penetração, para valores baixos e moderados as perdas ao longo dos alimentadores tendem a reduzir até atingirem um mínimo. Para níveis de penetração altos, as perdas tendem a aumentar por diferentes razões. Por exemplo, o carregamento dos alimentadores da rede de distribuição, em determinados períodos do dia, pode se tornar maior do que aquele que haveria caso a rede operasse sem sistemas de GDFV conectados à ela (KATIRAEI; AGUERO, 2011).

4 MODELAGEM E METODOLOGIA

Neste capítulo é exposto o conteúdo relacionado à modelagem e às metodologias de análise aplicadas. Em primeiro lugar é abordado o programa de simulação empregado neste trabalho e os modelos que ele utiliza para representar os elementos elétricos. Em sequência é apresentada a rede utilizada nas análises computacionais. Por fim, as metodologias de análise aplicadas são detalhadas.

4.1 OPENDSS

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) é um programa de acesso livre dedicado à simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica. Ele suporta quase todas as análises em regime permanente comumente executadas para sistemas de distribuição. Muitos dos recursos encontrados no programa foram originalmente desenvolvidos para suprir a necessidade de ferramentas computacionais que permitissem a análise de redes com sistemas de geração distribuída integrados. Neste sentido, uma característica interessante do programa é a possibilidade de realizar simulações sequenciais no tempo, modo de solução *quazi-static*. Isso permite, por exemplo, avaliar o efeito da GDFV sobre as tensões nas barras da rede ao longo do dia (EPRI, 2016) (EPRI, 2018).

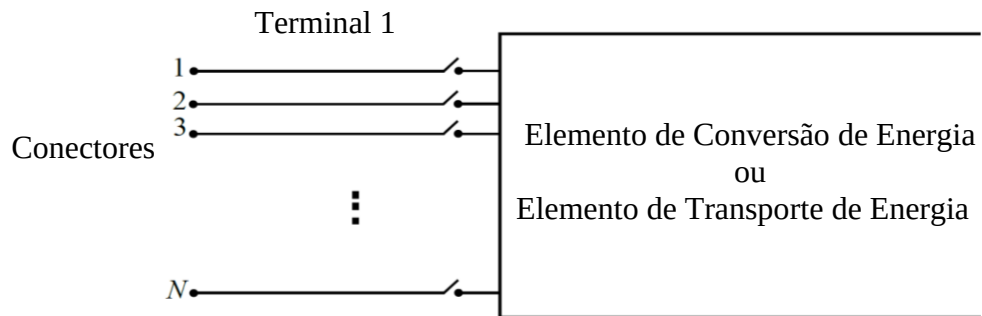
O programa é baseado em linhas de comando. Logo, a estruturação dos sistemas elétricos é realizada utilizando a linguagem de programação do OpenDSS. Cada elemento da rede elétrica possui linhas de comando específicas através das quais é possível configurar as suas características (EPRI, 2018).

4.2 MODELOS BÁSICOS NO OPENDSS

Nas subseções seguintes são apresentados os modelos no OpenDSS de alguns dos elementos utilizados na construção da rede de distribuição analisada.

4.2.1 Terminal

Cada elemento da rede possui um ou mais terminais nos quais podem existir N conectores (Figura 28). Cada terminal só pode estar conectado a uma barra.

Figura 28 – Terminal com N conectores.

Fonte: Adaptado de EPRI (2016).

4.2.2 Barra

Uma *barra* é um elemento que possui $[1...n]$ nós (Figura 29). No OpenDSS, os substantivos *barra* e *nó* não são sinônimos, diferentemente do que ocorre em outros programas. A principal função das barras é conectar através de seus nós os terminais dos demais elementos da rede. Também são nas barras onde as tensões são medidas. Logo, caso deseje-se medir a tensão em um dado terminal de um elemento X é preciso medir a tensão na barra em cujos nós os conectores do terminal estão conectados (EPRI, 2016).

Figura 29 – Barra com n nós.

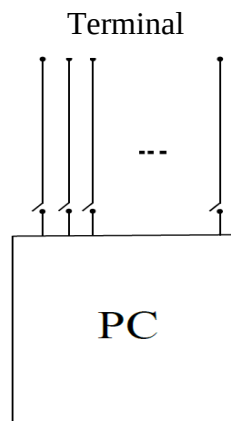
Fonte: EPRI (2016).

Outra característica muito importante do programa é que as barras são criadas a partir da inclusão de novos elementos na rede elétrica. Por exemplo, no caso da inclusão de um transformador, é possível que duas barras sejam criadas quando o elemento for declarado no programa. O transformador também pode ser declarado como estando conectado entre duas barras que já foram criadas por ocasião da inserção de outros elementos na rede.

4.2.3 Elementos de Conversão de Energia

Os elementos de conversão de energia (do inglês *Power Conversion Elements* – PC) em geral possuem apenas um terminal (Figura 30). Eles são os dispositivos responsáveis pela conversão de energia elétrica em outras formas de energia ou vice-versa. Esse grupo de elementos é composto basicamente por geradores, cargas e acumuladores de energia.

Figura 30 – Elemento de conversão de energia.

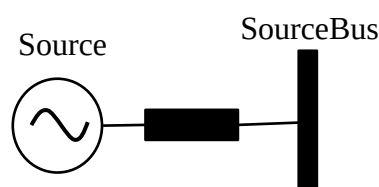


Fonte: Adaptado de EPRI (2016).

4.2.3.1 Elemento Circuito

Quando um novo *elemento circuito* é declarado, o programa cria automaticamente uma fonte de tensão trifásica, intitulada de *Source*, conectada a uma barra, intitulada de *SourceBus*. O OpenDSS define a tensão e a potência de curto-circuito da fonte como sendo iguais, respectivamente, a 115 kV e 3000 MVA. Este conjunto fonte/barra pode ser entendido como o equivalente de *Thévenin* da transmissão visto pela subestação ou o equivalente da subestação visto por um alimentador ou qualquer outro equivalente que se deseje definir (EPRI, 2018) (De FREITAS, 2015).

Figura 31 – Circuito padrão.



Fonte: Adaptado de EPRI (2018).

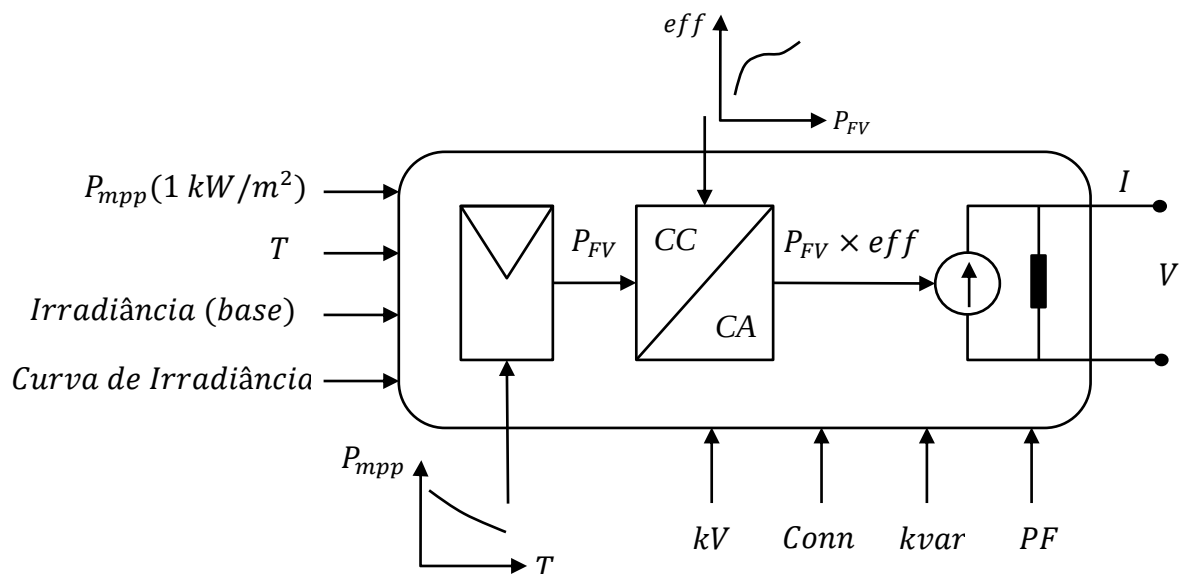
Através das devidas linhas de comando, o usuário pode alterar as configurações definidas automaticamente pelo programa para o elemento circuito, de tal forma a atender as características do equivalente que se deseja modelar. Por exemplo, no seguinte código, dentre outras coisas, o nome da barra é alterado de *SourceBus* para *BarraSubestação* e a tensão é definida como igual à 13,8 kV:

```
New Circuit.Subestação bus1=BarraSubestação basekv=13.8 pu=1
~ MVAsc3=1000000000 MVAsc1=1000000000
```

4.2.3.2 Sistema Fotovoltaico

Na Figura 32 é apresentado o diagrama esquemático do modelo do sistema fotovoltaico existente no OpenDSS (*PVSystem*). O gerador fotovoltaico e o inversor estão combinados neste modelo de forma conveniente para o uso em estudos de impactos sobre o sistema de distribuição. A versão existente no momento da elaboração deste trabalho é útil para simulações com etapas de tempo superiores a 1 segundo. O modelo assume que o inversor possa encontrar o ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico rapidamente. Isso simplifica a modelagem dos componentes individuais e deve ser adequado para a maioria dos estudos de interconexão (EPRI, 2011).

Figura 32 – Diagrama esquemático do modelo do sistema fotovoltaico no OpenDSS.



Fonte: Adaptado de EPRI (2011).

A potência ativa injetada pelo sistema fotovoltaico no PCC é uma função da irradiância, temperatura, potência nominal no ponto de máxima potência (em uma temperatura selecionada pelo usuário e em uma irradiância de $1,0 \text{ kW}/\text{m}^2$ definida internamente pelo OpenDSS) e da eficiência do inversor. A potência de saída no instante de tempo t_0 é dada por (EPRI, 2011):

$$P_{saída}(t_0) = P_{mpp} \cdot F(T(t_0)) \cdot Irr_{base} \cdot Irr_{pu}(t_0) \cdot eff(P(t_0)) \quad (14)$$

onde:

- $P_{saída}(t_0)$: potência de saída no instante de tempo t_0 ;
- P_{mpp} : potência no ponto de máxima potência a uma temperatura selecionada e irradiância de $1,0 \text{ kW}/\text{m}^2$;
- $F(T(t_0))$: fator de correção do P_{mpp} para a temperatura no instante t_0 ;
- Irr_{base} : irradiância base;
- $Irr_{pu}(t_0)$: irradiância em pu no instante t_0 ;
- $eff(P(t_0))$: eficiência do inversor em função da potência de saída.

A curva do fator de correção é definida pelo usuário. A curva diária de temperatura ($T(t)$) também é definida pelo usuário, assim como a curva de irradiância diária ($Irr_{pu}(t)$) e a curva de eficiência do inversor ($eff(P)$). Os parâmetros básicos estão indicados na Tabela 5:

Tabela 5 – Parâmetros básicos do elemento PVSystem.

Parâmetro	Descrição
Phases	Número de fases
Bus1	Nome da barra na qual será conectado o sistema fotovoltaico
PF	Fator de potência
Irrad	Irradiância nominal (base – kW/m^2)
Pmpp	Potência nominal no ponto de máxima potência
Temperature	Temperatura nominal
Effcurve	Curva de eficiência em função da potência de saída
P – Tcurve	Curva do fator de correção
Daily	Curva de irradiância diária
Tdaily	Curva de temperatura diária
kV	Tensão nominal do sistema de GDFV (kV)

Fonte: Adaptado de De Freitas (2015) e EPRI (2011).

A seguir é apresentado um exemplo de definição de um sistema fotovoltaico no OpenDSS:

```
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]

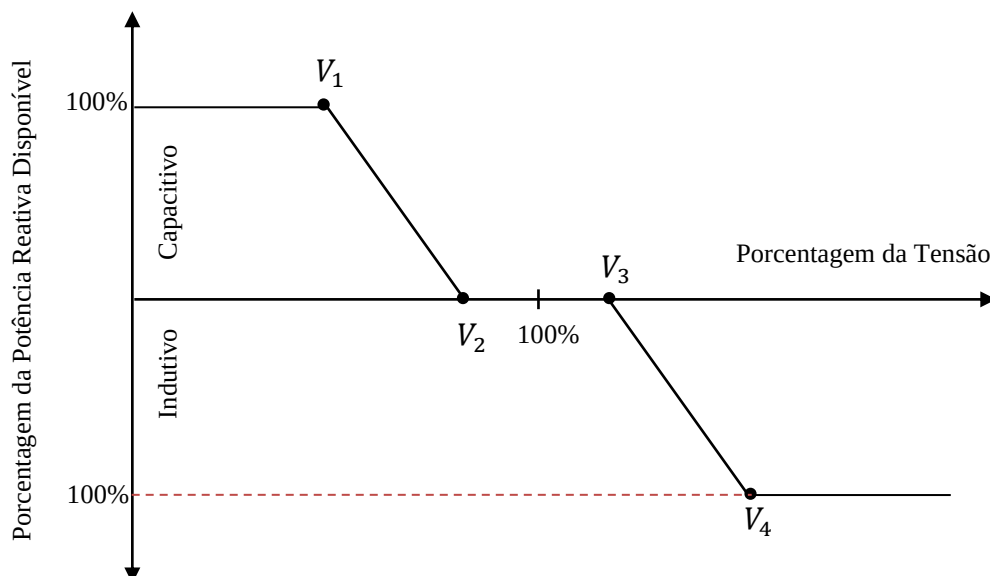
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]

New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]

New PVSystem.PV_1 phases=3 bus1=634 kV=0.220 kVA=150 irrad=1
~ Pmpp=150 temperature=25 PF=1 effcurve=Myeff
~ P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

O OpenDSS também permite regular automaticamente a tensão no PCC através do ajuste do fluxo de potência reativa nos terminais de saída do sistema fotovoltaico. Este controle é denominado de *voltvar*. Ele permite que cada sistema de geração fotovoltaica ajuste a sua potência reativa em função da tensão no PCC, da capacidade de potência aparente disponível do inversor no instante considerado e da curva voltvar (ajustada pelo usuário). Tal curva é indicada na Figura 33.

Figura 33 – Curva do controle voltvar do OpenDss.



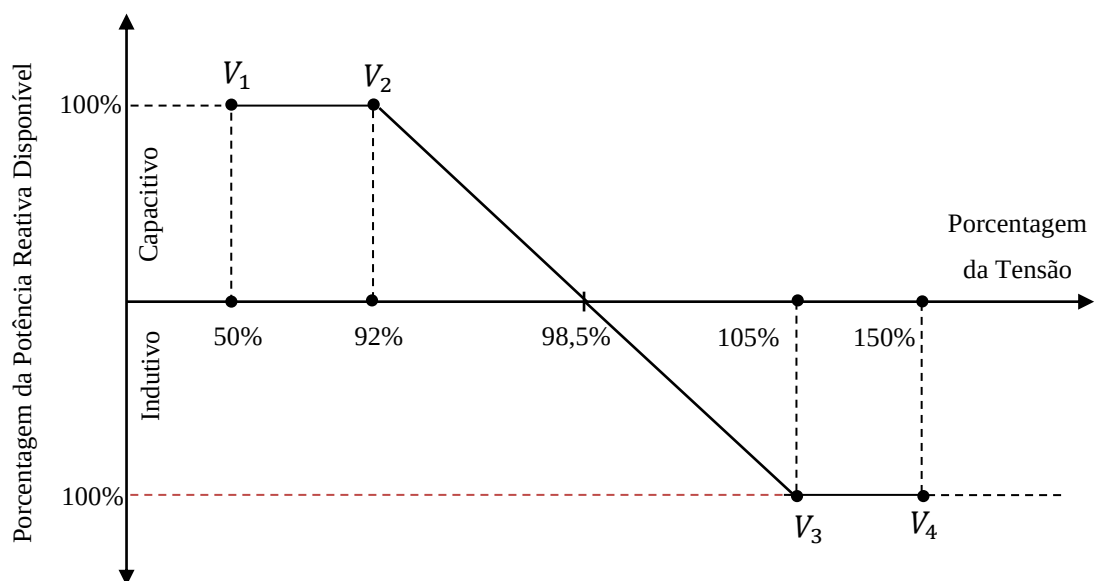
Fonte: Adaptado de EPRI (2013).

O usuário pode definir a curva do controle *voltvar* através do ajuste dos pontos V_1 , V_2 , V_3 e V_4 . Entre V_1 e V_2 , o inversor fornece potência reativa de acordo com a reta que liga estes dois pontos. De forma semelhante, entre V_3 e V_4 o dispositivo absorve potência reativa. Acima de V_1 , o inversor injeta 100 % da potência reativa disponível, enquanto abaixo de V_4 ele absorve 100% da potência reativa disponível. Entre V_2 e V_3 (zona morta), o inversor não injeta nem absorve potência reativa. A curva também pode ser definida sem a zona morta (EPRI, 2013), conforme apresentado no exemplo a seguir:

```
New XYCurve.VoltVar npts=4 Xarray=(0.5,0.92,1.05,1.5) Yarray=(1.0,1.0,-1.0,-1.0)
~ New InvControl.InvPVCtr mode=VOLTVAR voltage_curvex_ref=rated
~ vvc_curve1=VoltVar deltaQ_factor=0.7
```

O controle *voltvar* definido no código acima é utilizado para avaliar se este tipo de controle pode amenizar o impacto da inserção de sistemas de GDFV sobre a tensão ao longo de sistemas de distribuição. A respectiva curva é apresentada na Figura 34. Entre V_2 e V_3 , o inversor fornece potência reativa de acordo com a reta que liga estes dois pontos. Abaixo de V_2 , o inversor injeta 100% da potência reativa disponível, enquanto acima de V_3 ele absorve 100% da potência reativa disponível. Os pontos V_1 e V_4 são definidos, respectivamente, com valores de tensão razoavelmente baixos e altos para evitar comportamentos indesejáveis no despacho.

Figura 34 - Curva do controle *voltvar* utilizada na análise do efeito desse controle sobre a tensão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

É importante se observar que quando o *voltvar* está ativo a (13) deve ser modificada para contabilizar a potência reativa injeta ou absorvida pela GDFV (Q_{FV}), conforme indicado em (15):

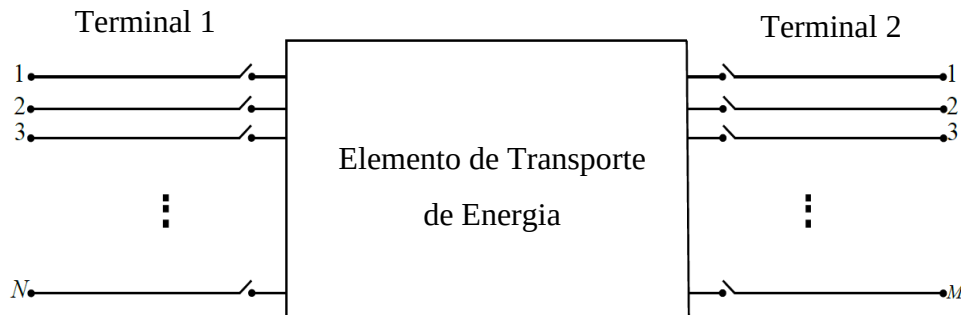
$$\Delta V = \frac{(P_C - P_{FV})R + (Q_C - Q_{FV})X}{V_n} \quad (15)$$

onde Q_{FV} assumirá um valor positivo quando a GDFV injetar potência reativa na rede e um valor negativo quando a GDFV absorver potência reativa da rede

4.2.4 Elementos de Transporte de Energia

Os elementos de transporte de energia (do inglês *Power Delivery Elements* – PD) possuem um ou mais terminais (Figura 35).

Figura 35 – Elemento de transporte de energia.



Fonte: Adaptado de EPRI (2016).

A principal função dos PDs é realizar o transporte de energia entre dois pontos. Contudo, é importante salientar-se que os bancos de capacitores e reatores conectados em paralelo são modelados pelo OpenDSS como PDs, mesmo que o conceito de transporte de energia entre dois pontos não possa ser aplicado a eles, pois são definidos como tendo apenas um terminal. Cada elemento de transporte de energia é caracterizado internamente pelo OpenDSS através da sua matriz de admitância nodal.

4.2.4.1 Transformador

O transformador é um elemento que apresenta dois ou mais enrolamentos, os quais podem assumir diferentes configurações. Dessa forma, ele é implementado como um PD com múltiplos terminais. Os transformadores podem ser monofásicos ou multifásicos. Quando o número de fase é definido pelo usuário, o OpenDSS define o número de condutores por terminal como sendo igual ao número de fases mais um. Para enrolamentos conectados em estrela, o condutor extra é o neutro. Para enrolamentos conectados em triângulo, o terminal extra está aberto internamente (EPRI, 2018). A seguir são apresentados alguns parâmetros através dos quais o usuário pode ajustar o elemento transformador:

Tabela 6 – Parâmetros de ajuste do elemento *transformer*.

Parâmetro	Descrição
Phases	Número de fases (o padrão interno é 3)
Windings	Número de enrolamentos (o padrão interno é 2)
Xlh	Reatância série em <i>pu</i>
%loadloss	Porcentagem da perda total com base na carga nominal
%noloadloss	Porcentagem da perda em vazio com base na carga nominal
Wdg	Enrolamento ao qual estão relacionados os parâmetros que são definidos logo em sequência ao comando <i>Wdg</i> .
Bus	Nome da barra na qual o enrolamento definido está conectado
Conn	Ligação do enrolamento (estrela ou triângulo)
kV	Tensão de linha nominal do enrolamento em kV
kVA	Potência nominal do enrolamento em kVA
Tap	Tap em <i>pu</i> do enrolamento

Fonte: EPRI (2018).

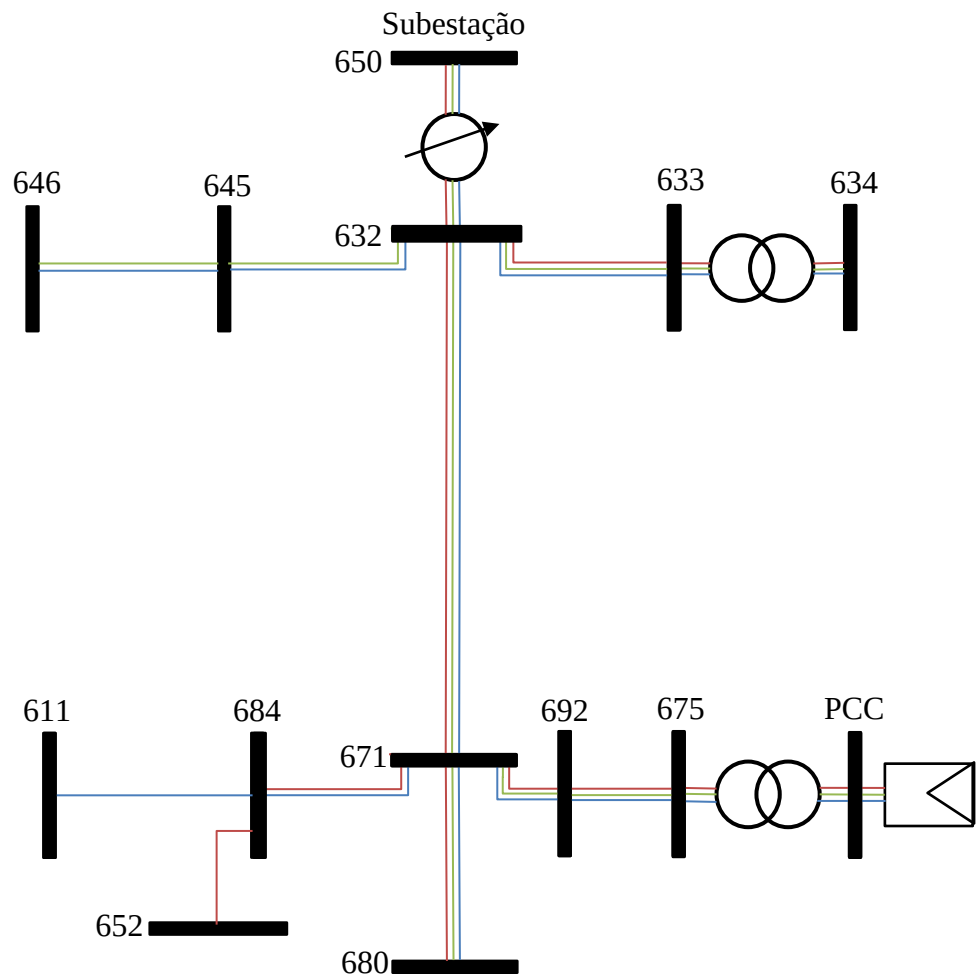
Nem todos os parâmetros indicados na Tabela 6 precisam ser definidos pelo usuário. Caso um parâmetro não seja configurado pelo usuário, o programa o ajustará para o valor definido internamente como padrão. Abaixo é indicado um exemplo de definição do elemento transformador no OpenDSS:

<i>New Transformer.Subestacao</i>	<i>phases=3</i>	<i>windings=2</i>	<i>xhl=0.0001</i>
<i>~ wdq=1 bus= BarraSubestacao</i>	<i>conn=delta</i>	<i>kV=115</i>	<i>kVA=1500</i>
<i>~ wdq=2 bus=SaídaSubestacao</i>	<i>conn=wye</i>	<i>kV=13.8</i>	<i>kVA=1500</i>

4.3 MODELO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZADO

A rede de teste IEEE 13 barras (Figura 36) foi o modelo utilizado para analisar o impacto da inserção de sistemas de GDFV sobre a tensão em regime permanente ao longo de um sistema de distribuição. À rede original foram acrescentados uma barra (PCC) e um transformador. Através destes elementos o sistema de geração distribuída fotovoltaica é conectado à barra 675 e, consequentemente, à rede de distribuição.

Figura 36 – Sistema simulado: rede IEEE 13 barras modificada.



Fonte: Adaptado de IEEE PES (2019).

Na Tabela 7 são apresentadas as distâncias entre as diversas barras do sistema de distribuição. A distância entre as barras 633 e 634 e a distância entre as barras 671 e 692 são nulas porque a conexão entre elas é feita, respectivamente, por um transformador e uma chave. Da mesma forma, a distância entre as barras 675 e PCC também é nula porque elas estão conectadas por um transformador.

Tabela 7 – Distâncias entre as barras do sistema de distribuição.

Barra de Partida	Barra de Chegada	Distância (m)
632	645	152,4
632	633	152,4
633	634	0
645	646	91,44
650	632	609,6
684	652	243,84
632	671	609,6
671	684	91,44
671	680	304,8
671	692	0
684	611	91,44
692	675	152,4
675	PCC	0

Fonte: Adaptado de IEEE PES (2019).

A barra 650 (subestação) é modelada como um barramento infinito. Entre as barras 650 e 632 existem três reguladores de tensão monofásicos ajustados para manter a tensão nesta última barra em 1,0067 pu dentro de uma largura de faixa (insensibilidade) de 0,0025 pu. Além disso, existem dois bancos de capacitores na rede, conforme indicado na Tabela 8.

Tabela 8 – Dados dos bancos de capacitores.

Barra	Fase A (kVAr)	Fase B (kVAr)	Fase C (kVAr)
675	200	200	200
611	0	0	100

Fonte: Adaptado de IEEE PES (2019).

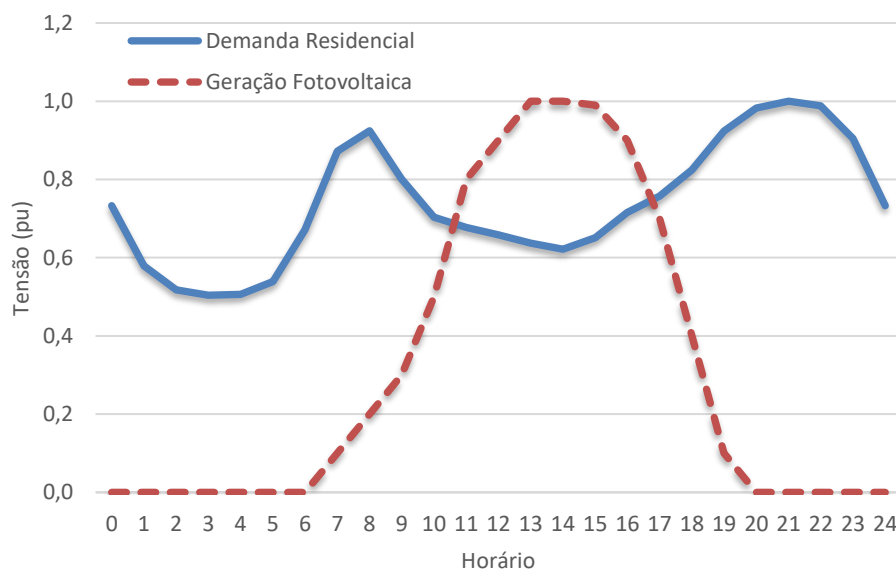
As potências ativas e reativas nominais demandas pelas cargas conectadas nas fases das barras do sistema distribuição são indicadas na Tabela 9. Nas análises diárias, optou-se por aplicar, em termos de *pu*, a mesma curva de carga residencial, a qual é indicada na Figura 37.

Tabela 9 – Dado das cargas.

Barra	Fase A (kW)	Fase B (kW)	Fase C (kW)	Fase A (kVAr)	Fase A (kVAr)	Fase A (kVAr)
634	160	120	120	110	90	90
645	0	170	0	0	125	0
646	0	230	0	0	132	0
652	128	0	0	86	0	0
671	385	220	385	220	385	220
675	485	68	290	190	60	212
692	0	0	170	0	0	151
611	0	0	170	0	0	80

Fonte: Adaptado de IEEE PES (2019).

Figura 37 – Curvas de demanda de carga e de geração fotovoltaica diária adotadas.



Fonte: EPRI (2019a).

A potência nominal do inversor do sistema de GDFV foi configurada para corresponder à 950 kVA e o ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico foi ajustado para 850 kW. Desta forma, quando o controle *voltvar* estiver ativado haverá potência reativa disponível para a sua atuação. A curva de geração do gerador fotovoltaico é indicada na Figura 37.

As simulações da rede de distribuição, com e sem a inserção do sistema de geração distribuída fotovoltaica, foram realizadas através do *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) (EPRI, 2019b). O código básico utilizado para configurar a rede de teste IEEE 13 barras no OpenDSS é apresentado no Apêndice.

4.4 METODOLOGIA DE ANÁLISE

O comportamento da tensão em regime permanente ao longo do sistema de distribuição quando a GDFV é inserida na rede é estudado através de simulações pontuais e diárias. Primeiramente são executadas as simulações pontuais e analisados os seus resultados. Tais simulações são realizadas considerando-se dois cenários:

- Não existem reguladores de tensão entre as barras 650 e 632;
- Existem reguladores de tensão entre as barras 650 e 632.

Em cada um destes cenários, as tensões das fases das barras do sistema de distribuição são analisadas para a rede operando a meia carga e a plena carga, ou seja, operando, respectivamente, com as cargas ajustadas para 50% e 100% do seu valor nominal, sendo que para cada um destes carregamentos três casos são avaliados:

- Sistema de distribuição sem GDFV;
- Sistema de distribuição com GDFV operando com o controle voltvar ativo;
- Sistema de distribuição com GDFV operando com o controle voltvar inativo.

Além de avaliar a relação entre a integração de sistemas de GDFV e a elevação da tensão em regime permanente ao longo de sistemas de distribuição, o estudo destes três casos também tem como objetivo analisar como o controle voltvar impacta esta relação.

Para os casos com geração fotovoltaica, as simulações são realizadas considerando um nível de penetração de 100%, sendo que no presente trabalho o nível de penetração (NP) é definido como a razão entre a geração fotovoltaica (GF) e a demanda nominal de potência ativa (DN) a plena carga:

$$NP(\%) = \frac{GF}{DN} \times 100 \quad (16)$$

Uma vez definidas as barras em que a tensão eficaz excede o limite de +5% do seu valor nominal ou a barra em que a tensão eficaz chega mais próximo de exceder tal valor, então são realizadas as simulações diárias. Neste método de análise, o comportamento das tensões das

barras é estudado simulando as cargas e a geração fotovoltaica em termos de suas curvas diárias. A análise é focada nas barras onde as tensões violaram o limite máximo de QEE da tensão ou na barra onde a tensão chegou mais próximo de violar tal limite nas simulações pontuais.

5 RESULTADOS

Na busca por avaliar o impacto que a inserção de sistemas de GDFV acarreta sobre a tensão em regime permanente, ao longo de uma rede de distribuição, e como atenuar tal impacto, neste capítulo são apresentadas e analisadas as tensões ao longo da rede de teste IEEE 13 barras para diferentes cenários e configurações do sistema de distribuição. Os dados foram obtidos através de simulações pontuais e diárias. Primeiramente serão exibidos e estudados os resultados das simulações pontuais e em seguida os das simulações diárias.

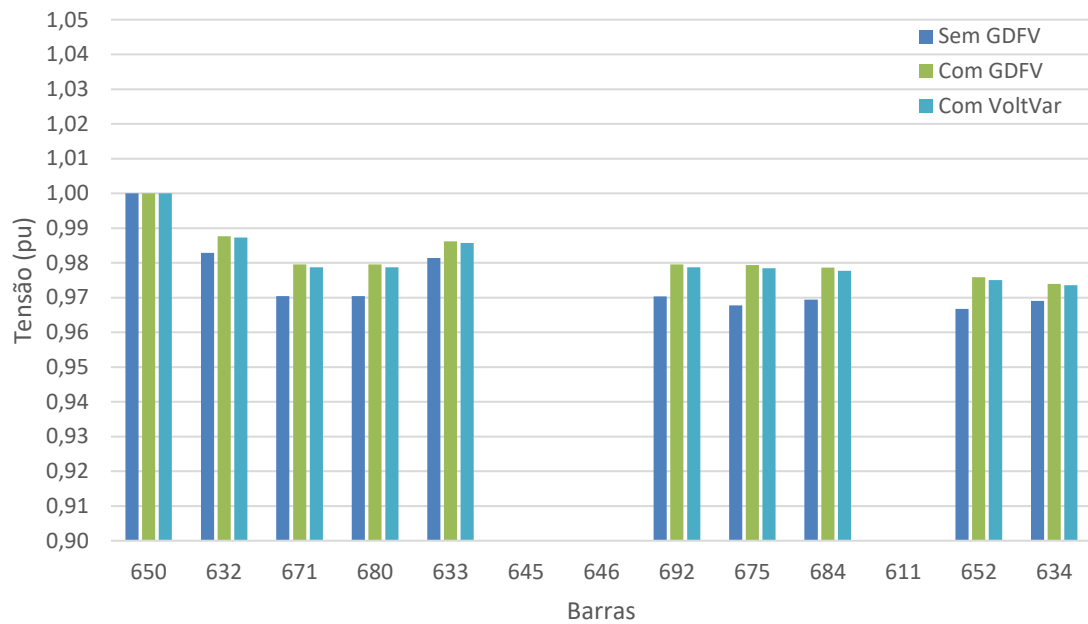
5.1 ANÁLISE PONTUAL: REDE SEM REGULADORES DE TENSÃO

Nesta seção são expostos e comentados, tanto para o cenário de meia carga quanto para o de plena carga, os resultados das simulações computacionais pontuais da rede de teste IEEE 13 barras operando sem o uso de reguladores de tensão.

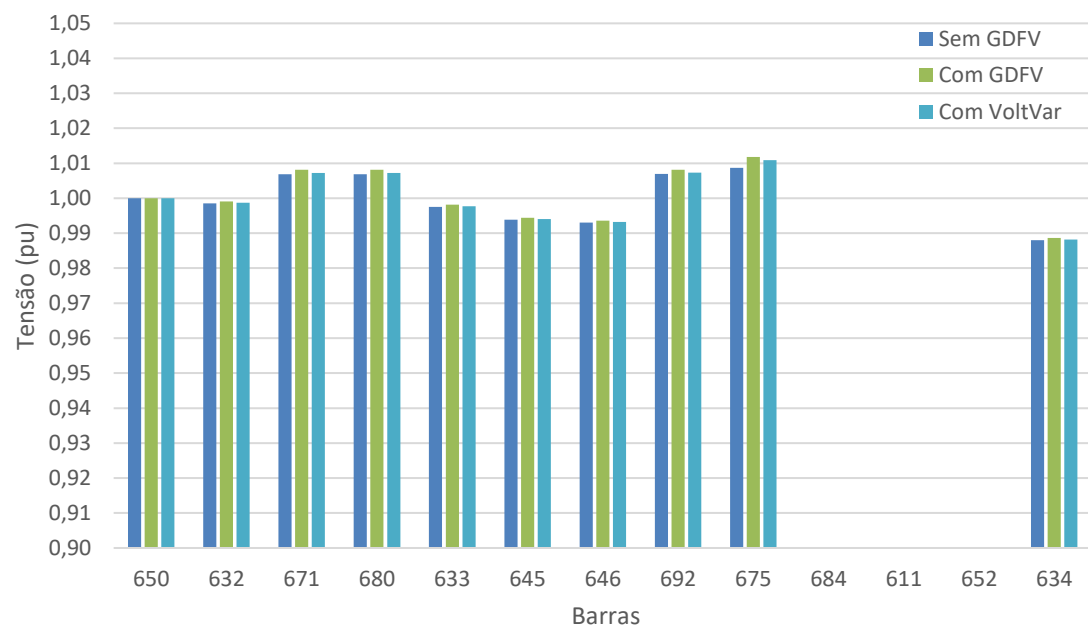
5.1.1 Meia Carga

Nas Figuras 38, 39 e 40 são apresentados, respectivamente, os valores das tensões eficazes das fases A, B e C, em termos de pu , nas barras da rede de distribuição, considerando um cenário de meia carga. Os gráficos mostram que a inserção do sistema de GDFV no ponto de conexão comum, o qual está conectado à barra 675 por um transformador, provocou ao longo da rede de distribuição a elevação da tensão em todas as fases. Com exceção da barra 650, a qual se comporta como um barramento infinito, todas as demais foram afetadas.

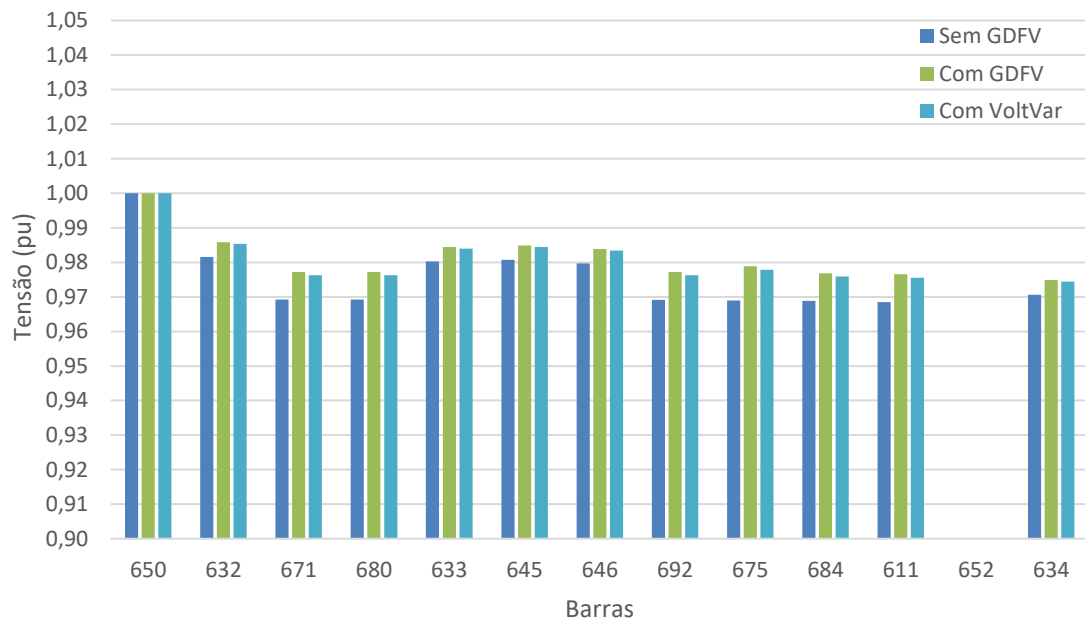
Nas fases A e C as elevações de tensão foram mais intensas do que na B. Isto ocorreu porque em todas as barras, excetuando-se a 650, a tensão na fase B apresentava um valor superior às das demais quando a rede operava sem a geração distribuída fotovoltaica. Consequentemente, o impacto da variação do fluxo de potência ativa sobre a queda de tensão nos alimentadores, quando a GDFV foi inserida na rede, foi inferior nesta fase. Tal fato fica claro ao se analisar a (13), a qual indica que a queda de tensão ao longo de um alimentador conectado entre duas barras é inversamente proporcional à tensão na barra de chegada.

Figura 38 – Fase A: tensões nas barras da rede de distribuição.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 39 – Fase B: tensões nas barras da rede de distribuição.

Fonte: Elaborado pelo autor.

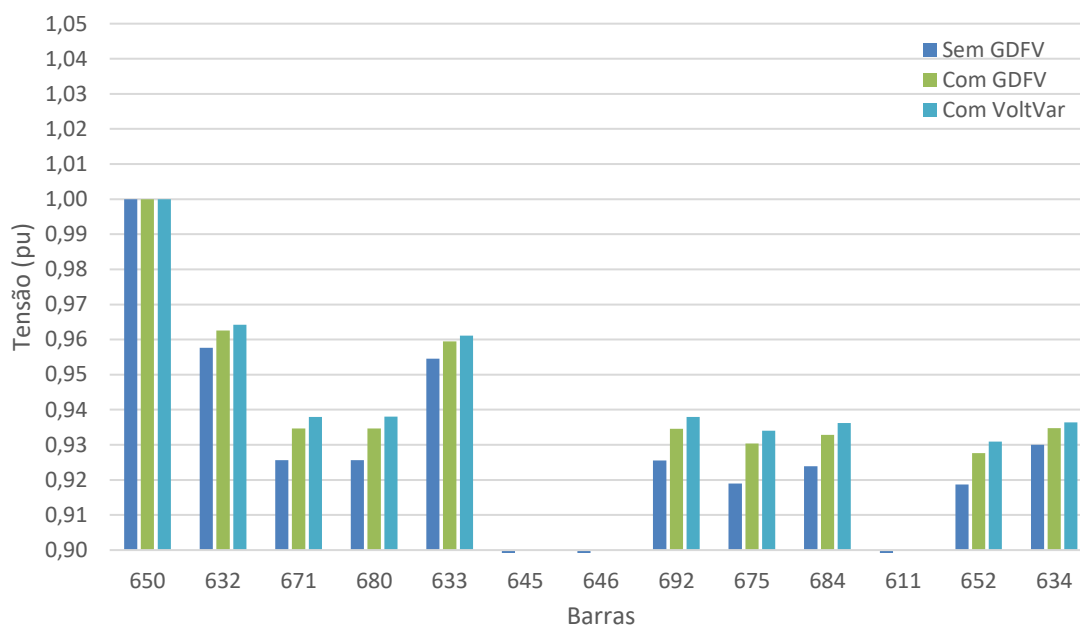
Figura 40 – Fase C: tensões nas barras da rede de distribuição.

Fonte: Elaborado pelo autor.

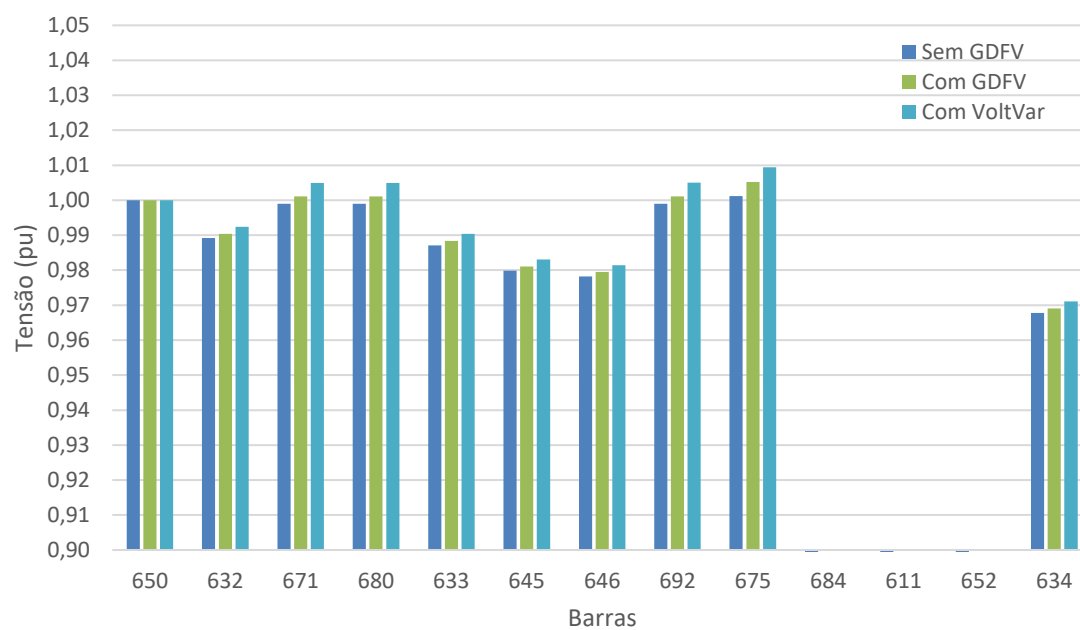
Outro ponto importante que se deve salientar é a atuação do controle voltvar. Os dados indicam que ele operou de forma que o inversor absorvesse potência reativa da rede e reduzisse a tensão em todas as fases no PCC, uma vez que a tensão média delas era superior à 0,985 pu quando o sistema de GDFV operava com o controle voltvar desativado. A redução da tensão se propagou por toda a rede de distribuição.

5.1.2 Plena Carga

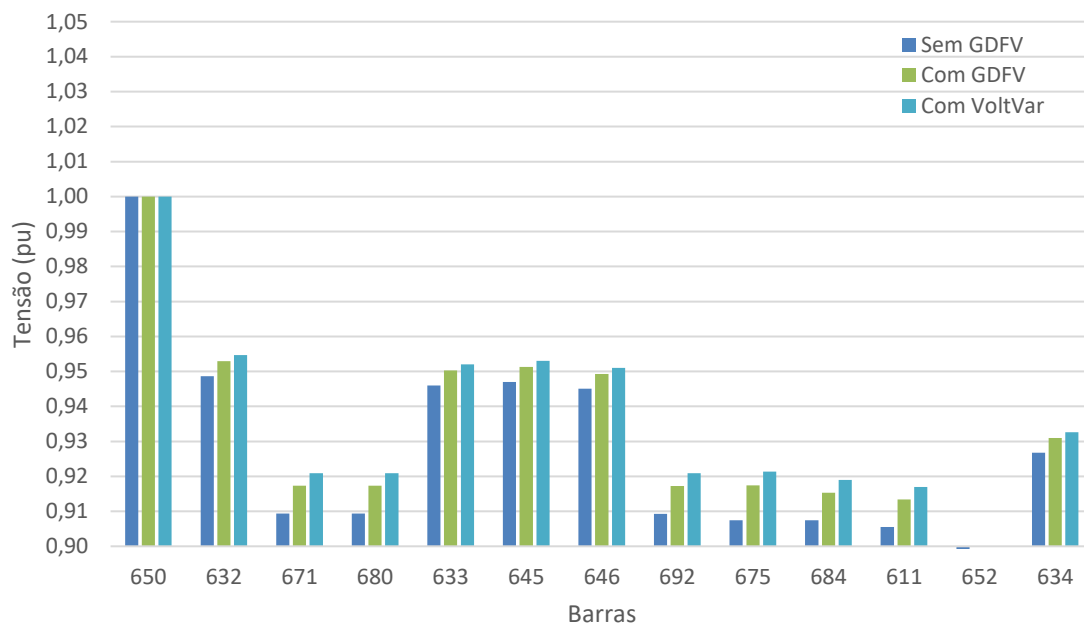
De forma semelhante ao que ocorreu no cenário de meia carga, a inserção da GDFV no PCC, com a rede operando a plena carga, levou a um aumento da tensão eficaz em todas as fases da barra 675, bem como nas fases das demais barras do sistema de distribuição, com exceção da 650. Além disso, o controle voltvar novamente atuou sobre o inversor buscando regular em 0,985 pu a tensão eficaz média no PCC. Contudo, como a tensão média das fases no PCC era inferior a 0,985 pu, neste caso o controle voltvar atuou de tal forma que o inversor injetasse potência reativa na rede e a tensão das fases aumentasse. O efeito novamente se propagou por toda o sistema de distribuição.

Figura 41 – Fase A: tensões nas barras da rede de distribuição.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 42 – Fase B: tensões nas barras da rede de distribuição.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 43 – Fase C: tensões nas barras da rede de distribuição.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Quando são comparados os resultados da rede operando sem GDFV e com GDFV, observa-se que em todas as fases o maior aumento de tensão ocorreu na barra 675, tanto para os cenários de meia carga quanto de plena carga, o que indica que é possível utilizar as elevações de tensão nas fases da barra de conexão do sistema de GDFV para verificar se não ocorreu violação do limite superior de tensão nas fases das demais barras da rede. Assim sendo, basta adicionar as elevações de tensão detectadas nas fases da barra de conexão às tensões das fases das demais barras e analisar os valores obtidos. Caso não seja verificado a violação do limite máximo de tensão em nenhuma das barras, isto é condição suficiente para afirmar que não ocorre violação da tensão máxima quando o sistema fotovoltaico é conectado à rede de distribuição. Contudo, se em uma dada barra for verificado um valor de tensão superior ao limite máximo, isto não é condição suficiente para afirmar que a elevação de tensão ocorrida na barra levou à violação do limite máximo de tensão, uma vez que esta elevação de tensão é inferior à ocorrida na barra de conexão da GDFV.

Também deve ser pontuado que a comparação entre os cenários de plena carga e de meia carga mostra que, neste último, foram detectados os maiores níveis de tensão. Isto sugere que, pelo menos para uma rede sem reguladores de tensão, o cenário de meia carga é o mais crítico em termos do estudo da violação da tensão máxima em regime permanente.

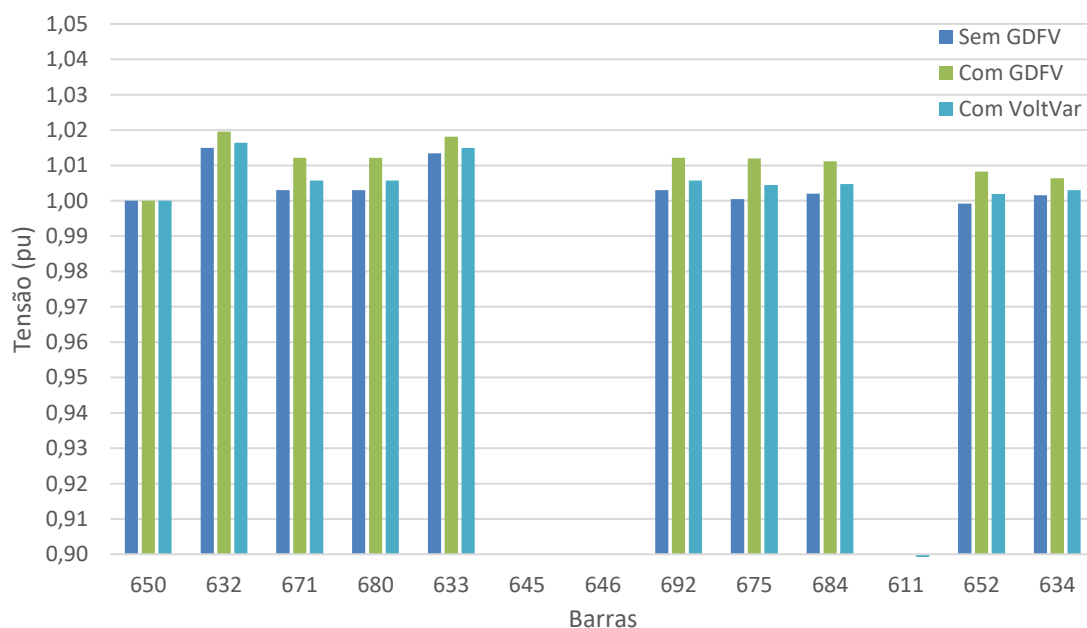
5.2 ANÁLISE PONTUAL: REDE COM REGULADORES DE TENSÃO

Os resultados das simulações computacionais pontuais da rede de teste IEEE 13 barras operando com o uso de reguladores de tensão, tanto para um carregamento de meia carga quanto para um de plena carga, são apresentados e comentados na presente seção.

5.2.1 Meia Carga

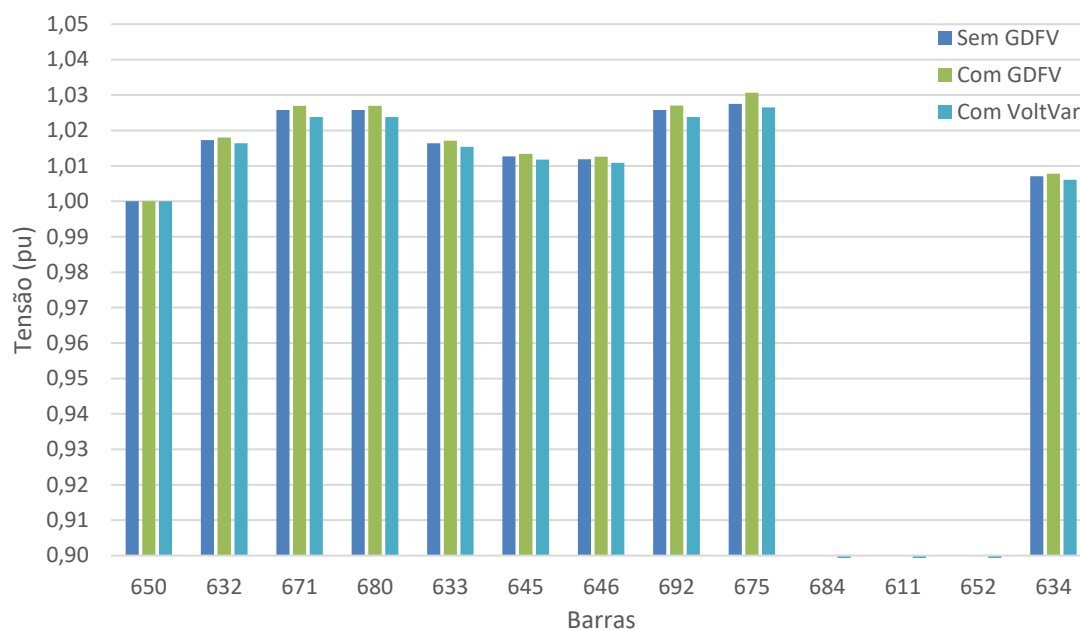
As tensões das fases A, B e C são apresentadas, respectivamente, nas Figuras 44, 45 e 46, considerando-se um cenário de meia carga e a existência de reguladores de tensão monofásicos entre as barras 650 e 632. Os gráficos indicam um comportamento semelhante em termos de elevação de tensão àquele apresentado pela rede sem reguladores de tensão. Contudo, as magnitudes de tensão das barras são maiores, pois os reguladores estão configurados para manter as tensões de fase na barra 632 em 1,016 pu, dentro de uma largura de faixa (insensibilidade) de 0,0025 pu. Os dados também mostram que o controle voltvar ajustou o inversor para absorver potência reativa da rede e reduzir a tensão eficaz das fases no PCC, uma vez que quando a GDFV operava com ele desativado a tensão média delas era superior a 0,985 pu. Consequentemente, as tensões das barras da rede também foram reduzidas.

Figura 44 - Fase A: tensões nas barras da rede de distribuição.



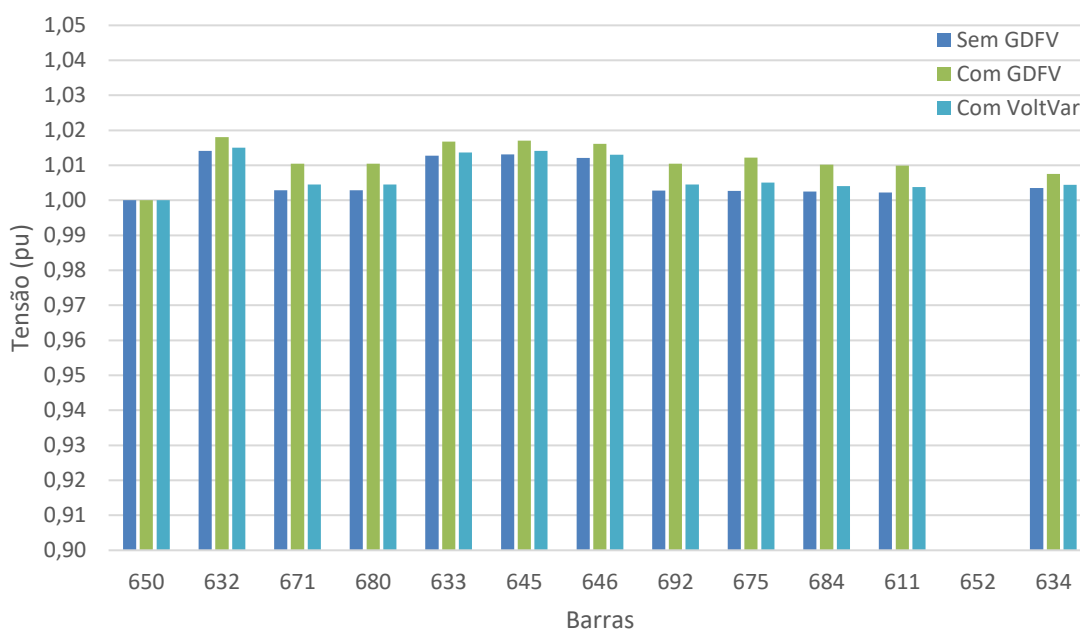
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 45 - Fase B: tensões nas barras da rede de distribuição.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 46 - Fase C: tensões nas barras da rede de distribuição.



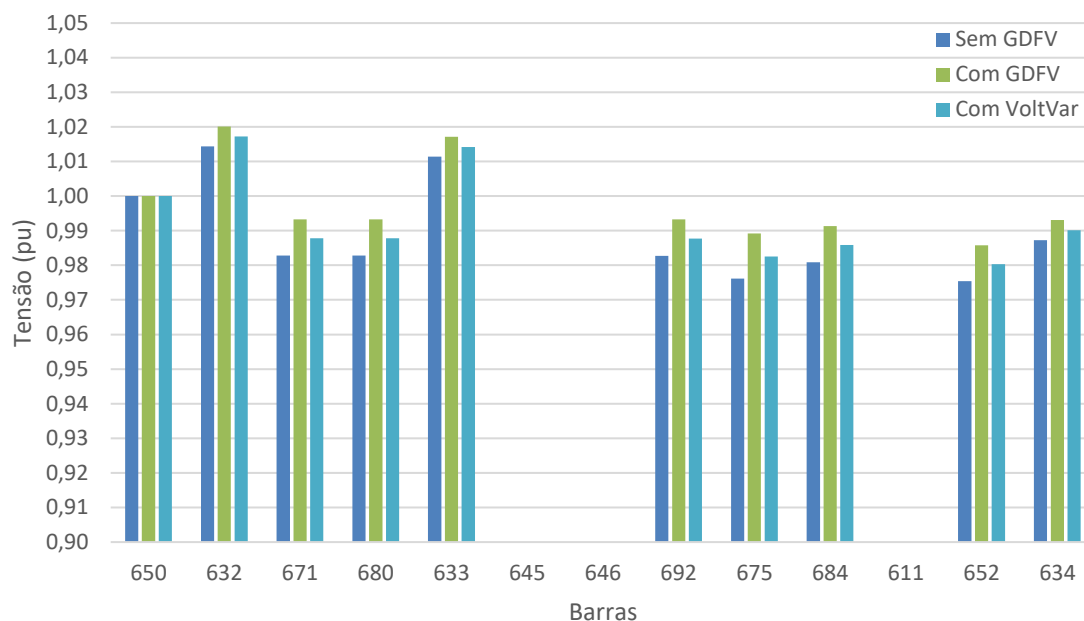
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2.2 Plena Carga

A conexão do sistema de GDFV ao ponto comum de conexão levou mais uma vez ao aumento das tensões das fases tanto na barra 675 quanto nas demais. Com relação ao controle

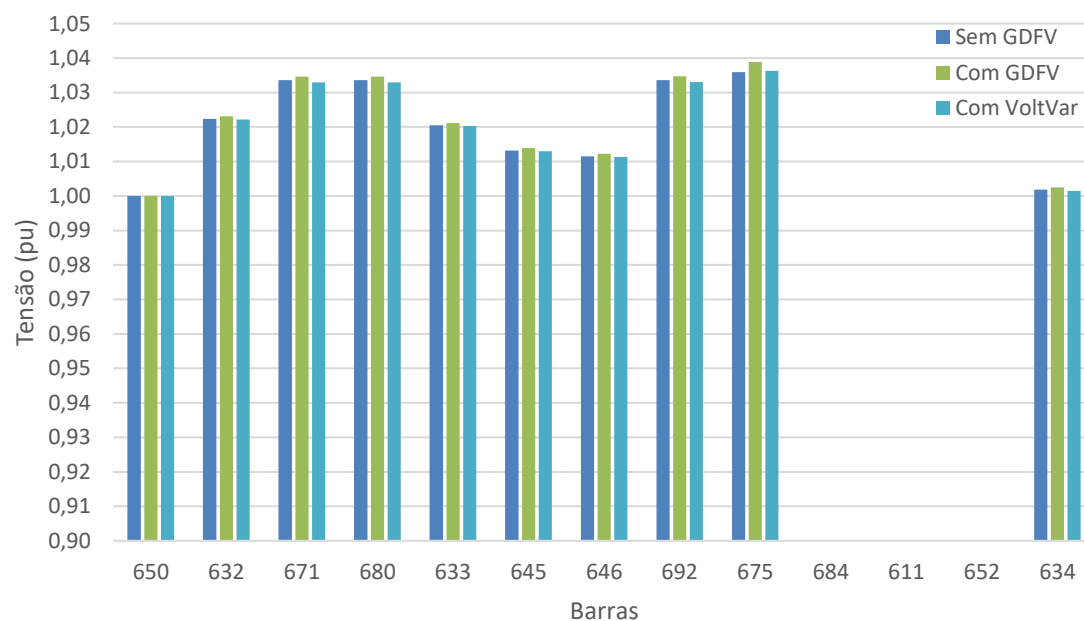
voltvar, o inversor operou absorvendo potência reativa da rede e abaixando os níveis de tensão das fases no PCC, pois na presença da GDFV com o controle voltvar desativado a tensão média das fases neste ponto era superior à 0,985 pu. A redução foi refletida por todo o sistema de distribuição.

Figura 47 - Fase A: tensões nas barras da rede de distribuição.



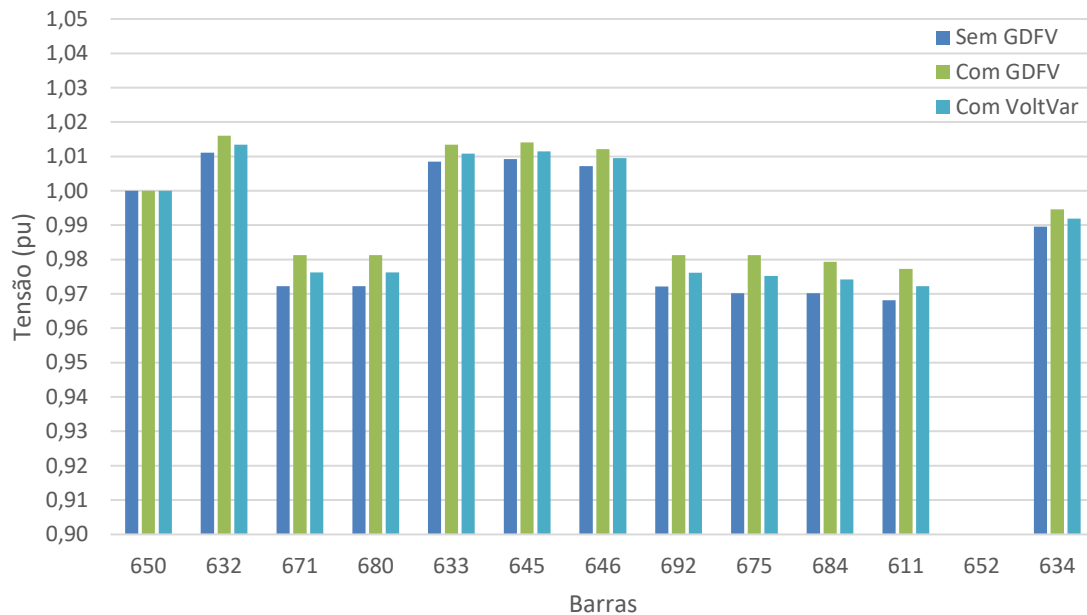
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 48 - Fase B: tensões nas barras da rede de distribuição.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 49 - Fase C: tensões nas barras da rede de distribuição.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Devido à inserção dos reguladores monofásicos entre as barras 650 e 632, a rede operando a plena carga apresentou níveis de tensão superiores ao da rede operando a meia carga. Dado que a plena carga o fluxo de potência é maior do que a meia carga, uma transição deste último caso para o primeiro leva a maiores quedas de tensão ao longo dos alimentadores e, consequentemente, as tensões das barras são afetadas. Quando algum dos reguladores detecta que a sua tensão de fase está fora da faixa de operação definida, ele, através do ajuste de seus *taps*, atua buscando regulá-la de forma a trazê-la de volta para a faixa de operação. Nas presentes simulações, o ajuste promovido pelo regulador da fase B foi tal que em quase todas as barras a tensão nesta fase foi elevada a um nível superior àquele existente para a rede submetida à meia carga. Caso ele não tivesse atuado, é possível que a tensão na fase B ao longo das barras do sistema de distribuição não tivesse assumido valores a plena carga superiores aos existentes para a rede operando a meia carga, exatamente o que ocorreu para as demais fases. Em uma condição de operação diferente, como uma largura de faixa (insensibilidade) maior configurada nos reguladores, isto poderia ocorrer. Logo, quando há reguladores de tensão não existe um cenário crítico que permita através dos resultados obtidos para ele definir se houve ou não violação de tensão nos demais cenários. Dessa forma, tanto o cenário de meia carga quanto o de plena carga devem ser estudados.

Os resultados indicam que quanto mais próximas as barras estão do ponto onde o sistema de GDFV é conectado mais intensa é a elevação de tensão nas mesmas. Ao mesmo tempo,

quando se observa as tensões ao longo do percurso que vai da barra 650 até a 675 (passando pelas barras 632, 671 e 692), o único onde efetivamente ocorreu variação no fluxo de potência ativa, percebe-se que quanto mais distante uma barra estiver da subestação mais intenso é a elevação de tensão na mesma. Isto ocorre porque conforme a distância aumenta a impedância do alimentador também aumenta. Como consequência, as barras mais distantes da subestação são mais suscetíveis a variações na queda de tensão decorrentes de variações no fluxo de potência ao longo dos seus alimentadores, conforme indicado em (13). Dentre todos os cenários analisados nas duas últimas seções, a maior amplitude de tensão foi detectada na fase B da barra 675 com a rede operando com reguladores de tensão e a plena carga.

5.3 ANÁLISE DIÁRIA

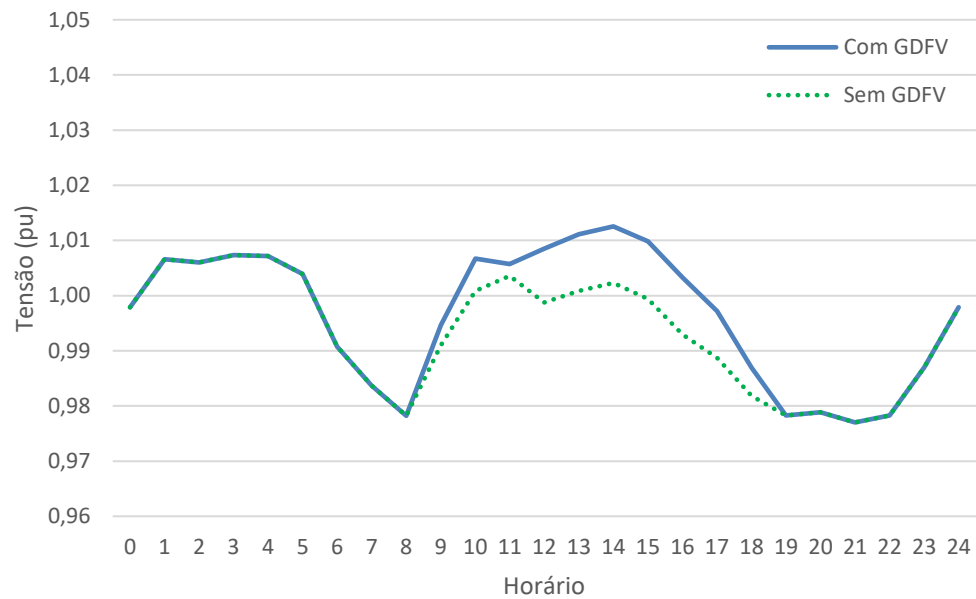
Na presente seção são apresentados e avaliados os perfis de tensão diários das fases na barra 675. Dado que a rede operando com reguladores de tensão apresentou os maiores níveis de tensão nas simulações pontuais, as simulações diárias foram executadas para esta configuração do sistema de distribuição.

5.3.1 Voltvar Desativado

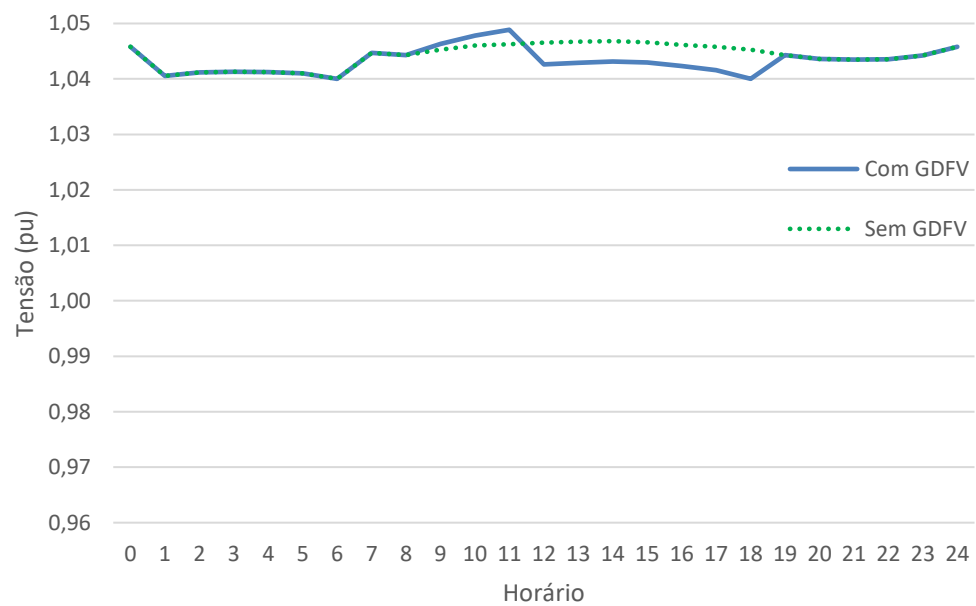
Nas Figuras 50, 51 e 52 são apresentados os perfis diários das tensões das fases na barra 675 considerando dois cenários:

- Rede de distribuição sem GDFV;
- Rede de distribuição com GDFV e controle voltvar desativado.

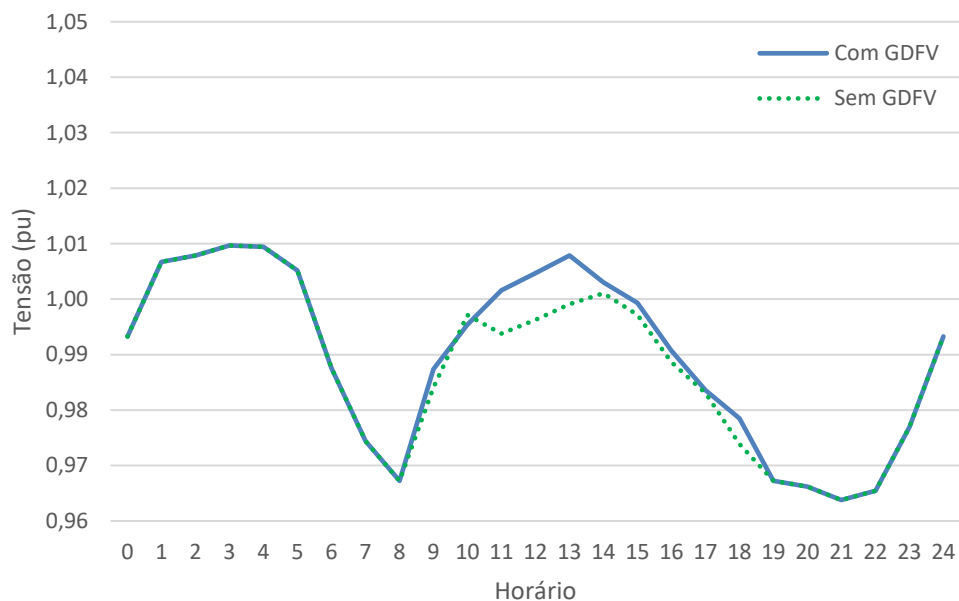
Os resultados mostram que a integração do sistema de geração distribuída fotovoltaica provocou a elevação da tensão em todas as fases durante o período de incidência solar, principalmente durante o horário de pico, compreendido entre as 11:00 e as 16:00 horas. A tensão na fase A, por exemplo, chegou a sofrer um aumento de aproximadamente 1% com relação ao cenário sem GDFV. Além disso, a tensão na fase B apresentou valores superiores aos máximos observados nas simulações pontuais, mas que não violaram o limite máximo para a tensão em regime permanente. Isso indica a necessidade de sempre executar ambas as simulações: pontuais e diárias. As pontuais indicarão as barras e as fases onde ocorreu a violação do limite máximo de tensão ou aqueles com maior tendência a violar e as diárias permitirão refinar a análise para tais barras e fases.

Figura 50 - Perfil da tensão na barra 675: fase A.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 51 - Perfil da tensão na barra 675: fase B.

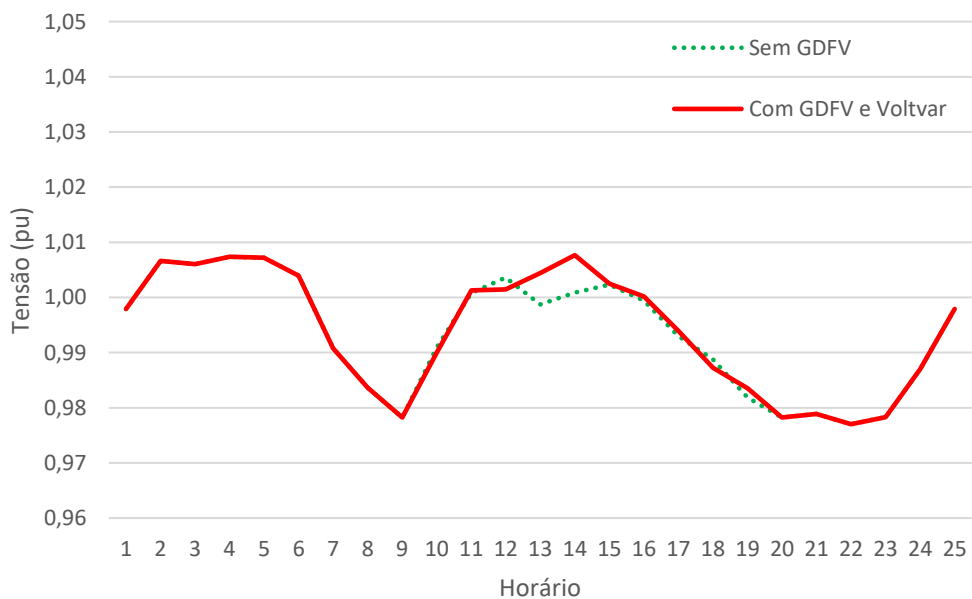
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 52 - Perfil da tensão na barra 675: fase C.

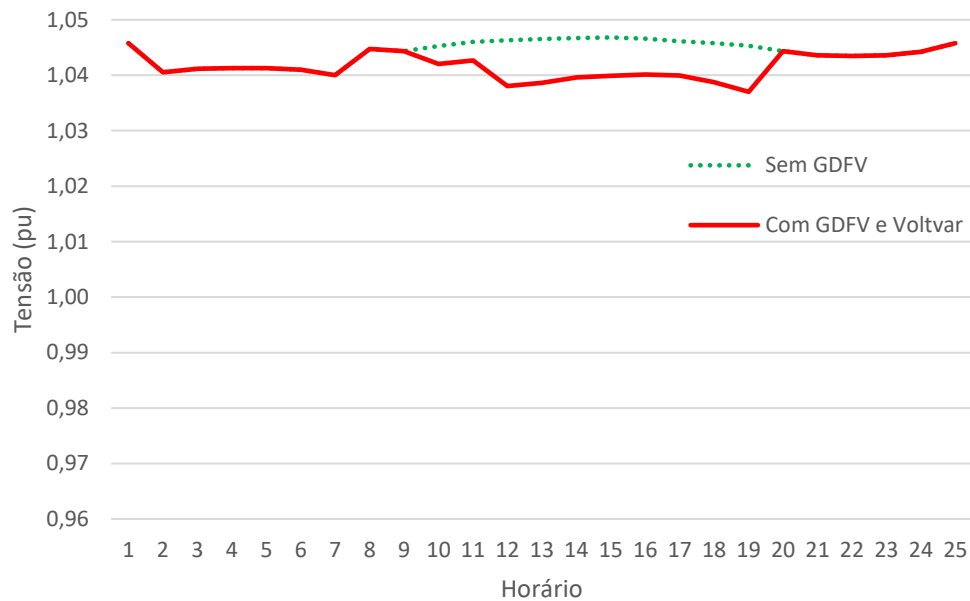
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3.2 Voltvar Ativado

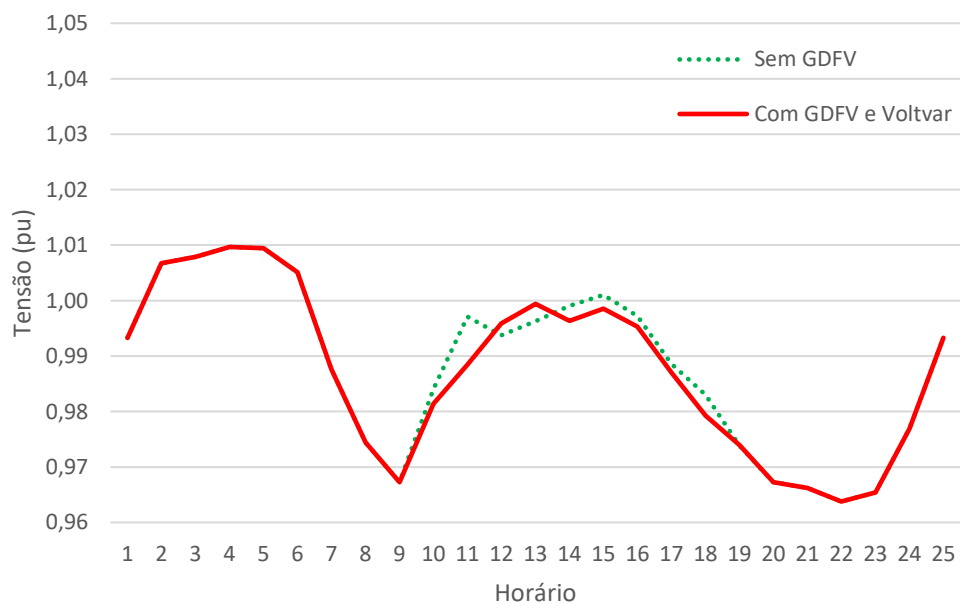
Os perfis de tensão diários das fases A, B e C da barra 675 são apresentados, respectivamente, nas Figuras 53, 54 e 55. Novamente são considerando dois cenários de operação da rede de distribuição: sem GDFV e com GDFV com controle voltvar ativado.

Figura 53 – Perfil da tensão na barra 675 sem GDFV.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 54 – Perfil da tensão na barra 675 com GDFV.

Fonte: Elaborado pelo autor.

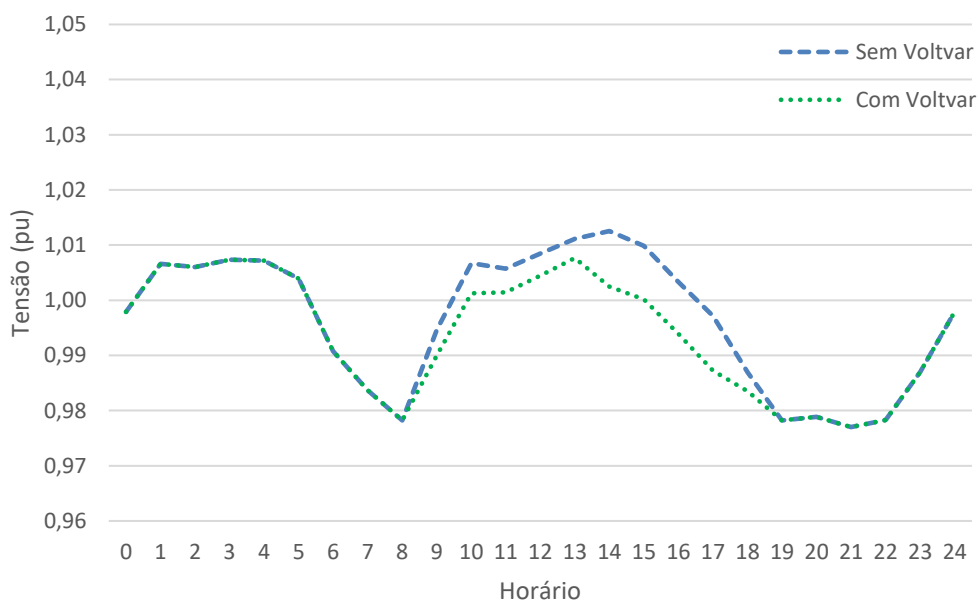
Figura 55 – Perfil da tensão na barra 675 com GDFV.

Fonte: Elaborado pelo autor.

As curvas apontam para a eficácia do controle voltvar em atenuar a elevação de tensão decorrente da inserção do sistema de geração distribuída fotovoltaico. Dentre os vários pontos positivos, esta atenuação permiti elevar o número máximo de unidades de GDFV que podem ser conectadas à rede de distribuição antes que a tensão máxima seja violada.

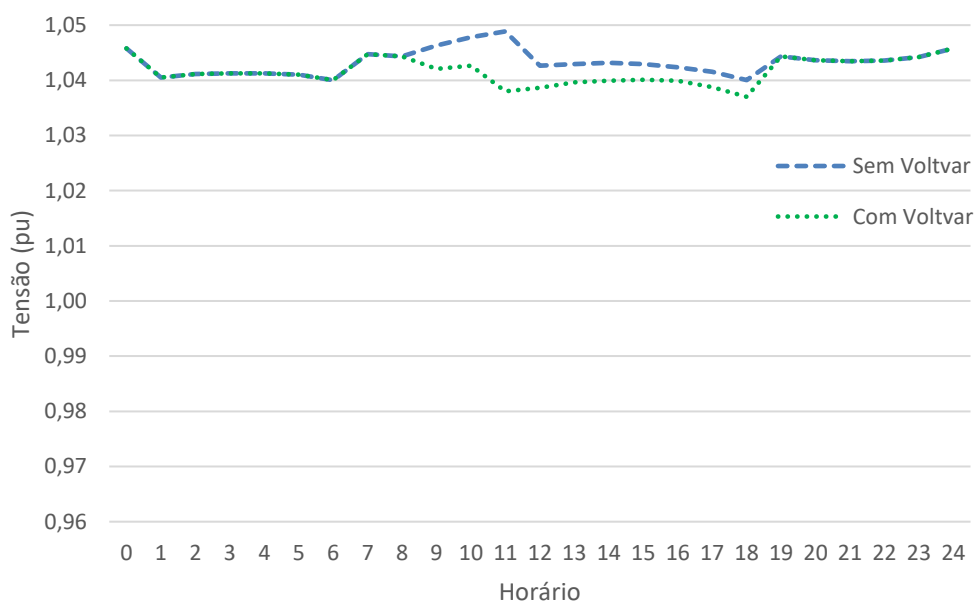
O efeito do controle voltvar pode ser mais claramente observado nas Figuras 56, 57 e 58, nas quais os perfis de tensão são exibidos tanto para a GDFV operando com controle voltvar desativado quanto para a GDFV operando com o controle voltvar ativado.

Figura 56 – Perfil da tensão na barra 675 – fase A: voltvar ativo versus voltvar inativo.

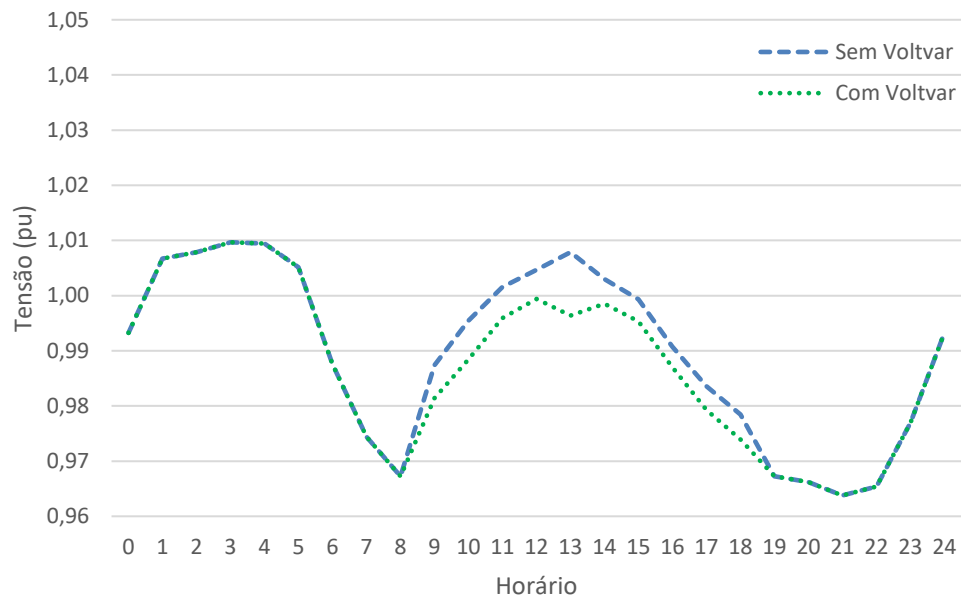


Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 57 – Perfil da tensão na barra 675 – fase B: voltvar ativo versus voltvar inativo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 58 – Perfil da tensão na barra 675 – fase C: voltvar ativo versus voltvar inativo.

Fonte: Elaborado pelo autor.

É importante salientar que a utilização do controle voltvar não reduziu a capacidade do sistema de GDFV de injetar potência ativa na rede, pois a potência reativa injetada na rede é um percentual da potência aparente disponível do inversor, a qual é definida pelo seu sistema de controle descontando-se da sua potência aparente nominal a potência ativa injetada.

6 CONCLUSÃO

6.1 CONCLUSÕES GERAIS

Este trabalho apresentou um estudo acerca do impacto da inserção de sistemas de geração distribuída fotovoltaica sobre a tensão em regime permanente ao longo de uma rede de distribuição. O sistema de distribuição utilizado nas simulações foi a rede de teste IEEE 13 barras. Além disso, considerando-se dois cenários, um onde a GDFV opera sem o controle voltar e outro onde ela opera com ele, mostrou-se como tal controle pode interferir no impacto da GDFV sobre a tensão.

Para uma avaliação mais completa foram realizadas simulações no *software* OpenDSS considerando tanto cenários de carga e geração pontuais quanto cenários baseados nas curvas diárias de demanda e de geração fotovoltaica. Este *software* foi devidamente apresentado no trabalho.

Os resultados das simulações pontuais indicaram que a conexão do sistema de geração distribuída fotovoltaica levou à elevação das tensões nas barras da rede de distribuição, especialmente naquelas mais próximas do ponto comum de conexão e mais distantes da subestação. Mesmo assim, em nenhum dos casos analisados houve violação do limite máximo de tensão em regime permanente.

Os dados obtidos nas simulações diárias também indicaram elevação na tensão da barra analisada (675) quando o sistema de GDFV foi inserido na rede de distribuição. Os maiores valores de tensão observados ocorreram no horário de pico da geração fotovoltaica, o qual corresponde ao período que vai das 11:00 às 16:00 horas. Também não houve violação do limite máximo da tensão em regime permanente. Contudo, verificou-se que a tensão na barra avaliada assumiu valores superiores à máxima tensão detectada nas simulações pontuais, o que indica a necessidade de sempre realizar tanto simulações pontuais quanto diárias.

Ao comparar-se os resultados das simulações da rede com reguladores e sem reguladores de tensão, verificou-se que no primeiro caso o cenário crítico é o da rede operando a meia carga. No segundo caso, não existe um cenário crítico e, conseqüentemente, torna-se necessário avaliar a rede operando a meia carga e a plena carga. Por fim, averiguou-se que o controle voltar é uma ferramenta eficaz em atenuar as elevações de tensão resultantes da conexão dos sistemas de GDFV e, portanto, em reduzir os riscos de que o valor da tensão máxima em regime permanente seja violado quando tais sistemas são conectados às redes de distribuição.

6.2 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

O estudo dos impactos dos sistemas de geração distribuída fotovoltaica sobre os sistemas de distribuição é um campo muito amplo, com diversas linhas de pesquisa possíveis. O foco deste trabalho foi o impacto sobre a tensão em regime permanente. Os resultados foram motivadores, em especial os que apontaram para o controle *voltvar* como uma ferramenta eficaz para reduzir a elevação de tensão que decorre da conexão da GDFV. Diante disto, são apresentadas as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

- Empregar um sistema de distribuição rural real para investigar a eficácia do controle *voltvar* em regular a tensão no ponto de conexão comum de unidades consumidoras rurais nas quais foram inseridos sistemas de GDFV;
- Verificar a efetividade do controle *voltvar* em atenuar os impactos sobre a tensão oriundos da conexão de outras formas de geração distribuída, como a eólica;
- Desenvolver, através da lógica *Fuzzy*, uma estratégia centralizada de controle da tensão que possa otimizar a regulação da tensão através da operação conjunta e coordenada dos elementos de controle existentes na rede: GDFV (*voltvar*), reguladores de tensão e bancos de capacitores.

REFERÊNCIAS

- AFGHAN, S. A.; ALMUSAWI, H.; GEZA, H. Simulating the Electrical Characteristics of a Photovoltaic Cell Based on a Single-diode Equivalent Circuit Model. **Matec Web Of Conferences**, Les Ulis, v. 126, p. 3002-3008, 2017. EDP Sciences.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Geração Distribuída**. Brasília: ANEEL, 2019. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp. Acesso em: 10 jun. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: módulo 8, qualidade da energia elétrica**. Brasília: ANEEL, 2018. Revisão 10. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acesso em: 09 jun. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL**. Brasília: ANEEL, 2017.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução normativa nº687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília: ANEEL, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 8 jan. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, ANEEL, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 1 jun 2019.
- ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. **Power System Harmonics**. 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2003. 412 p.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT NBR **16.149/2013**: sistemas fotovoltaicos (FV): características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro, 2014.
- CHAN, D. S. H.; PHILLIPS, J. R.; PHANG, J. C. H. A Comparative Study of Extraction Methods for Solar Cell Model Parameters. **Solid-state Electronics**, Oxford, v. 29, n. 3, p. 329-337, mar. 1986.
- CHAPMAN, S. **Fundamentos de máquinas elétricas**. 5. Edição. Porto Alegre. McGraw-Hill, 2013.
- CEN, Z. Modeling and Simulation for an 8 kW Three-Phase Grid-Connected Photo-Voltaic Power System. **Open Physics**, Berlin, v. 15, n. 1, p.603-612, 26 set. 2017.
- CHEN, Z.; SPOONER, E. Voltage source inverters for high-power, variable-voltage DC power sources. **IEE Proceedings - Generation, Transmission And Distribution**, London, v. 148, n. 5, p.439-447, 2001. Institution of Engineering and Technology (IET).
- CLEVELAND, Cutler J.; MORRIS, Christopher G. **Handbook of energy: chronologies, top ten lists, and word clouds**. Waltham: Elsevier, 2014. 290 p.

COLTMAN, J. W. The transformer [historical overview]. **IEEE Industry Applications Magazine**, New York, v. 8, n. 1, p.8-15, jan. 2002.

CUCE, Pinar Mert; CUCE, Erdem. A novel model of photovoltaic modules for parameter estimation and thermodynamic assessment. **International Journal Of Low-carbon Technologies**, Oxônia, v. 7, n. 2, p.159-165, 17 nov. 2011.

De FREITAS, P. R. R. **Modelos Avançados de Análise de Redes Elétricas Inteligentes Utilizando o Software OpenDSS**. Trabalho de Formatura (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

De LEMOS, D. C. **Algoritmo MPPT para Conversor CC-CC para aplicação em Painéis Fotovoltaicos**. 2015. 106 f. Dissertação (Mestrado) – Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2015.

De la ROSA, F. C. **Harmonics and Power Systems**. New York: CRC, 2006. 208 p.

DIAS, L. R. **Análise da Influência de Elevados Níveis de Geração Fotovoltaica na Operação das Redes Reticuladas de Distribuição de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI. **Whole Premise Load Shapes**. 2019a. Disponível em: <http://loadshape.epri.com/wholepremise>. Acessado em: 19 jul. 2019.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI. **Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**, Program Sourceforge.Net. 2019b. Disponível em: <<http://sourceforge.net/projects/electricdss/files/>>. Acessado em: 02 jun 2019.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI. **Reference Guide: open distribution system simulator (OpenDSS)**. [S. l.: s. n.], 2018.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI. **The Open Distribution System Simulator (OpenDSS): introdução ao OpenDSS**. [S. l.: s. n.], 2016.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI. **Modeling High-Penetration PV for Distribution Interconnection Studies: smart inverter modeling in OpenDss, rev. 2**. [S. l.: s. n.], 2013.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI. **OpenDSS PVSystem Element Model**. [S. l.: s. n.], 2011.

ELGERD, O. I. **Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica**. São Paulo: McGraw-Hill, 1976. 604 p.

ELRAYYAH, A. Y.; WANIK, M. Z. C.; BOUSELHAM, A. Simplified Approach to Analyze Voltage Rise in LV Systems with PV Installations Using Equivalent Power Systems Diagrams. **IEEE Transactions On Power Delivery**, New York, v. 32, n. 4, p.2140-2149, ago. 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Fontes:** hidrelétricas. 2019a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes>. Acessado em: 26 set. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco Energético Nacional.** Brasília, 2019b.

ERTASGIN, G. *et al.* A Current-Source Grid-Connected Converter Topology for Photovoltaic. **AUPEC 2006 – 16th Australasian Universities Power Engineering Conference**, Melbourne, Australia, dez. 2006.

ESSLINGER, P.; WITZMANN, R. Increasing Grid Transmission Capacity and Power Quality by a new Solar Inverter Concept and Inbuilt Data Communication. IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE EUROPE (ISGT EUROPE), 2010, Gothenberg. **Proceedings** [...] New York: IEEE, 2010. p. 1-7.

EVJU, S. E. **Fundamentals of Grid Connected Photo-voltaic Power Electronic Converter Design.** Master's (Thesis) - Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2007.

FARHOODNEA, M. *et al.* Power quality impact of grid-connected photovoltaic generation system in distribution networks. IEEE STUDENT CONFERENCE ON RESEARCH AND DEVELOPMENT (SCORED), 2012, Pulau Pinang. **Proceedings** [...] New York: IEEE, 2010. P. 1-6.

FRAAS, L. M.; PARTAIN, L. D. **Solar cells and their applications.** 2. ed. Hoboken: Wiley, 2010.

FORTES, R. R. A. **Propagação de harmônicas produzidas por inversores fotovoltaicos e transformadores assimetricamente magnetizados na geração distribuída.** 2018. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho – UNESP, Ilha Solteira, 2018.

GOLDEMBERG, J. Energia e desenvolvimento. **Estudos Avançados**, São Paulo, v. 12, n. 33, p.7-15, ago. 1998.

HASHEMINAMIN, M. *et al.* Index-Based Assessment of Voltage Rise and Reverse Power Flow Phenomena in a Distribution Feeder Under High PV Penetration. **IEEE Journal Of Photovoltaics**, Piscataway, v. 5, n. 4, p.1158-1168, jul. 2015.

HUGHES, T. P. **Networks of Power:** Eletrification in Western Society, 1880-1930. Baltimore: Johns Hopkins University Press, 1993.

IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY – IEEE PES. **IEEE 13 Node Test Feeder.** 2019. Disponível em: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/feeder13.zip>. Acesso em: 22 maio 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Global Energy & CO2 Status Report: the latest trends in energy and emissions in 2018.** Paris, 2018. p. 22-23.

JENKINS, N. *et al.* **Embedded Generation**. London: The Institution Of Engineering And Technology, 2000. 273 p.

KATIRAEI, F.; AGUERO, J. Solar PV Integration Challenges. **IEEE Power And Energy Magazine**, New York, v. 9, n. 3, p.62-71, maio 2011. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/mpe.2011.940579>.

KO, S. H. *et al.* Application of Voltage- and Current-Controlled Voltage Source Inverters for Distributed Generation Systems. **IEEE Transactions On Energy Conversion**, New York, v. 21, n. 3, p.782-792, set. 2006.

MARKVART, T.; CASTAÑER, L. **Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications**. Kidlington: Elsevier, 2003.

PALUDO, J. A. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

PATEL, M. R. **Wind and Solar Power Systems**. New York: CRC Press, 1999.

PERLIN, J. **From space to earth: the story of solar electricity**. Cambridge: Harvard University Press, 2002. 224 p.

PETEAN, D. **Metodologia para avaliação da influência de geradores distribuídos nos níveis de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia**. 2014. 145 f. Tese (Doutorado) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. CEPTEL/CRESESB, 2014.

QUEIROZ, H. *et al* (Org.). **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

SHAUKATULLAH, H. A Method of Using Thermal Test Chips with Diodes for Thermal Characterization of Electronic Packages without Calibration. **Proceedings Of 1995 IEEE/CPMT 11th Semiconductor Thermal Measurement And Management Symposium (semi-therm)**, San Jose, California, 1995. p. 83-86,

SHAYANI, R. A. **Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição**. 2010. 161 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de tecnologia, Universidade de Brasília – UNB, 2010.

SMITH, Z. A.; TAYLOR, K. D. **Renewable and alternative energy sources: a reference handbook**. Santa Barbara: ABC-CLIO Inc., 2008. 323 p.

TAMRAKAR, V.; GUPTA, S. C.; SAWLE, Y. Single-Diode Pv Cell Modeling And Study Of Characteristics Of Single And Two-Diode Equivalent Circuit. **Electrical And Electronics Engineering: An International Journal**, Penrith, New South Wales, v. 4, n. 3, p.13-24, 31 ago. 2015.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. São Paulo: Érica, 2013.

VILLALVA, M. G. **Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**. 2010. 292 f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UNICAMP. Campinas, 2010.

YANG, G. *et al.* Voltage rise mitigation for solar PV integration at LV grids. **Journal Of Modern Power Systems And Clean Energy**, Nanjing, v. 3, n. 3, p.411-421, 19 jul. 2015.

WU, H.; DOUGAL, R.; JIN, C. Modeling Power Diode by Combining the Behavioral and the Physical Model. *In: ANNUAL CONFERENCE OF IEEE INDUSTRIAL ELECTRONICS SOCIETY*, 2005. IECON 2005., 31st., Raleigh. **Proceedings [...]** New York: IEEE, 2005. p. 685-690.

ZILLES, R. *et al.* **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

APÊNDICE A – Código Básico no OpenDSS da Rede Teste IEEE 13 Barras

O código utilizado para configurar a rede de teste IEEE 13 barras no OpenDSS é apresentado a seguir:

```
//Reinicia o programa
```

```
Clear
```

```
//Subestação
```

```
New Circuit.IEEE13BARRAS
```

```
~ basekv=115 pu=1.0 phases=3 bus1=SourceBus
```

```
~ Angle=30
```

```
~ MVAsc3=1000000000 MVAsc1=1000000000
```

```
AddBusMarker Bus=SourceBus Code=36 color=Red size=2
```

```
//Modelos de Linha
```

```
New linecode.601 nphases=3 BaseFreq=60
```

```
~ rmatrix = (0.2153 | 0.0969 0.2097 | 0.0982 0.0954 0.2121)
```

```
~ xmatrix = (0.6325 | 0.3117 0.6511 | 0.2632 0.2392 0.6430)
```

```
~ cmatrix = (10.3833 | -3.2894 9.8228 | -2.0759 -1.2225 9.2936)
```

```
~ units=km
```

```
New linecode.602 nphases=3 BaseFreq=60
```

```
~ rmatrix = (0.4676 | 0.0982 0.4645 | 0.0969 0.0954 0.4621 )
```

```
~ xmatrix = (0.7341 | 0.2632 0.7446 | 0.3117 0.2392 0.7526 )
```

```
~ cmatrix = (9.3931 | -1.7828 8.5369 | -2.7862 -1.0859 8.9508)
```

```
~ units=km
```

```
New linecode.603 nphases=2 BaseFreq=60
```

```
~ rmatrix = (0.8261 | 0.1284 0.8226)
```

```
~ xmatrix = (0.8370 | 0.2853 0.8431)
```

```
~ cmatrix = (7.7626 | -1.4833 7.6902)
```

```
~ units=km
```

New linecode.604 nphases=2 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.8226 | 0.1284 0.8261)

~ xmatrix = (0.8431 | 0.2853 0.8370)

~ cmatrix = (7.6902 | -1.4833 7.7626)

~ units=km

New linecode.605 nphases=1 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.8259)

~ xmatrix = (0.8373)

~ cmatrix = (7.4488)

~ units=km

New linecode.606 nphases=3 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.4960 | 0.1883 0.4903 | 0.1770 0.1983 0.4898)

~ xmatrix = (0.2773 | 0.0204 0.2511 | -0.0089 0.0204 0.2773)

~ cmatrix = (159.6994 | 0 159.6994 | 0 0 159.6994)

~ units=km

New linecode.607 nphases=1 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.8242)

~ xmatrix = (0.3184)

~ cmatrix = (146.6753)

~ units=km

//Linhas

New Line.650632 Phases=3 Bus1=Reg.1.2.3 Bus2=632.1.2.3 LineCode=601

~ Length=2000 units=ft

New Line.632670 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=670.1.2.3 LineCode=601

~ Length=667 units=ft

New Line.670671 Phases=3 Bus1=670.1.2.3 Bus2=671.1.2.3 LineCode=601

~ Length=1333 units=ft

New Line.671680 Phases=3 Bus1=671.1.2.3 Bus2=680.1.2.3 LineCode=601

~ Length=1000 units=ft

New Line.632633 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=633.1.2.3 LineCode=602
 ~ Length=500 units=ft
 New Line.632645 Phases=2 Bus1=632.3.2 Bus2=645.3.2 LineCode=603
 ~ Length=500 units=ft
 New Line.645646 Phases=2 Bus1=645.3.2 Bus2=646.3.2 LineCode=603
 ~ Length=300 units=ft
 New Line.692675 Phases=3 Bus1=692.1.2.3 Bus2=675.1.2.3 LineCode=606
 ~ Length=500 units=ft
 New Line.671684 Phases=2 Bus1=671.1.3 Bus2=684.1.3 LineCode=604
 ~ Length=300 units=ft
 New Line.684611 Phases=1 Bus1=684.3 Bus2=611.3 LineCode=605
 ~ Length=300 units=ft
 New Line.684652 Phases=1 Bus1=684.1 Bus2=652.1 LineCode=607
 ~ Length=800 units=ft

// Dados das cargas-----

New Load.671 Bus1=671.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV=4.16 kW=1155
 kvar=660
 New Load.634a Bus1=634.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=160
 kvar=110
 New Load.634b Bus1=634.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=120
 kvar=90
 New Load.634c Bus1=634.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=120
 kvar=90
 New Load.645 Bus1=645.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=170
 kvar=125
 New Load.646 Bus1=646.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV=4.16 kW=230
 kvar=132
 New Load.692 Bus1=692.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV=4.16 kW=170
 kvar=151
 New Load.675a Bus1=675.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=485
 kvar=190
 New Load.675b Bus1=675.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=68
 kvar=60

*New Load.675c Bus1=675.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=290
 kvar=212*
*New Load.611 Bus1=611.3 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV=2.4 kW=170
 kvar=80*
*New Load.652 Bus1=652.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV=2.4 kW=128
 kvar=86*
*New Load.670a Bus1=670.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=17
 kvar=10*
*New Load.670b Bus1=670.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=66
 kvar=38*
*New Load.670c Bus1=670.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=117
 kvar=68*

// Dados dos capacitores-----

New Capacitor.Cap1 Bus1=675 phases=3 kvar=600 kV=4.16
New Capacitor.Cap2 Bus1=611.3 phases=1 kvar=100 kV=2.4

//Transformador da Subestação-----

New Transformer.Subestacao phases=3 windings=2 xhl=0.0001
~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kV=115 kVA=5000 %r=0.0000005
~ wdg=2 bus=650 conn=wye kV=4.16 kVA=5000 %r=0.0000005

//Transformador-----

New Transformer.XFM1 phases=3 windings=2 xhl=2
~ wdg=1 bus=633 conn=wye kV=4.16 kva=500 %r=.55
~ wdg=2 bus=634 conn=wye kV=0.480 kva=500 %r=.55

//Reguladores-----

New Transformer.RegFaseA phases=1 xhl=0.01 %LoadLoss=0.001
~ wdg=1 bus=650.1 kV=2.4 kva=1666.7
~ wdg=2 bus=Reg.1 kV=2.4 kva=1666.7
New regcontrol.RegFaseA transformer=RegFaseA
~ winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctpri=700 R=3 X=9

New Transformer.RegFaseB phases=1 xhl=0.01 %LoadLoss=0.001

~ wdg=1 bus=650.2 kV=2.4 kva=1666.7

~ wdg=2 bus=Reg.2 kV=2.4 kva=1666.7

New regcontrol.RegFaseB transformer=RegFaseB

~ winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctpri=700 R=3 X=9

New Transformer.RegFaseC phases=1 xhl=0.01 %LoadLoss=0.001

~ wdg=1 bus=650.3 kV=2.4 kva=1666.7

~ wdg=2 bus=Reg.3 kV=2.4 kva=1666.7

New regcontrol.RegFaseC transformer=RegFaseC

~ winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctpri=700 R=3 X=9

//Chave-----

New Line.671692 Phases=3 Bus1=671 Bus2=692 Switch=y

//Tensão Base-----

Set Voltagebases=[115, 4.16, .48, .69]

CalcVoltageBases

//Resolução Pontual-----

solve