

UNIVERSIDADE REGIONAL INTEGRADA DO ALTO URUGUAI E DAS MISSÕES
PRÓ-REITORIA DE ENSINO, PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
CAMPUS DE ERECHIM
DEPARTAMENTO DAS ENGENHARIAS E CIÊNCIA DA COMPUTAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ELIANA RORATTO DE ANDRADE

ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO SOB A
ÓPTICA DO CONTROLE DE NÍVEL DE TENSÃO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ERECHIM – RS

2019

ELIANA RORATTO DE ANDRADE

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO SOB A
ÓPTICA DO CONTROLE DE NÍVEL DE TENSÃO**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica como requisito parcial à obtenção
do título de Bacharela em Engenharia
Elétrica, Departamento de Engenharias e
Ciência da Computação da Universidade
Regional Integrada do Alto Uruguai e das
Missões – Câmpus de Erechim.**

Orientador: Prof. Me Sérgio Bordignon

ERECHIM – RS

2019

ELIANA RORATTO DE ANDRADE

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO SOB A
ÓPTICA DO CONTROLE DE NÍVEL DE TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica como requisito parcial à obtenção do título de Bacharela em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharias e Ciência da Computação da Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões – Câmpus de Erechim.

Erechim, 29 de novembro de 2019.

BANCA EXAMINADORA



Prof. Me. Sérgio Bordignon (Orientador)
URI - Câmpus Erechim



Prof. Me. Adilson Luís Stankiewicz (Examinador)
URI - Câmpus Erechim



Prof. Glênio Rigoni (Examinador)
URI - Câmpus Erechim

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por iluminar e guiar meu caminho em toda essa trajetória, e por ter colocado pessoas maravilhosas na minha vida que contribuíram de forma direta e indireta no meu crescimento.

Agradecimento especial para a minha mãe Dilene, a mulher mais importante da minha vida, meu amor maior, a qual foi essencial nessa trajetória. Obrigada mãe por todo amor, preocupação e apoio.

A meu pai, meu agradecimento pela vida, e pela inspiração de carreira profissional, por mais que não esteja hoje aqui e mesmo que por pouco tempo esteve comigo, fizeste a diferença para eu trilhar este caminho.

Aos meus amigos e familiares que me apoiaram em todos os momentos de dificuldade, de corrida e luta, onde sem vocês a caminhada seria mais árdua e sem graça.

A Emanuelle, que escutou por diversos momentos meus desabafos, minhas agonias, meus medos. Seria mais difícil chegar até aqui sem você. Meu muito obrigado pela sua companhia.

Ao Davi e a Mariluce, vocês foram essenciais nessa trajetória acadêmica. Obrigada pelos momentos de estudos em conjunto e também de descontração. Vocês se tornaram pessoas especiais na minha vida.

Não poderia esquecer de todos os professores que me proporcionaram toda a sabedoria que tenho hoje. Especial ao Vandão e ao meu orientador Serginho.

Ao Eduardo, agradeço de coração todo apoio, suporte e incentivo. Você foi e é essencial na minha vida!

*“Lembre-se que as pessoas podem tirar tudo
de você, menos o seu conhecimento”*

(Albert Einstein)

RESUMO

A partir da Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), publicada em abril de 2012, a Geração Distribuída (GD) passou a ter uma importância significativa no mercado de energia elétrica. Os incentivos dados pelo governo e pelo órgão regulador do sistema elétrico brasileiro aos consumidores para gerar sua própria energia, contribuiu para a queda nos custos destas tecnologias, tornando-as assim mais acessíveis. No entanto, a geração distribuída pode apresentar alguns impactos na rede de distribuição de energia elétrica, uma vez que, pode influenciar significativamente no nível de tensão, entre outros quesitos referindo-se à qualidade da energia. Com isso, torna-se essencial a análise dos impactos que a geração distribuída pode vir a ocasionar na rede de distribuição de energia elétrica. A partir desse cenário, o presente trabalho propôs uma análise dos impactos na qualidade do nível de tensão na rede de distribuição de energia elétrica de baixa tensão (BT) levando em consideração um sistema composto por residências, as quais possuem Geração Distribuída Fotovoltaica (GDF) conectadas à rede. Para a realização das análises, simulou-se o fluxo de potência de uma rede típica de BT sem e com a inserção gradativa de GDF, utilizando o *software* Open Distribution System Simulator (OpenDSS). Os resultados obtidos através das simulações auxiliam para observar os impactos no sistema de distribuição e na qualidade de energia referente ao nível de tensão.

Palavras-chave: Geração distribuída. Rede de baixa tensão. Nível de tensão.

ABSTRACT

From Normative Resolution No. 482/2012 of the National Electric Energy Agency (ANEEL), published in April 2012, Distributed Generation (GD) has become of significant importance in the electricity market. The incentives given by the government and the Brazilian electricity regulator to consumers to generate their own energy, contributed to the fall in the costs of these technologies, thus making them more accessible. However, distributed generation may have some impacts on the electricity distribution network, since it may significantly influence the voltage level, among other things referring to the power quality. Thus, it is essential to analyze the impacts that distributed generation may have on the electricity distribution network. From this scenario, the present work proposes an analysis of the impacts on the quality of the voltage level in the low voltage electricity distribution network (BT) considering a system composed of residences, which have Photovoltaic Distributed Generation (GDF) connected to the network. To perform the analyzes, the power flow of a typical BT network without and with the gradual insertion of GDF was simulated using the Open Distribution System Simulator (OpenDSS) software. The results obtained through the simulations help to observe the impacts on the distribution system and on the power quality regarding the voltage level.

Keywords: Distributed generation. Low voltage network. Voltage level.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Crescimento do número de centrais GDF por ano no Brasil	13
Figura 2 - Diagrama ilustrativo de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica.....	16
Figura 3 - Sistema de Compensação de Energia Elétrica (Net Metering).....	19
Figura 4 - Número de conexões versus número de consumidores com crédito	22
Figura 5 - Desenvolvimento da Energia 2015-2050.....	22
Figura 6 - Crescimento e projeção de UCs que recebem crédito da GDF, região Sul do Brasil	23
Figura 7 - Etapas da metodologia.....	31
Quadro 1 - Tipos de consumidores BT e suas faixas de consumo	32
Figura 8 - Sequência para determinação do tamanho do sistema GD.....	35
Figura 9 - Curva Típica de UC residencial com GDF através de quantis representativos	36
Figura 10 - Configuração da rede típica	37
Figura 11 - Cabo Multiplexado	38
Figura 12 - Disposição dos consumidores no cenário	39
Figura 13 - Tela do software OpenDSS.....	41
Figura 14 - Análise das tensões nas barras	44
Figura 15 - Tensão Cenário Base, Quantil 1	44
Figura 16 - Tensões considerando Quantil 0,5	46
Figura 17 - Análise das tensões nas barras – Quantil 0,5	47
Figura 18 - Tensões considerando Quantil 0.....	48
Figura 19 - Análise das tensões nas barras – Quantil 0.....	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Pontos de conexão em Tensão Nominal 380/220V.....	27
Tabela 2 - Características técnicas do transformador.....	41
Tabela 3 - Número de consumidores no sistema e sua faixa de consumo.....	43

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BT – Baixa Tensão

DT – Desequilíbrio de Tensão

FD - Fator de Desequilíbrio

GD – Geração Distribuída

GDF – Geração Distribuída Fotovoltaica

OpenDSS - Open Distribution System Simulator

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

QEE – Qualidade de Energia Elétrica

UCs – Unidades Consumidoras

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
1.2 Objetivos	14
1.2.1 Objetivo geral.....	14
1.2.2 Objetivos específicos	14
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1 Geração Distribuída	15
2.1.1 Geração Distribuída Fotovoltaica	16
2.1.2 Conexão da GD a rede	17
2.2 Sistema “Net Metering”	18
2.3 Estímulos a GD no Brasil	20
2.4 Projeções de Crescimento da GDF	21
2.5 Impacto da GD no Nível de Tensão	23
2.6 Qualidade de Energia Elétrica - QEE	25
2.6.1 Tensão em Regime Permanente	26
2.6.2 Desequilíbrio de Tensão.....	28
2.7 Software OpenDSS	29
3 METODOLOGIA	31
3.1 Curvas de carga	32
3.1.1 Método Tradicional de Curvas típicas de cargas	33
3.1.2 Método de Quantil.....	33
3.1.3 Curva de carga com geração fotovoltaica	34
3.2 Elaboração do Cenário	37
3.2.1 Condutores	38
3.2.2 Disposição dos consumidores no cenário	38
3.3 Parâmetros para a Simulação	39
3.3.1 Barras.....	40
3.3.2 Transformador.....	41
3.3.3 Curvas de carga no OpenDSS	42
4 RESULTADOS	42
4.1 Simulação	42
4.1.1 Cenário Base – Quantil 1	43
4.1.1.1 Desequilíbrio de Tensão – Quantil 1.....	46
4.1.2 Cenário - Quantil 0,5.....	45
4.1.2.1 Desequilíbrio de Tensão - Quantil 0,5.....	48
4.1.3 Cenário - Quantil 0.....	47
4.1.3.1 Desequilíbrio de Tensão – Quantil 0.....	51
5 CONCLUSÃO	51
5.1 Trabalhos Futuros	52
REFERÊNCIAS	53
APÊNDICE A	57
APÊNDICE B	59
APÊNDICE C	62

1 INTRODUÇÃO

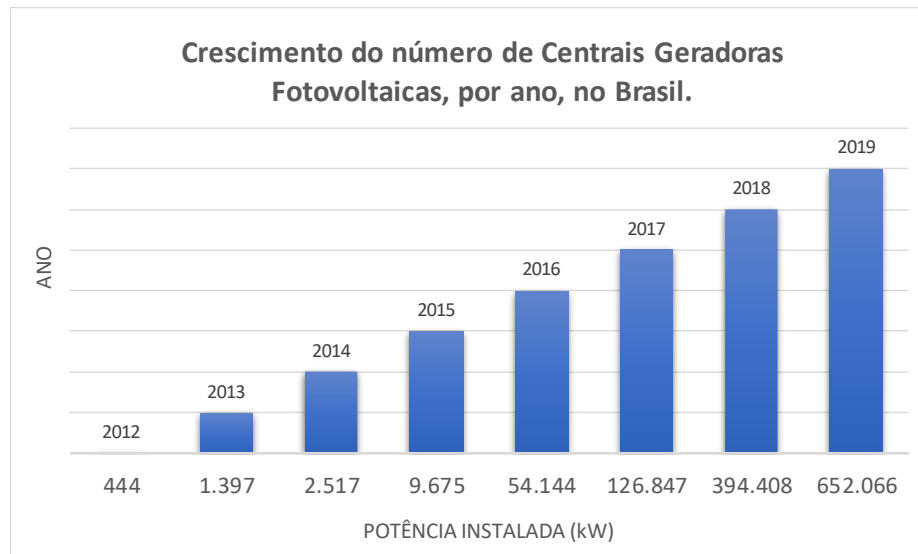
O sistema elétrico vem vivenciando ao longo dos últimos anos uma crescente inserção de fontes alternativas e renováveis nos sistemas de distribuição de energia elétrica, com o avanço dessas tecnologias o sistema deverá estar preparado para receber estas fontes de energia, como também o seu fluxo bidirecional. Esta nova percepção de rede ampliará para um sistema onde será necessário obter controles que permitam a operação harmônica destes elementos (SANTOS, 2014). A GD tem se tornado uma atraente solução para aperfeiçoar o tradicional sistema elétrico, sendo capaz de oferecer diversos benefícios, tanto técnico e econômico, como também para o meio ambiente (PRADO, 2017).

A Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012) foi o marco regulatório da GD no Brasil, aonde estabeleceu as condições técnicas e de mercado para que o consumidor pudesse gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis e ainda fornecesse o excedente para rede em troca de créditos de energia. Esse sistema é chamado de compensação de energia e nos apresenta vantagens referentes à expansão do sistema de distribuição, como a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e também o baixo impacto ambiental.

No Brasil, as unidades que dispõem de GD tem aumentado significativamente ao longo dos últimos anos. Conforme dados extraídos em outubro de 2019 do site da ANEEL, contamos com 114.157 consumidores com geração fotovoltaica (ANEEL, 2019b) que, além de consumirem energia, também injetam potência na rede de distribuição em horários onde não estão consumindo a sua própria energia gerada. Esse crescimento, ano após ano, se dá através dos incentivos, principalmente do sistema de compensação, o qual motiva ainda mais o consumidor a investir em energias renováveis. A Figura 1 apresenta o aumento das gerações distribuídas fotovoltaicas nos últimos anos, demonstrando a potência total instalada em cada ano.

A GD promove uma indispensável remodelação das redes de distribuição, tendo em vista que a mesma não foi projetada para receber consumidores que estejam injetando potência no sistema, o que pode originar um fluxo inverso de potência. Os estudos das redes de distribuição de energia elétrica assumem um papel importante para garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores e para isso as distribuidoras precisam dispor de ferramentas e modelos capazes de fornecer o comportamento da rede de distribuição de energia elétrica em regime permanente e transitório (PRADO, 2017).

Figura 1 - Crescimento do número de centrais GDF por ano no Brasil



Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2019b)

A análise do sistema incluindo unidades com GDF, torna-se um problema, especialmente por possuir uma grande variedade de tecnologias associadas, e a peculiaridade de cada configuração das redes (PRADO, 2017). Há uma enorme preocupação por parte das distribuidoras e também por parte dos consumidores, em manter a conformidade dos parâmetros da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) (PAULILO, 2013).

A estabilidade de tensão é fundamental para a segurança do sistema elétrico, e sua análise é essencial tanto nas etapas de planejamento como de operação. A instabilidade de tensão pode decorrer em função de perturbações na rede, crescimento rápido de demanda de carga ou ainda mudanças bruscas nas condições de operação, os quais podem causar um aumento ou decréscimo incontrolável nos níveis de tensão (PRADO, 2017).

Os desafios, incluindo a mudança climática, o aumento dos preços de energia e a eficiência energética estão se direcionando para mudanças fundamentais na forma de como a energia é produzida, entregue e utilizada. O sistema de eletricidade do futuro deverá produzir e distribuir eletricidade que seja confiável, acessível e limpa. Para cumprir esses objetivos, tanto a rede elétrica, quanto o sistema regulatório existente deverão ser mais inteligentes (HIDAYATULLAH; STOJCEVSKI; KALAM, 2011).

Visto que a geração distribuída tem um caminho promissor no Brasil, devemos atentar-se para os impactos dessa tecnologia na qualidade de energia das redes e se antecipar para os eventuais problemas. Com isso, vários trabalhos vêm sendo realizados afim de fomentar estudos na área para garantir a confiabilidade, qualidade e estabilidade da operação do sistema.

Esse trabalho propõe uma análise do nível de tensão em um circuito de distribuição de energia elétrica de BT, onde possuem diversas residências com cargas reais, disponibilizadas de um circuito de BT de uma distribuidora do Sul do Brasil. Foram extraídos dados do transformador e também, dos condutores desse circuito. Por conseguinte, realizou-se uma inserção de forma gradativa de GDF, considerando gerações medianas e de autoconsumo, levando em consideração o sistema de compensação de energia, onde o objetivo principal é analisar como o nível de tensão se comporta.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

O presente trabalho tem como objetivo geral analisar os impactos no nível de tensão da rede de distribuição de baixa tensão, considerando um cenário com integração de sistemas de geração distribuída fotovoltaica residenciais conectados à rede.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Obter as curvas de cargas para as residências de acordo com sua faixa de consumo, utilizando método de modelagem de carga que considere a integração de diferentes cargas em períodos diferentes do dia.
2. Elaborar um cenário com consumidores residenciais integrados a rede de distribuição de energia elétrica.
3. Simular o comportamento do fluxo de potência na rede de BT considerando o cenário criado, primeiro sem GDF e após com inserção gradual de GDF, utilizando o *software* OpenDSS.
4. Analisar o comportamento do nível de tensão.
5. Obter possíveis soluções, se houver, onde possam atender as necessidades da qualidade da energia elétrica na rede de distribuição.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Geração Distribuída

A GD é caracterizada pela inserção de geradores de pequeno porte localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica, podendo ser classificada em dois tipos de sistemas de instalação: em micro e minigeração distribuída. Elas incidem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa, ou cogeração qualificada, conectadas a rede de distribuição por meio de instalações de Unidades Consumidoras (UCs). A microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75kW, enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 3MW (fonte hídrica) ou 5MW (demais fontes) (ANEEL, 2016).

A GD proporciona algumas vantagens em relação a geração centralizada, como por exemplo as usinas de grande porte. Esse tipo de geração proporciona economia nos investimentos em transmissão e reduz perdas no sistema, melhorando assim a estabilidade do serviço de energia elétrica, além de reduzir gastos com usinas de fontes convencionais. O interesse por parte dos consumidores em fontes alternativas de energia elétrica, tem contribuído para o aumento do uso de geradores distribuídos conectados à rede elétrica.

Em diversos países desenvolvidos a GD tem recebido muita atenção, os quais buscam ampliar sua capacidade de geração e diversificar suas matrizes energéticas, tendo prioridade no uso de energias limpas e renováveis, o que gera mais incentivos. As energias eólica e solar, são as fontes de energia renováveis que mais se destacam, sendo as mais empregadas em todo o mundo. Além de grandes parques de geração solar e eólica, os países desenvolvidos têm incentivado o uso de pequenos geradores distribuídos conectados ao sistema elétrico (GRADELLA, 2010).

A energia solar fotovoltaica é a fonte alternativa que mais se destaca aos olhos dos consumidores, uma vez que, para a instalação da mesma, basta possuir um local apropriado para a acomodação dos painéis onde tenha também uma boa quantidade de incidência de luz solar. O Brasil possui uma abundante incidência de luz solar em praticamente todo o território brasileiro, o que é bom para os consumidores brasileiros, que podem fazer o uso dessa tecnologia.

A GDF possui uma característica em ser mais instalada em zona urbana, essencialmente sobre prédios comerciais e telhados residenciais, por ser um ponto onde geralmente possui uma

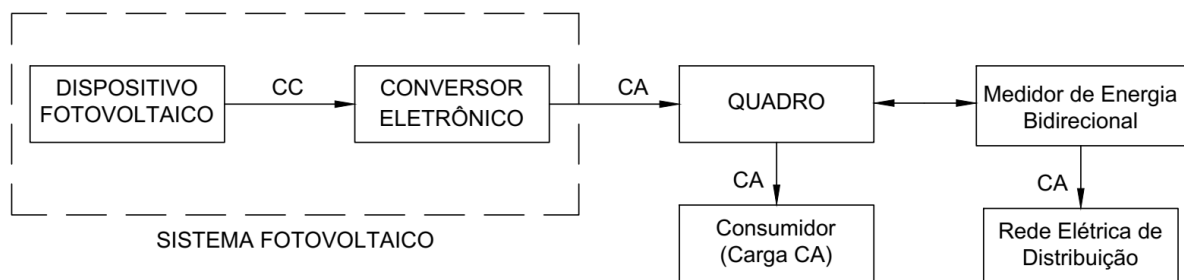
boa absorção de incidência solar. Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar, a adesão desse sistema é mais viável levando em consideração alguns fatores, tais como, a tarifa de eletricidade convencional da distribuidora local seja mais cara, e onde o local possua maior índice de irradiação anual da região (MACHADO, 2017). No Brasil, a capacidade instalada de geração solar ainda é bastante reduzida, porém o potencial é significativo, visto que 90% do território brasileiro está localizado em zonas intertropicais, com níveis bons e médios de incidência de radiação solar.

2.1.1 Geração Distribuída Fotovoltaica

Um sistema fotovoltaico é basicamente uma fonte de potência elétrica, na qual as células fotovoltaicas transformam a radiação solar diretamente em energia elétrica. Essa energia gerada através dos painéis fotovoltaicos é em corrente contínua (C.C), sendo que a energia é sempre transformada no momento em que há incidência de radiação solar. O inversor é o responsável em transformar a energia C.C, em corrente alternada (C.A.), a fim de equiparar na frequência da rede de distribuição. Para efetuar a injeção, o inversor gera uma tensão ligeiramente superior à da rede.

Existem diversos tipos de modelos de inversores, alguns são dotados de um sistema de monitoração que registra a geração diária, mensal e anual, além de outras informações (RAUSCHMAYER; GALDINO, 2014). Esses dados dispostos pelo inversor são de suma importância para que o usuário possa ter um controle mais enriquecido sobre o seu sistema de geração. A Figura 2 está representando de forma básica a configuração de um sistema fotovoltaico conectado ao sistema de distribuição de energia elétrica. Pode-se observar que um sistema fotovoltaico é composto essencialmente por um dispositivo fotovoltaico, que são os módulos ou painéis, e um conversor eletrônico.

Figura 2 - Diagrama ilustrativo de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica



Fonte: Adaptado de (GRADELLA, 2010)

Grande parte das usinas fotovoltaicas são de pequeno porte, o que origina na característica de GD, ou seja, uma fonte de geração que está localizada próximo ao centro de carga, onde o consumidor deixa de ser passivo e passa a atuar como um mini ou micro gerador de energia elétrica, dependendo da sua potência instalada. Os investimentos em fontes renováveis vem colaborando para que a queda dos custos dessas tecnologias de geração se tornem mais acessíveis ao consumidor final (LUCCHESI et al., 2018).

Nos últimos anos, mais especificamente a partir de 2016, vem acontecendo uma redução significativa nos preços dos geradores fotovoltaicos, o que implica diretamente na crescente aceitação por todo o território nacional e também no crescimento exponencial pela adesão da geração fotovoltaica. Com esse cenário, gerar eletricidade no telhado de uma residência se torna cada vez mais viável ao consumidor, levando em consideração os preços e tarifas da energia elétrica tradicional.

Essas reduções de valores nos remetem a um futuro promissor no quesito de geração através de fontes renováveis, o que é excelente para o consumidor, pois ele irá economizar na sua conta de luz e ainda estará ajudando a reduzir os impactos ambientais, que geralmente são causados com as instalações de hidrelétricas. Além disso, as distribuidoras de energia estão começando a reconhecer a tecnologia da energia solar fotovoltaica como uma aliada que pode gerar mais oportunidades do que perigos (MACHADO, 2017).

2.1.2 Conexão da GD à rede

A conexão de mini ou microgeração do consumidor na rede de distribuição deve seguir as etapas de solicitação e parecer de acesso. Na etapa de solicitação, deve ser enviado à distribuidora os dados de conexão e capacidade de geração do sistema, já no parecer de acesso a acessada (distribuidora) dirá as condições para a conexão. Uma vez entregue pelo acessante (consumidor) a acessada implica a prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo (ANEEL, 2016).

Segundo a ANEEL (2016) é importante observar que para UCs atendidas em BT (grupo B), quando a energia gerada for maior que o consumo, continua obrigatório o pagamento da taxa de disponibilidade do sistema: valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico).

Segundo normas estabelecidas pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) através do Módulo 3, o acessante possui a responsabilidade de garantir que suas instalações não violem os valores de referência no ponto

de conexão, estabelecidos em regulamentação específica para os parâmetros de: distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variações de tensão de curta duração.

A ANEEL também exige a instalação de alguns equipamentos no ponto de conexão para sistemas de geração com potência instalada menor ou igual a 75kW, são eles: elementos de desconexão e interrupção, proteção para sub ou sobre tensão e frequência, relé de sincronismo, anti-ilhamento e também sistema de medição bidirecional (ANEEL, 2017).

É importante o consumidor saber que, a partir do momento que a unidade consumidora possui o sistema de mini ou microgeração, onde o mesmo esteja fornecendo energia excedente para a rede e não encontrar-se satisfazendo aos padrões de qualidade exigidos, a distribuidora pode vir a desconectar a unidade da rede (ANEEL, 2017).

Atualmente não há um controle rígido referente a QEE provindo das distribuidoras, visto que, essa é uma ação muito complexa de se implementar. Desta forma, a maneira de encontrar problemas ou fraudes na rede elétrica é através de reclamações ou denúncias oriundas dos consumidores/clientes.

Com as conexões das GDF às redes de distribuição, particularmente na média e baixa tensão, acabam-se por introduzir novas questões em relação a operação dessas redes. Do ponto de vista técnico o circuito apresenta uma configuração radial e, portanto, grande parte de suas proteções operam somente observando uma direção no fluxo de energia. O recurso solar utilizado na geração fotovoltaica, é uma fonte intermitente, o que pode alterar a lógica radial, provocando a inversão no fluxo de potência e flutuações na tensão e frequência. Sendo assim, é necessário avaliar os principais efeitos que a geração fotovoltaica pode causar em uma rede elétrica de distribuição, principalmente tratando de: limites de tensão, harmônicos, ajuste da proteção para curto-circuito e fluxo reverso (TREVISAN, 2011).

Para Brignol (2013) a inserção de fontes de GD em redes de distribuição provocam diversas reflexões e realizações de estudos, com o intuito de analisar o comportamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica, visto que mudanças de práticas, concepção e filosofias precisarão sofrer alterações nos aspectos tangentes a operação, manutenção e planejamento da expansão das redes de distribuição.

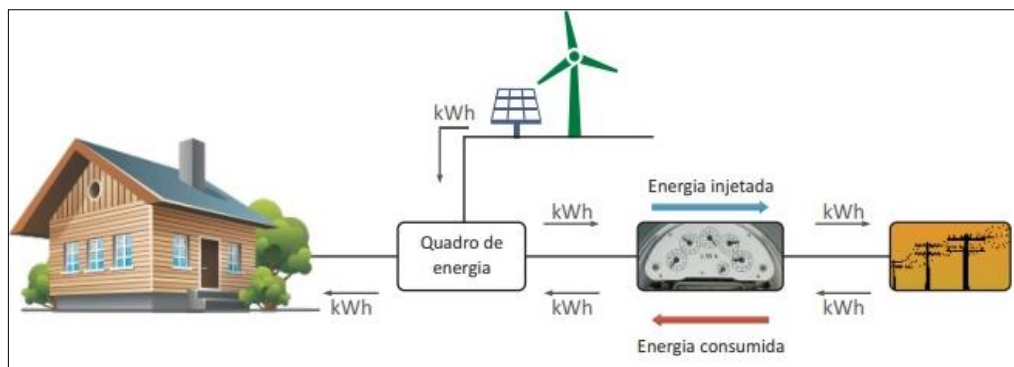
2.2 Sistema “Net Metering”

O sistema de compensação de energia trata de como a energia gerada pela unidade pode ser contabilizada em termos financeiros e na condução da energia excedente. Nesses termos, são empregados em diversos países duas formas de compensação o *feed-in-tariff* (tarifa de

alimentação) e o *net metering* (saldo energético). A primeira estabelece o valor pelo qual o consumidor vende a energia à distribuidora, neste caso o ato de vender energia exige definições tarifárias complexas e o governo geralmente investe para ampliação do mercado. A segunda forma, adotada no Brasil através da ANEEL, foge das questões tributárias. Assim, o cliente deposita a energia excedente na distribuidora que a devolve em outro horário, a conta mensal é calculada sobre a diferença entre consumo e geração (RAUSCHMAYER; GALDINO, 2014).

Na Figura 3, é demonstrado o desenho esquemático de como funciona basicamente o sistema utilizado, o qual é internacionalmente chamado de *net metering*, ou no Brasil como sistema de compensação de energia.

Figura 3 - Sistema de Compensação de Energia Elétrica (*Net Metering*)



Fonte: (ANEEL, 2016)

O sistema *net metering* é um modelo de tarifação, o qual já é adotado em alguns países onde já empregam sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede elétrica. Esse modelo de tarifação é composto, basicamente, por um medidor eletrônico onde registra-se a energia que a residência consome da rede elétrica pública e também a energia que a residência produz e eventualmente injeta na rede elétrica. De acordo com esse sistema de tarifação, no final do mês o consumidor só paga a diferença entre o que consumiu e o que gerou (VILLALVA, 2015).

O sistema *feed-in tariff* surgiu na Europa com a finalidade de incentivar o uso de energias renováveis. A medição é análoga ao do sistema *net metering*, possuindo dois medidores, porém no *feed in tariff* o consumidor é premiado com a instalação de um sistema de energia fotovoltaica em sua residência. O consumidor é remunerado pela energia que o seu sistema fotovoltaico injeta na rede elétrica (VILLALVA, 2015).

Para incentivar ainda mais o uso das energias renováveis, o sistema *feed in tariff* foi aperfeiçoado pelos governos de alguns países, premiando o consumidor, onde parte dessa remuneração é obtida por meio da venda de eletricidade e, além disso, é acrescentado um

prêmio (que representa a diferença entre a remuneração garantida e o preço de mercado efetivo) (GONÇALVES, 2018).

2.3 Estímulos à GD no Brasil

A Resolução Normativa nº 482 publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 17 de abril de 2012, foi um marco regulatório para os brasileiros, onde possibilitou aos consumidores gerarem sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, e ainda fornecer o excedente para a rede de distribuição de energia.

A fim de reduzir os custos e o tempo para a conexão da mini e microgeração, a ANEEL definiu por meio da Resolução Normativa nº 687, a qual alterou a Resolução Normativa nº 482 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, onde as mesmas compatibilizam o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento. Desta forma foi possível aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura.

Em 15 de dezembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD). O mesmo visa ampliar e estudar as ações de estímulos à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia, em especial a energia solar fotovoltaica.

Um fato importante aconteceu a partir do dia 1º de março de 2016, onde novas regras começaram a vigorar, tornando a compensação de créditos ainda melhor, permitindo o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, que é um atributo concedido a cogeneradores que devem atender aos requisitos definidos através da Resolução Normativa nº 235 (ANEEL, 2019).

Outro incentivo de suma importância publicado pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 482, foi em relação aos créditos de energia. Onde a mesma diz que, quando a quantidade de energia gerada em um determinado mês for superior à energia consumida naquele período, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes. Entretanto, com a Resolução Normativa de nº 687 o prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses, podendo ainda os usufruir para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na mesma área de atendimento de uma mesma distribuidora. Denominou-se para esse tipo de utilização de créditos como “autoconsumo remoto” (ANEEL, 2015).

Em 04 de abril de 2018, foi anunciado pelo Ministério de Integração Nacional e pelo ex-presidente da república Michel Temer, o incentivo através de financiamento para aquisição

e instalação de placas fotovoltaicas em residências ou condomínios residenciais no Norte, Nordeste e Centro-Oeste do País.

Os Fundos Constitucionais das três regiões: Fundo Constitucional de Financiamento do Norte (FNO), Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE) e Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste (FCO), apoiaram a implantação de sistemas micro e minigeradores de energia elétrica por fontes renováveis para pessoas físicas. As linhas de créditos disponibilizaram quase R\$ 3,2 bilhões para investimentos, associando juros muito abaixo das taxas de mercado e prazos mais longos de pagamento (MME, 2018).

Segundo mapeamento realizado pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), o Brasil conta atualmente com cerca de 70 linhas de financiamento para projetos de geração distribuída solar fotovoltaica.

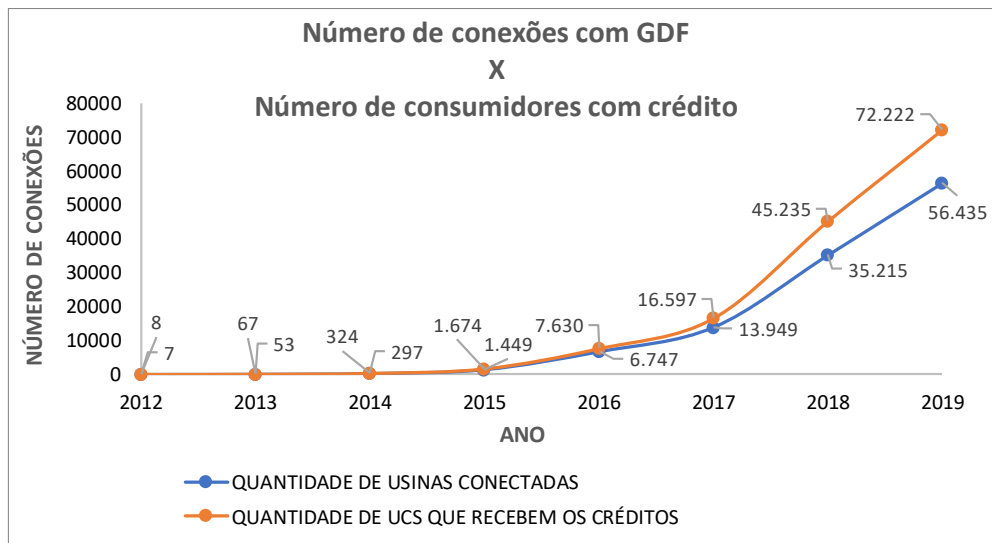
Esses benefícios ajudam a impulsionar o uso dessa tecnologia, pois o consumidor estará gerando sua própria energia, e como consequência, reduzindo gastos com a conta de luz. Além disso, para as distribuidoras a conexão de GDF pode proporcionar ao sistema elétrico muitas vantagens, entre eles estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética.

2.4 Projeções de Crescimento da GDF

Os resultados dos incentivos apresentados no item 2.3 podem ser observados através do gráfico apresentado na Figura 4, onde identificam-se os valores acumulados por ano de novas conexões de GDF em comparação aos consumidores com créditos de micro e minigeração distribuída. Fica evidente o salto evolutivo destas conexões a partir de 2017, e um aumento de aproximadamente 5% na quantidade de UCs que passaram a receber créditos de energia.

Segundo ANEEL (2017b), estima-se que até 2024 aproximadamente 808 mil unidades consumidoras poderão estar colaborando através desta modalidade de geração de energia limpa e renovável. Já a Agência Internacional de Energia (IEA - International Energy Agency) espera que a participação das energias renováveis, no âmbito global, cresça em um quinto nos próximos cinco anos, atingindo 12,4% em 2023 (IEA, 2018).

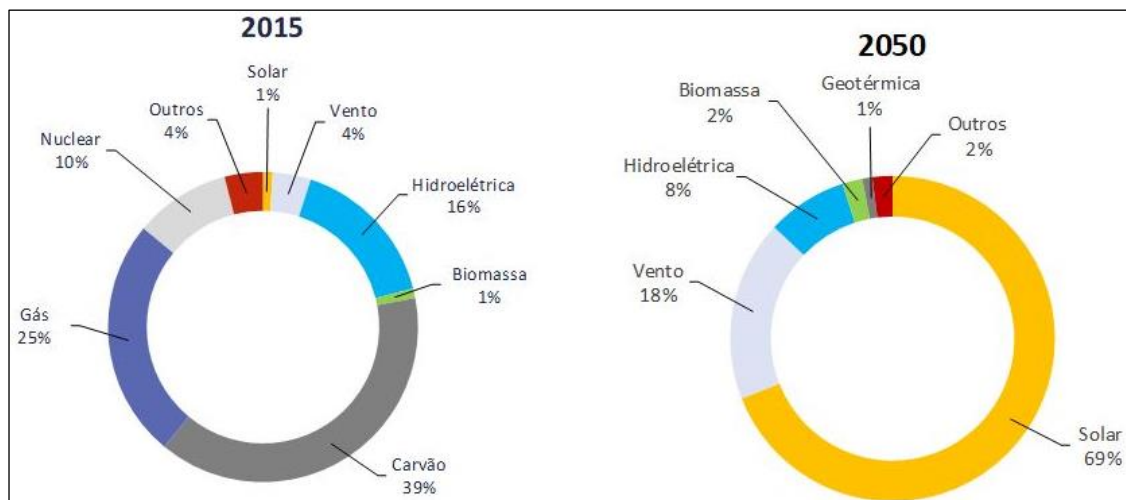
Figura 4 - Número de conexões versus número de consumidores com crédito



Fonte: Adaptado (ANEEL, 2019b)

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevê que até 2027, no Brasil, o acúmulo de capacidade instalada de energia solar fotovoltaica poderá chegar a 18,4GW (MICHAEL SCHMELA, et al., 2019). Na Figura 5 pode-se observar a perspectiva de evolução das fontes geradoras de energia elétrica, em uma visão global, do ano de 2015 para o ano de 2050.

Figura 5 - Desenvolvimento da Energia 2015-2050



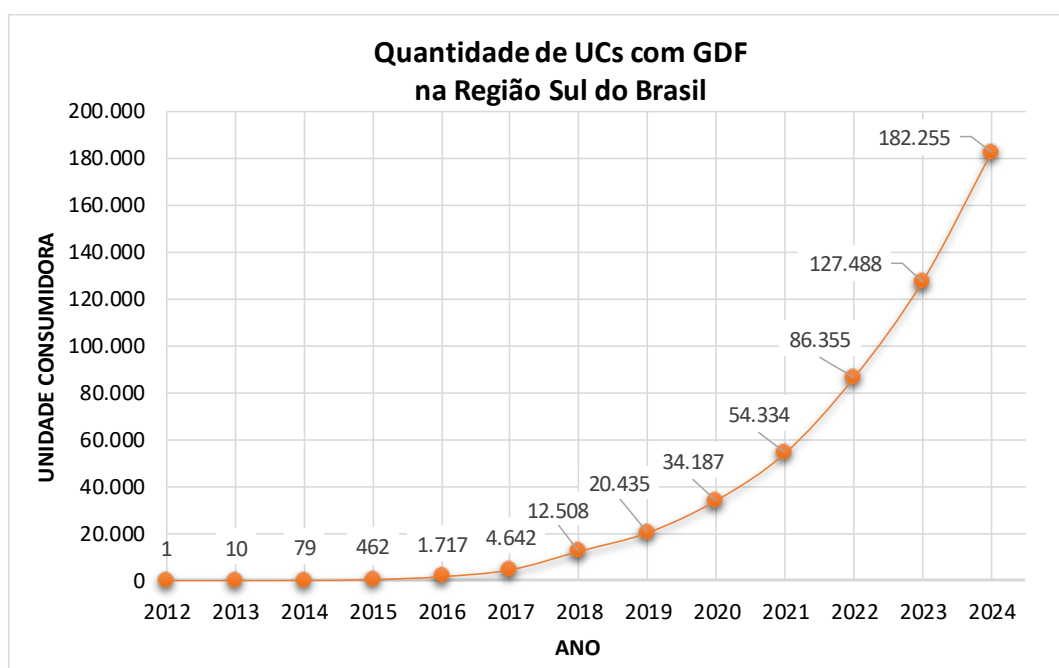
Fonte: (Adaptado de GLOBAL MARKET OUTLOOK FOR SOLAR POWER 2019-2023)

A ABSOLAR avalia os números de previsão de potência instalada, oriundas de GDF, como abaixo das expectativas, por serem baseados em premissas excessivamente conservadoras para o preço da instalação fotovoltaica. Com base em dados reais do aumento da competitividade da energia solar fotovoltaica no Brasil, presume-se que até 2030 teremos uma

potência total gerada a partir de GDF de 30 GW, considerando ambos os mercados, centralizados e distribuídos (MICHAEL SCHMELA, et al., 2019).

Realizando uma análise macro da região Sul do Brasil referente a quantidade de UCs conectadas a rede com GDF, temos hoje 0,03% gerando energia do total de 13.055.430 de consumidores. Utilizando-se de projeções da ANEEL, podemos dizer que em 2024 teremos aproximadamente 4,01% de conexões providas de GDF no Sul. Analisando o gráfico da Figura 6 percebe-se a crescente exponencial de UCs que estão se conectando a rede de distribuição por ano na região Sul e estimativas para os anos seguintes após outubro de 2019.

Figura 6 – Crescimento e projeção de UCs que recebem crédito da GDF, região Sul do Brasil



Fonte: Adaptado (ANEEL, 2019a)

De hoje até o período indicado o número de conexões cresce exponencialmente, dando um sinal de alerta ao setor elétrico, o qual não está preparado para o recebimento dessas conexões.

2.5 Impacto da GD no Nível de Tensão

Os sistemas de distribuição são tipicamente projetados para fornecer fluxo de energia unidirecional (da fonte para a carga), a interconexão de qualquer tipo de geração distribuída necessita de um modo geral ser analisada para assegurar que seus impactos sejam totalmente compreendidos e que quaisquer medidas de mitigação necessárias sejam implementadas

(AGÜERO; STEFFEL, 2011). O principal objetivo de qualquer rede de energia dentro do setor elétrico é produzir energia confiável e estável para todos os clientes pagantes, sem obstruções.

A conexão da GDF em redes de distribuição de energia elétrica representa um importante desafio para as distribuidoras desse setor. Alguns impactos comumente causados pela interconexão das GDF nas plantas do sistema de distribuição são caracterizados pelo fluxo de potência reverso e pelo aumento ou flutuação dos níveis de tensão (AGÜERO; STEFFEL, 2011).

As flutuações são variações dos valores eficazes de tensão, ou uma série de mudanças aleatórias, cujas magnitudes normalmente não podem exceder faixas de valores preestabelecidos que são entre 95% a 105% dos valores nominais da tensão. Estas variações, repetitivas, esporádicas ou aleatórias são em geral provocadas pelas alterações rápidas nas potências ativas e reativas das cargas elétricas (PAULILLO; TEIXEIRA, 2013).

Para Barin et al.(2008) a interconexão da GD próxima a um terminal remoto de um alimentador radial pode fazer com que a corrente injetada no alimentador diminua ou até mesmo acabe revertendo o sentido do fluxo de potência no alimentador, podendo ocasionar uma elevação no nível de tensão da barra remota.

Em um cenário onde possuam elevadas conexões de gerações distribuída, é possível que o sistema de controle de tensão tradicional não consiga manter o perfil de tensão em regime permanente de todo o circuito dentro dos limites previstos pelo Módulo 8 do PRODIST (PEREIRA, 2017).

O aumento dos níveis de tensão é mais preocupante quando o nível de carregamento do sistema elétrico é baixo, pois toda energia gerada e não consumida pode ser injetada de volta para a subestação, ratificando mais uma vez o fluxo reverso. Isto sugere que o aumento de tensão durante os períodos de mínima demanda é um dos fatores limitantes da quantidade e injeção de potência ativa dos geradores distribuídos (FREITAS et al., 2005).

Os impactos mais preocupantes estão relacionados com a QEE. A norma IEEE 1547 é responsável pela especificação e requisitos técnicos para a conexão da GD ao sistema elétrico. Essa norma não possui caráter obrigatório às distribuidoras de energia elétrica, porém, diversos países adotam as normas IEEE como referências para as suas resoluções normativas. Ela vem ganhando importância no cenário mundial como uma fonte de padronização da conexão das GD ao sistema elétrico.

De acordo com Thong, Driesen e Belmans (2005), a inserção de poucas fontes de GD no sistema de distribuição praticamente não causam impactos, a não ser que o sistema em questão seja pequeno e “fraco”. Entretanto, a tendência é de que haja um grande crescimento

dessas gerações dentro dos próximos anos, e estas novas gerações passariam a ser significativas e seus efeitos sobre o sistema de energia elétrica não seriam mais desprezíveis.

Do ponto de vista técnico, os sistemas de geração distribuída têm quatro limitações que devem ser adquiridas, incluindo o ângulo de tensão (δ), a magnitude da tensão (V), a potência real (P) e a potência reativa (Q) (HIDAYATULLAH; STOJCEVSKI; KALAM, 2011).

Neste cenário, em que a inserção de geração distribuída aumenta a complexidade da operação e planejamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica, as distribuidoras devem continuar a garantir o fornecimento de energia elétrica dentro dos padrões de qualidade e confiabilidade estabelecidos pelos órgãos reguladores do setor elétrico. Deste modo, novas metodologias de operação e de planejamento devem ser incorporadas às práticas vigentes dentro dessas empresas (PADILHA, 2010).

2.6 Qualidade de Energia Elétrica - QEE

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional são documentos elaborados pela ANEEL, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

No Módulo 8 do PRODIST estão descritos os procedimentos de qualidade de energia elétrica, os quais devem ser observados pelos consumidores de qualquer classe de tensão que possuam a sua instalação conectada à rede de distribuição (ANEEL, 2018). Os parâmetros analisados em regime permanente são: tensão em regime permanente; fator de potência; harmônicos; desequilíbrio de tensão; flutuação de tensão e variação de frequência. Já em regime transitório é analisado apenas variações de tensão de curta duração – VTCD.

A QEE está relacionada diretamente ao nível de tensão, o qual deve ser mantido dentro de um determinado parâmetro máximo e mínimo, como também a continuidade do serviço através dos parâmetros DEC (Duração Equivalente por Consumidor - tempo médio sem energia por consumidor no período considerado) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção - média de interrupções por consumidor no conjunto considerado) (MARTINHO, 2013).

Segundo Paulilo (2013), define-se que um serviço de fornecimento de energia elétrica é de boa qualidade quando o mesmo garante através de custos viáveis, o funcionamento seguro e confiável de equipamentos e processos, sem afetar o meio ambiente e o bem-estar das pessoas.

A preocupação dos órgãos reguladores é com a qualidade do produto. Ou seja, devem estar sempre de olho na forma de onda, a qual deve ser senoidal, na sua amplitude ou distorção e, também, com a qualidade do serviço, que está diretamente ligada ao número de interrupções

de energia e sua duração. A distribuidora possui uma grande parte da responsabilidade pela qualidade da energia, porém o usuário também pode poluir o sistema elétrico com a injeção de harmônicos de corrente.

Além disso, um baixo fator de potência pode caracterizar uma pobre qualidade da energia na instalação, pois a circulação de uma potência reativa causa perdas por efeito Joule nos condutores e transformadores. A potência reativa ocupa espaço da seção do condutor reduzindo a capacidade de transferir potência ativa (ROCHA, 2016).

Ainda referindo-se a QEE, é importante ressaltar a importância do fator de potência. Normalmente os sistemas fotovoltaicos são projetados para operar com fator de potência unitário, acudindo, durante alguns períodos do dia, total ou parcial a demanda da potência ativa da carga local. Contudo, a potência reativa consumida pela carga continuará sendo fornecida pela rede elétrica, acarretando em uma redução do fator de potência no ponto de conexão dos geradores com a rede. Essa redução poderá ser interpretada pela distribuidora de energia como um excedente de reativos, fazendo com que o consumidor, que possui o micro ou minigerador distribuído em sua residência, possa ser cobrado por estes falsos excedentes (PINTO; ZILLES; BET, 2012).

A eficiência energética é um outro termo fortemente atrelado ao sistema elétrico. Atualmente, no mundo onde as perdas se tornam cada vez menos aceitáveis, nota-se um enorme esforço por parte das empresas de energia na busca pela otimização de seus sistemas, através de uma operação de qualidade e do planejamento adequado de suas reestruturações e novas redes. Mesmo assim, atingir cem por cento de eficiência energética ainda é visto como quase impossível. Isso ocorre porque a atual arquitetura de sistemas de energia centralizada contém muitas limitações técnicas, operacionais e econômicas dentro de sua infraestrutura. (HIDAYATULLAH; STOJCEVSKI; KALAM, 2011).

Os itens 2.6.1 e 2.6.2 estão descrevendo de forma detalhada as duas grandezas analisadas nesse trabalho, as quais remetem a qualidade da tensão na rede de distribuição.

2.6.1 Tensão em Regime Permanente

Conforme o módulo 8 do PRODIST a tensão em regime permanente deve ser monitorada em todo o sistema de distribuição, devendo ainda a distribuidora possuir recursos e técnicas modernas para tal acompanhamento. A distribuidora deve atuar preventivamente para que a mesma se mantenha sempre dentro dos padrões adequados. Deve-se ressaltar que, de acordo com o PRODIST (2018), “A tensão a ser contratada nos pontos de conexão com tensão

nominal de operação inferior a 230 kV deverá situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão”.

Esses padrões são estabelecidos de acordo com os níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos, que possuem como referência o valor de tensão nominal, como podemos observar na Tabela 1. No caso estudado a tensão é de 380/220V.

Tabela 1 - Pontos de conexão em Tensão Nominal 380/220V

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)	
Adequada	$350 \leq TL \leq 399$	$202 \leq TL \leq 231$
Precária	$331 \leq TL < 350$	ou $399 < TL \leq 430$
	$191 \leq TL < 202$	ou $231 < TL \leq 233$
Crítica	$TL < 331$ ou $TL > 403$	$TL < 191$ ou $TL > 233$

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2018)

Brignol (2013) afirma que os problemas de nível de tensão em uma rede de distribuição, causam diversos transtornos para as distribuidoras de energia elétrica, entre os quais, podem ser citados desde a insatisfação dos seus clientes com a QEE entregue, até a realização de compensações financeiras pela distribuidora aos seus consumidores. Dessa forma, a interconexão da GD pode ser utilizada pela distribuidora para corrigir os níveis de tensão nos momentos de ultrapassagem dos limites estabelecidos pelo agente regulador.

Um dos problemas enfrentados pelas distribuidoras é tanto com a elevação como a redução do nível de tensão, que quando fora dos limites exigidos pelas regulamentações podem levar muitas vezes a queima de aparelhos dos consumidores. Deste modo, a mesma é responsabilizada pelo dano, tendo que ressarcir o seu cliente.

Freitas (2005) justifica que devido à mudança dos fluxos ativos e reativos a inserção da GD nos sistemas de distribuição alteram o perfil da tensão na rede. A situação mais crítica ocorre quando a geração for máxima nos períodos de cargas mínimas, podendo assim, ocorrer transgressões dos limites máximos de tensão estabelecidos pelo PRODIST.

Os sistemas radiais sem conexão de GD, tem o fluxo de potência no sentido subestação-carga, logo a queda de tensão também se dá no sentido subestação-carga. Entretanto em sistemas radiais com GD, o fluxo de potência poderá ser tanto no sentido subestação-carga como no sentido carga-subestação, o que acarretará na queda de tensão podendo ser nos dois sentidos (NETO, 2016).

A variação da tensão é uma característica já existente no sistema elétrico de distribuição atual e, se muito elevada, pode interferir na qualidade da energia fornecida aos consumidores. A instalação de geradores distribuídos pode complicar as questões relacionadas às variações das tensões. Além de prejudicar a qualidade da energia fornecida ao consumidor, essas grandes variações ainda podem acarretar na atuação frequente dos dispositivos automáticos de regulação de tensão, como bancos de capacitores e reguladores automáticos de tensão, ocasionando a redução da vida útil dos mesmos (KATIRAEI; AGÜERO, 2011).

Na atualidade, não se há um controle completo sobre os níveis de tensão por parte das distribuidoras. A ação de melhoria da rede é realizada quando o cliente gera uma reclamação por estar recebendo uma tensão muito baixa ou muito alta, onde essa esteja prejudicando os seus equipamentos. Entretanto, existem algumas iniciativas que partem das distribuidoras, uma delas é realização de estudos de sobrecarga nos transformadores, assim pode-se evitar quedas de tensão e conseqüentemente evitar níveis precários e críticos de tensão ao longo do circuito.

2.6.2 Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão (DT) é qualquer diferença encontrada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, ou ainda, na defasagem elétrica de 120° (ANEEL, 2018). Quando estas tensões têm amplitudes diferentes ou possuem um desfaseamento diferente de 120 graus elétricos, determina-se que o sistema é desequilibrado ou assimétrico.

Os desequilíbrios entre fases de um sistema trifásico ocorrem quando são ligadas à rede elétrica cargas monofásicas de valores muito diferentes, assimetricamente distribuídas pelas três fases. Essas distribuições provocam sistemas de correntes desequilibrados que são responsáveis por diferentes quedas de tensão nas três fases. Este desequilíbrio afeta principalmente o desempenho de equipamentos trifásicos, como máquinas e transformadores. Por isso é imprescindível manter um sistema equilibrado.

Para mensurar o DT, calcula-se o fator de desequilíbrio K , ou também chamado de Fator de Desequilíbrio (FD). No entanto, para a realização deste cálculo, existem diversos métodos recorrentes na literatura, sendo os mais comuns: o método das componentes simétricas, NEMA, CIGRÉ e do IEEE (FILHO, 2008).

O método CIGRÉ é indicado pelo Módulo 8 do PRODIST e emprega uma expressão para o FD com base em uma grandeza adimensional que correlaciona as tensões de linha, conforme apresentado na Equação 1.

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (1)$$

Onde β pode ser calculado através da Equação 2.

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (2)$$

Em que V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} são os módulos das tensões de linha trifásicas.

Segundo o PRODIST (ANEEL, 2018), os limites aceitáveis estabelecidos para este método em redes de energia elétrica com tensão nominal menor ou igual a 1kV é de 3%, e para tensão nominal maior que 1kV e menor que 230kV, considera-se 2%.

2.7 Software OpenDSS

O Open Distribution System Simulator (OpenDSS) é uma ferramenta de extrema importância para o setor elétrico, tendo em vista que, a própria ANEEL o utiliza para a realização de cálculos de perdas técnicas das distribuidoras de energia elétrica.

O OpenDSS nos possibilita estudos de questões atuais, como por exemplo, a conexão de geradores distribuídos ou a introdução de soluções e práticas de redes inteligentes (Smart Grids) no sistema de distribuição (DUGAN; MONTENEGRO, 2019). Através dele é possível realizar considerações de sistemas com seções trifásicas e monofásicas, e também permite a inclusão de parâmetros desbalanceados e flexibilidade nos modelos de carga. Os estudos no domínio da frequência são os mais comuns e, dentre os principais objetos de análises estão: tensão em regime permanente, perdas totais, harmônicos e estudos de faltas.

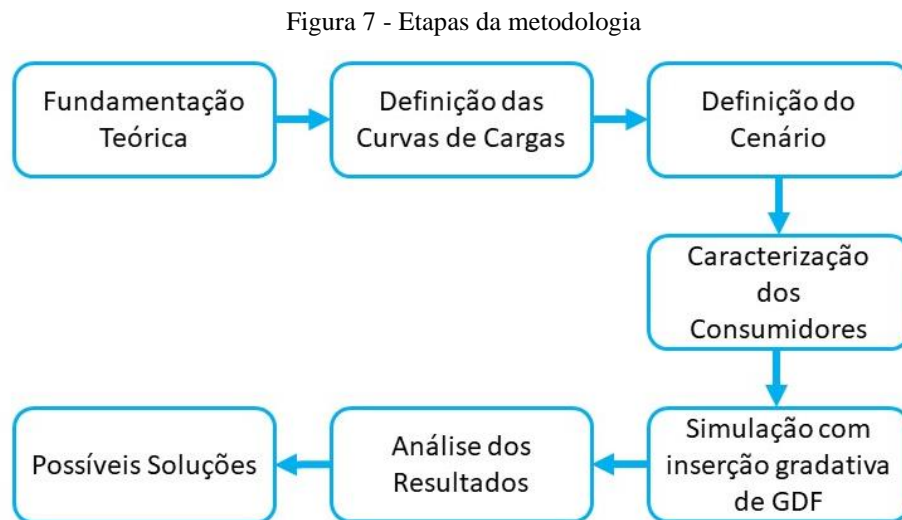
Esse *software* foi escolhido para a realização deste trabalho, visto que é uma ferramenta livre e específica para simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica. A escolha da ferramenta se deu principalmente pela possibilidade de utilizar curvas de carga que variam ao longo do dia e sistemas desequilibrados.

O *software* OpenDSS foi desenvolvido pela Electric Power Research Institute (EPRI) e foi lançado em 2008. O programa foi idealizado com o objetivo de auxiliar os planejadores do sistema de distribuição, de forma que os modelos criados para simulações fossem os mais

próximos possíveis dos modelos reais. Dessa maneira, pode ser verificado o comportamento real do sistema elétrico em diferentes condições operativas (PALUDO, 2014).

3 METODOLOGIA

Após apresentação da base de fundamentação teórica e definição do *software* a ser utilizado, neste capítulo será detalhada a metodologia utilizada para a definição das curvas de cargas e a disposição no circuito dos consumidores que possuem cargas reais, tornando possível uma análise coerente dos dados. A Figura 7 está representando através de um diagrama de blocos a metodologia utilizada.



Fonte: O Autor

As curvas de carga típicas utilizadas são de diferentes tipos de consumidores e faixas de consumo. As mesmas foram obtidas através de uma campanha de medição de uma distribuidora de energia elétrica, sendo essas utilizadas para representar os consumidores nas condições iniciais, sem a presença da GDF. Para representar os consumidores com GDF, foram utilizadas curvas de carga a partir de quantis, pois demonstram o saldo de potência obtido do consumo menos a geração, conforme detalhado no item 3.1.2 a seguir. Todas as curvas de carga utilizadas neste trabalho, foram originadas de um estudo elaborado por Neto (2017).

A caracterização dos consumidores foi baseada em consumos médios por mês (kWh) reais de clientes conectados à rede de distribuição de uma distribuidora do Sul do Brasil. Desse modo, a simulação se torna mais próxima da realidade trazendo assim, resultados realistas do sistema.

3.1 Curvas de carga

Caracterizar a carga elétrica é importante para o conhecimento de como os clientes utilizam a energia, pois a carga é uma variável dependente de seu consumidor, seja ele residencial, comercial ou industrial. A carga sofre diversas influências, até mesmo de fatores econômicos locais que impulsionam a economia e consequentemente o consumo de energia para suprir demandas.

As curvas de carga são a base para a criação do cenário, o qual deve representar os consumidores em BT com e sem GDF. Para a determinação das curvas de carga empregou-se padrões de carga de consumidores de BT propostos por Neto (2017) em sua tese de doutorado. Os dados utilizados fundamentam-se de um histórico de medições de demanda de uma vasta gama de consumidores em BT do Sul do Brasil. A demonstração do comportamento destas cargas é realizada através de curvas características de carga, onde se obtém a variação da carga em um período de 24 horas.

As curvas dos consumidores de BT são definidas como residenciais, rurais, comerciais e industriais, e cada um desses grupos é subdividido em 5 faixas conforme seu nível de consumo. A diferenciação das curvas é realizada conforme as faixas de consumo indicadas no Quadro 1, as quais são estabelecidas pelo módulo 2 do PRODIST (ANEEL, 2016b).

Quadro 1 - Tipos de consumidores BT e suas faixas de consumo

Consumo médio (kWh/mês)				
Tipo/ Faixa	Residencial	Rural	Industrial	Comercial
1	Até 100	Até 200	Até 500	Até 500
2	Acima de 100 até 220	Acima de 200 até 500	Acima de 500 até 1.000	Acima de 500 até 1.000
3	Acima de 220 até 500	Acima de 500 até 1.000	Acima de 1.000 até 5.000	Acima de 1.000 até 5.000
4	Acima de 500 até 1.000	Acima de 1.000 até 5.000	Acima de 5.000 até 10.000	Acima de 5.000 até 10.000
5	Acima de 1.000	Acima de 5.000	Acima de 10.000	Acima de 10.000

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2016b)

3.1.1 Método Tradicional de Curvas típicas de cargas

A caracterização das curvas típicas de cada faixa de consumo parte de uma série de medições de dados do consumo diário. É levantado dados de potência ativa e reativa, e após, define-se uma curva média e outra de desvio padrão. Posteriormente é realizada uma análise estatística e assim determinam-se as curvas de cargas mais representativas (ANDRÉ MÉFFE, UANA SARAIVA BRAGA; PENIN, 2005).

Segundo Serrão (2003) o mapeamento da curva de carga é fundamental para o planejamento estratégico de distribuição de energia, pois a partir deste é possível conhecer o perfil da demanda diária por energia elétrica das unidades consumidoras.

Entretanto, as curvas tradicionais não levam em consideração a amplitude, o que acaba tornando os dados insuficientes para verificar a influência de fontes de geração baseados em recursos probabilísticos (DARUI, 2017).

3.1.2 Método de Quantil

A diferença entre o método tradicional e o método de quantil está basicamente no tratamento dos dados. Pois no quantil considera-se toda a série de medições normalizadas em função da demanda máxima (NETO, 2017).

Utilizou-se apenas um quantil para representar o modelo de carga, pelo fato de estar normalizado através da demanda máxima, sendo que a junção dos quantis segue fatores de coincidência de carga iguais ao procedimento tradicional. Ao invés de buscar um modelo representativo nos dados analisados, utiliza-se toda a série de medições normalizadas em função da demanda máxima, para assim definir os quantis representativos (NETO, 2017).

Deste modo, partindo do registro de medições, através das Equações 3 e 4 tem-se:

$$P_t(t)_j = \frac{\sum_i^n P(t)_i}{P_{max_j}(\tau)} \quad (3)$$

$$Q_t(t)_j = \frac{\sum_i^n Q(t)_i}{Q_{max_j}(\tau)} \quad (4)$$

Em que n é o número de consumidores da amostra representativa analisada, $P(t)_i$ e $Q(t)_i$ são respectivamente, as demandas de potência ativa e reativa para um determinado

consumidor i no instante de tempo t , $P_{max_j}(\tau)$ e $Q_{max_j}(\tau)$, que são respectivamente, as demandas máximas ativa e reativa definidas no intervalo de análise $[0, \tau]$, $P_t(t)_j$ e $Q_t(t)_j$ são séries temporais que representam, simultaneamente, as curvas de carga ativa e reativa normalizadas para um para o grupo de consumidores j .

Por suprir as demandas necessárias para análise deste trabalho, foi utilizado o método dos quantis apresentado por Neto (2017), proporcionando mais qualidade na elaboração das curvas típicas. Também se obteve um embasamento no trabalho já desenvolvido por Darui (2017), que levou em consideração dados genéricos para consumidores, transformador e condutores do circuito, os quais neste trabalho foram utilizados baseados em dados reais obtidos junto a distribuidora de energia elétrica.

3.1.3 Curva de carga com geração fotovoltaica

A conversão direta da energia solar em energia elétrica ocorre pelos efeitos da radiação solar. Os fótons contidos na luz solar são convertidos em energia elétrica, por meio do uso de células solares. Assim, a potência gerada depende exclusivamente da radiação e da temperatura de operação do painel.

O fato de não haver um método padrão que nos possibilite mensurar a produção de energia elétrica a partir dos módulos fotovoltaicos e devido a inconstância da fonte, acaba-se por tornar mais complexa essa operação. Deste modo, a análise dos dados obtidos ao longo dos últimos anos referente a radiação e temperatura e que são considerados em métodos algébricos, tendem a se aproximar mais com os dados reais de geração (BERNARDON et al., 2016).

Realizando a aplicação do método Osterwald (1986), o qual leva em consideração nas suas análises a temperatura, a irradiação total e a distribuição espectral, é possível obter-se a potência gerada a partir de qualquer valor de irradiação e temperatura através da Equação (5) (MELLO, 2014).

$$P(t)_{GD_i} = P_{STC} * \frac{G(t)_i}{G_{STC}} * [1 - \gamma * (T(t)_i - (T_{STC}))] \quad (5)$$

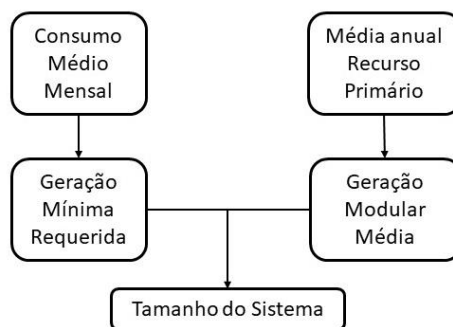
Onde: $P(t)_{GD_i}$ é a potência gerada na hora t , dada em Watts (W); P_{STC} é a potência nominal do painel também dada em Watts (W), G_{STC} é a radiação global dada em Watts por metro quadrado (W/m²) e T_{STC} representa a temperatura em graus Celsius (°C) conforme

estabelecido nas Condições Padrão de Teste ou STC (*Standard Test Conditions*) de cada painel. $G(t)_i$ e $T(t)_i$ representam a radiação global e a temperatura medidas no local de instalação, γ é o coeficiente de temperatura do painel, o qual usualmente corresponde ao intervalo $[-0.003, 0.005] \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ e i é um consumidor qualquer.

Através da média da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos, pode-se projetar o tamanho necessário do sistema de geração com o propósito de atender a demanda de cada faixa de consumidor, alcançando os níveis de autoconsumo.

Seguindo alguns passos propostos por Neto (2017), é possível dimensionar o sistema de GDF considerando que o consumidor consiga atingir o seu próprio autoconsumo. Passo (i) cálculo do consumo médio mensal por tipo de consumidor e faixa de consumo; (ii) cálculo da média anual da radiação global; (iii) cálculo da geração mínima necessária para obter o autoconsumo, levando em consideração o consumo médio; (iv) cálculo da geração modular média a partir da Equação (5); (v) a quantidade de módulos é obtida através da divisão do item (iv) pelo (iii). Através da Figura 8 podemos observar o diagrama de blocos desses passos.

Figura 8 - Sequência para determinação do tamanho do sistema GD



Fonte: Adaptado de (NETO, 2017)

Para um determinado sistema, é possível obter a curva de geração ao longo do dia a partir da Equação (6):

$$P(t)GD = P(t)_{GD_i} * n_{painéis} \quad (6)$$

Onde $n_{painéis}$ é o número de painéis do respectivo sistema.

As curvas de carga do sistema fotovoltaico foram determinadas levando em consideração os níveis de radiação e temperatura de um histórico de medições do Sul do país e o sistema está limitado ao seu autoconsumo, ou seja, gerando energia para cem por cento da

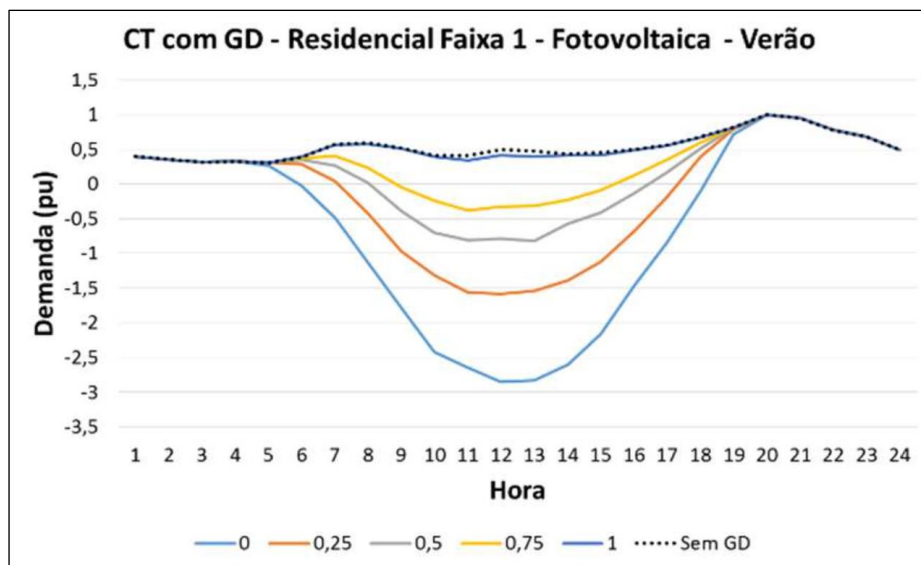
sua demanda. Assim, a curva de carga com GDF para cada consumidor pode ser obtida através da Equação (7):

$$L_{GD}(t)_i = \frac{P(t)_i - P(t)_{DG_i}}{P_{max_j}(\tau)} \quad (7)$$

Onde $L_{GD}(t)_i$ é a curva de potência ativa normalizada para um grupo de consumidores i . A normalização é realizada através da mesma $P_{max_j}(\tau)$ utilizado na Equação (3), a fim de garantir a parametrização dos dados em função da mesma base. Assim, pode-se analisar o impacto da geração por meio do comportamento tradicional de um consumidor.

Neste presente trabalho utilizou-se os quantis 0, 0,5 e 1, que de acordo com Neto (2017), a análise torna-se mais robusta, visto que a mesma avalia diferentes condições de carga. Através da Figura 9 podemos analisar de forma clara, a representação por quantis do saldo de potência ativa considerando consumidores residenciais na faixa 1 de consumo médio e com GDF no verão.

Figura 9 - Curva Típica de UC residencial com GDF através de quantis representativos



Fonte: (NETO, 2017)

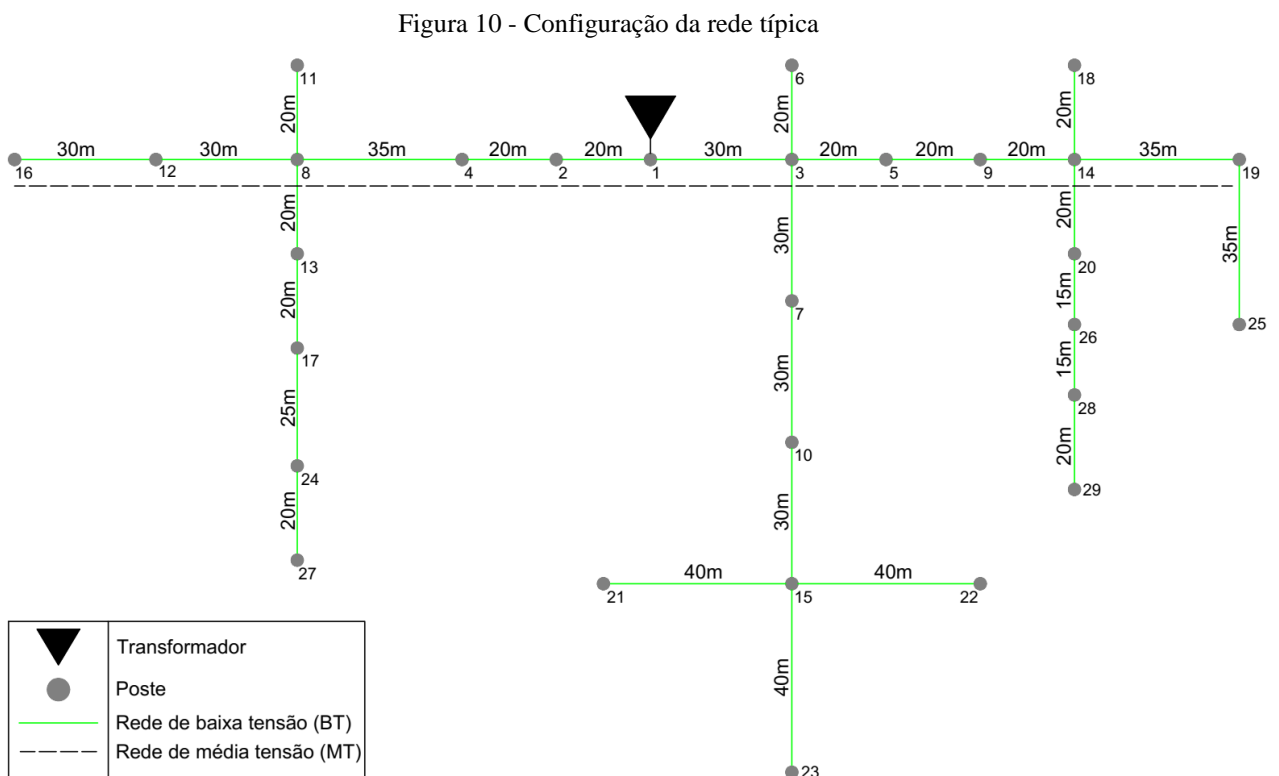
Destaca-se que o quantil 1 representa a condição inicial, sem a contribuição da GDF na curva de carga. Já o quantil 0,5 representa a condição mediana do saldo de potência injetado na rede elétrica. E por fim, o quantil 0 representa a condição mais favorável para geração, onde há maior injeção de potência na rede.

3.2 Elaboração do Cenário

A estrutura da rede é uma parte fundamental para simular o nível de tensão do circuito. No presente trabalho foi utilizada a estrutura de uma rede típica elaborada por Lima (2015) a qual foi desenvolvida com o intuito de estudo. As configurações desta rede típica propõem regras que estão adequadas aos níveis técnicos das redes de distribuição, e também contam com base de dados reais.

Com o objetivo de tornar as simulações mais próximas da realidade, empregou-se dados reais de um determinado circuito de BT de uma distribuidora de energia elétrica do Sul do Brasil. Deste circuito foram extraídas as informações de potência e quantidade de consumidores do transformador. Ainda, de cada consumidor extraiu-se o consumo médio de energia elétrica (kWh/mês), o tipo de conexão e as fases correspondentes, sendo unidades consumidoras residenciais compostas por conexões mono, bi e trifásica, assim, tornando possível uma análise de forma clara quanto ao desequilíbrio de tensão.

Na Figura 10 pode-se observar a disposição da rede típica que foi utilizada, tendo um transformador conectado a uma rede com configuração radial, contando com 29 postes dispostos de forma a fornecer energia elétrica para as cargas.



Fonte: Adaptado de (LIMA, 2015)

O transformador utilizado é alimentado por uma rede de média de tensão com nível de tensão nominal de 23,1kV e classe de isolamento 25kV. O transformador com potência de 75kVA rebaixa o nível de tensão de 23,1kV para 380/220V, assim fornece energia para 46 clientes residenciais. O consumo médio e as fases dos consumidores estão descritos no Apêndice B.

3.2.1 Condutores

A configuração da rede secundária é composta por 3 condutores fases de alumínio isolados de seção 70mm², em torno de um condutor neutro de mesma bitola nu que serve de sustentação, formando o padrão de rede multiplexada, como pode ser observado na Figura 11. Os condutores possuem uma isolamento de polietileno reticulado (XLPE) para tensões entre 600 à 1000V. A capacidade de condução de corrente para a configuração utilizada 3P70(A70) é de 227A.

Figura 11 - Cabo Multiplexado



Fonte: (CONDUSPAR, 2016)

Os condutores multiplexados vem sendo majoritariamente utilizados pelas distribuidoras de energia por reduzirem a possibilidade de acidentes, a poluição visual nos espaços urbanos e permitirem uma convivência mais harmoniosa entre a rede aérea de distribuição de energia elétrica e a arborização das vias públicas. As especificações dos condutores estão descritas no Apêndice A.

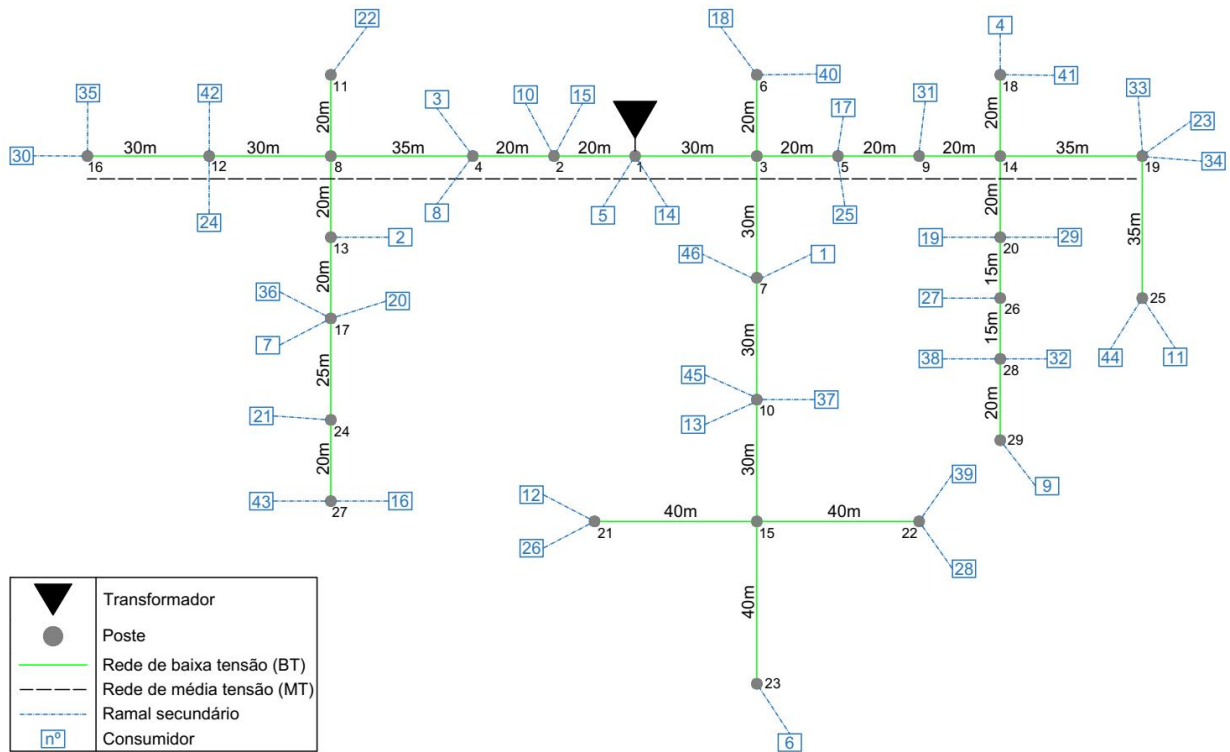
3.2.2 Disposição dos consumidores no cenário

A fim de incluir os 46 consumidores no cenário, utilizou-se de um sorteio baseado no método de Monte Carlo. Esse método é uma ferramenta matemática frequentemente utilizada em diversos segmentos da ciência e da engenharia para simular problemas que podem ser representados por processos dependentes de situações incertas ou aleatórias, que podem ou não acontecer.

Ele consiste no processo repetitivo de amostragem de variáveis aleatórias de um determinado processo estocástico a fim de obter-se resultados numéricos para situações determinísticas, a partir dos quais a distribuição probabilística dos impactos pode ser numericamente obtida. É um método bastante apropriado para resolução de problemas complexos com elevado número de variáveis aleatórias (MALVIN H. KALOS, 2013).

Para a aplicação do método de Monte Carlo no presente trabalho, considerou-se a quantidade de postes do circuito e o consumo médio de cada consumidor. Através da Figura 12, pode-se observar como ficou a disposição dos consumidores no circuito.

Figura 12 – Disposição dos consumidores no cenário



Fonte: Adaptado de (LIMA, 2015)

3.3 Parâmetros para a Simulação

Com a finalidade de observar o comportamento do nível de tensão em redes de distribuição de BT, com diferentes níveis de carregamento e de inserção de GDF, utilizou-se o código computacional de simulações OpenDSS. O qual possibilita verificar as condições em que o sistema está operando, levando em consideração o desequilíbrio e as alterações de cargas nas barras, diferente de outros *softwares* de simulação de fluxo de potência, os quais consideram as cargas equilibradas e fixas.

A metodologia adotada para a execução dos estudos dos impactos técnicos consiste em realizar repetitivos cálculos de fluxo de carga, aumentando gradualmente a potência injetada pelo painel até o ponto em que ocorra o autoconsumo.

Como este trabalho tem o intuito de analisar os impactos no nível de tensão com a inserção de GDF em um circuito de BT, realizaram-se simulações considerando a inserção gradativa de 25%, 50%, 75% e por fim 100% de UCs gerando energia. Esses valores de porcentagem possibilitam analisar de forma mais clara os impactos que a GDF pode causar no nível de tensão da rede.

Considerou-se também para as simulações o quantil 1, o qual corresponde a uma curva de carga sem geração. O quantil 0,5, que se remete a uma curva de geração mediana e o quantil 0 que propõem uma curva de geração de autoconsumo, levando em consideração o sistema *Net Metering*.

Ao concluir cada simulação, as grandezas de interesse são as tensões refletidas no transformador. Entretanto, foi considerado também as análises das demais barras do circuito. Todas as simulações foram realizadas considerando dias típicos de verão.

3.3.1 Barras

O código para inserção do circuito no *software* OpenDSS consiste em inserir informações do nome do barramento ao qual o terminal está conectado. Na sequência deve ser inserido o nome do objeto de código de linha que descreve as impedâncias da linha, sendo que uma vez especificado não precisa repeti-lo, apenas referenciar nas linhas das barras. Posteriormente, pode-se alterar o número de fases.

O código das barras do circuito foi elaborado por Lima (2015), a qual desenvolveu o mesmo para a realização de estudos. Entretanto, os dados fornecidos dos condutores do circuito foram substituídos pelos dados reais extraídos do circuito da distribuidora.

O condutor é identificado através de $r0$, $r1$, $x0$, $x1$, os quais remetem-se a resistência e reatância de sequência zero, definidos através de ohms por unidade de comprimento. Ainda na mesma linha de código é determinado a corrente máxima do condutor através do *normamps*. As informações inseridas no script do *software* OpenDSS podem ser observadas no Apêndice C.

Na Figura 13 observa-se o layout de como foram inseridas as informações dos condutores no script do *software* OpenDSS para a realização das simulações.

Figura 13 - Tela do *software* OpenDSS

```

OpenDSS Data Directory: C:\Users\jeliar\OneDrive\Documents\OpenDSS\
File Edit Do Set Make Export Show Visualize Plot Reset Help
Source/Fault Vsource C V P Base Frequency = 60 Hz
Version 8.6.1.1 (64-bit build)

clear
New circuit simulacao_eliana_1
basekv=23.1 pu=1.00 angle=0.0 frequency=60.0 phases=3

Definicao do catálogo dos trechos
new linecode.line3P70(A70) nphases=3,r1=0.5670 x1=0.0929 r0=1.6264 x0=0.9713 nomamps=227

I ----- Define Lines ----- I
new line.line1-2 bus1=barra1 bus2=barra2 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.1-3 bus1=barra1 bus2=barra3 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.2-4 bus1=barra2 bus2=barra4 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.4-8 bus1=barra4 bus2=barra8 linecode=line3P70(A70) length=0.035 unit=km
new line.8-11 bus1=barra8 bus2=barra11 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.8-12 bus1=barra8 bus2=barra12 linecode=line3P70(A70) length=0.030 unit=km
new line.12-16 bus1=barra12 bus2=barra16 linecode=line3P70(A70) length=0.030 unit=km
new line.9-13 bus1=barra9 bus2=barra13 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.13-17 bus1=barra13 bus2=barra17 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.17-24 bus1=barra17 bus2=barra24 linecode=line3P70(A70) length=0.025 unit=km
new line.24-27 bus1=barra24 bus2=barra27 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.3-6 bus1=barra3 bus2=barra6 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.3-7 bus1=barra3 bus2=barra7 linecode=line3P70(A70) length=0.030 unit=km
new line.7-10 bus1=barra7 bus2=barra10 linecode=line3P70(A70) length=0.030 unit=km
new line.10-15 bus1=barra10 bus2=barra15 linecode=line3P70(A70) length=0.040 unit=km
new line.15-21 bus1=barra15 bus2=barra21 linecode=line3P70(A70) length=0.040 unit=km
new line.15-22 bus1=barra15 bus2=barra22 linecode=line3P70(A70) length=0.040 unit=km
new line.15-23 bus1=barra15 bus2=barra23 linecode=line3P70(A70) length=0.040 unit=km
new line.3-5 bus1=barra3 bus2=barra5 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.5-9 bus1=barra5 bus2=barra9 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.9-14 bus1=barra9 bus2=barra14 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.14-18 bus1=barra14 bus2=barra18 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.14-20 bus1=barra14 bus2=barra20 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.20-26 bus1=barra20 bus2=barra26 linecode=line3P70(A70) length=0.015 unit=km
new line.26-28 bus1=barra26 bus2=barra28 linecode=line3P70(A70) length=0.015 unit=km
new line.28-29 bus1=barra28 bus2=barra29 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.14-19 bus1=barra14 bus2=barra19 linecode=line3P70(A70) length=0.025 unit=km
new line.19-25 bus1=barra19 bus2=barra25 linecode=line3P70(A70) length=0.035 unit=km

```

Fonte: O Autor

3.3.2 Transformador

Também são fornecidos na entrada do programa dados de características técnicas do transformador que foram extraídos do circuito utilizado como parâmetro real de uma distribuidora do sul do Brasil. O equipamento transformador é descrito através do objeto "*Transformer*" e possui os campos a serem atualizados conforme os dados da Tabela 2.

Tabela 2 - Características técnicas do transformador

Tensão Primária	23kV
Tensão Secundária	380/220V
Potência	75kVA
Número de fases	3
Número de Enrolamentos	2
Tipo de conexão	Delta/Estrela
Porcentagem de Impedância	3,92%
Porcentagem de perda de carga em plena carga	5%
Tap	1

Fonte: (Dados adaptados de uma distribuidora do Sul do Brasil)

Muitos transformadores utilizados em sistemas elétricos de potência possuem uma tomada (TAP), para variar a relação de espiras e, conseqüentemente as tensões. A variação usualmente permitida fica entre 10% e 15% do valor nominal de transformação (KUNDUR, 1994), o transformador utilizado está operando no TAP 1.

Contamos também com a impedância percentual, que representa numericamente a impedância do transformador em porcentagem da tensão de ensaio de curto-circuito, em relação à tensão nominal. A precisão destas informações é um fator crucial para os resultados.

3.3.3 Curvas de carga no OpenDSS

No *software* OpenDSS através do objeto *Loadshape* insere-se as cargas dos geradores. Define-se a potência ativa através do *mult* e a potência reativa através do *qmult*. Com a operação *daily* é possível considerar as curvas típicas de carga de cada consumidor considerando 24 patamares, ou seja, 24 horas do dia.

4 RESULTADOS

Primeiramente foi realizada uma simulação do circuito sem a inserção de GDF e com os consumidores atuando com carga intensa, considerando a curva de carga do quantil 1. Através dos dados obtidos foi possível verificar que o circuito atual está operando dentro dos padrões estabelecidos, levando em consideração as quedas de tensão aceitáveis por normas e padrões para circuitos de distribuição em BT.

Após essa análise, foram realizadas simulações considerando o quantil 0,5, que refere-se ao consumidor gerando energia equivalente a metade da sua demanda máxima. Por conseguinte considerou o quantil 0, o qual refere-se aos consumidores gerando energia suficiente para atender sua demanda máxima.

Todas as linhas ou barras do circuito foram levadas em consideração nas simulações, porém analisou-se especificamente as tensões refletidas no secundário do transformador.

4.1 Simulação

A tipologia de rede considerando cargas residenciais é bastante comum no Brasil e além disso, ao longo dos últimos anos no país, dentre as UCs que instalaram GDF, cerca de 73% são da classe residencial, quase 18% comercial e os outros 9% se dividem entre as classes industriais, rurais, poder público e iluminação pública (ANEEL, 2019b).

Primeiramente simulou-se o circuito considerando o quantil 1, sem GDF. Após foi considerado as conexões de gerações de 25%, 50%, 75% e 100% das UCs injetando potência

na rede, primeiro de forma mediana que é representada pelo quantil 0,5 e após com inserção de autoconsumo representado pelo quantil 0.

As simulações foram realizadas através do cenário já demonstrado, contando com consumidores exclusivamente residenciais, as faixas de consumo de cada cliente podem ser analisadas através do Apêndice B, e na Tabela 3 pode-se observar de forma resumida quantos clientes temos em cada faixa de consumo.

Tabela 3 - Número de consumidores no sistema e sua faixa de consumo

<i>Faixa de consumo</i>	<i>Quantidade de Consumidores</i>
1	5
2	20
3	15
4	6

Fonte: O Autor

Os dados de carga dos consumidores são dados reais extraídos de um circuito de BT de uma distribuidora de energia elétrica do Sul do Brasil. Os 46 consumidores são alimentados por um transformador de 75kVA. Realizaram-se simulações para verificar se essa condição de carga seria suportada pela rede típica garantido a qualidade de energia e capacidade de condução dos cabos.

4.1.1 Cenário Base – Quantil 1

O cenário base foi considerado operando com carga intensa, porém sem inserção de GDF. Todas as tensões do circuito estão dentro dos níveis de tensão e também com defasagem admissível. Pode-se observar na Figura 14, que as barras mais distantes do transformador 12-16, 15-23, 19-25 e a barra mais próxima 1, estão de acordo com os níveis de tensão recomendados pela ANEEL, que podem variar entre 202V á 231V.

A queda máxima obtida no circuito ficou em torno de 1%, o que é muito bom, visto as distâncias do circuito e também ao que refere-se a norma NBR 5410, onde nos diz que: a queda máxima admissível é de 7%, calculados a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT da empresa distribuidora de eletricidade, quando o ponto de entrega for aí localizado.

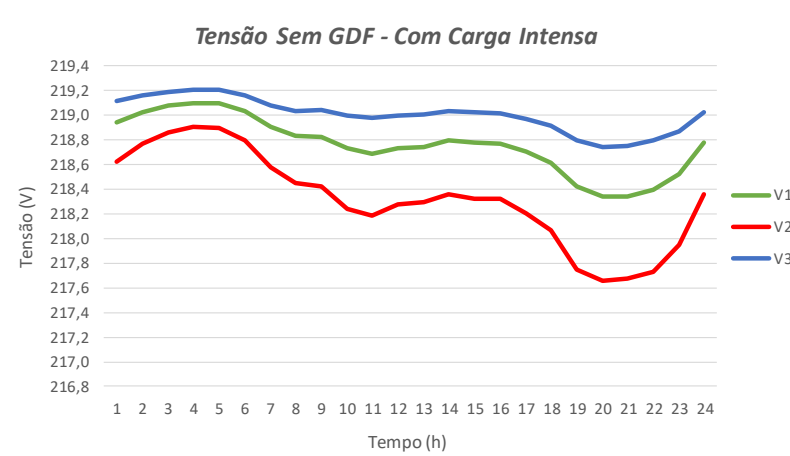
Figura 14 - Análise das tensões nas barras

	Fase	Tensão (kV)	Ângulo (graus)	Fase-Fase	Tensão (kV)	Ângulo (graus)
BARRA 1	1	0.21878	-30.2	1-2	0.37857	-0.2
	2	0.21836	-150.2	2-3	0.37861	-120.1
	3	0.21902	89.9	3-1	0.37934	119.8
BARRA 12	1	0.21839	-30.1	1-2	0.37786	-0.2
	2	0.21782	-150.2	2-3	0.37829	-120.0
	3	0.21917	89.9	3-1	0.379	119.8
BARRA 16	1	0.21834	-30.1	1-2	0.37777	-0.2
	2	0.21776	-150.2	2-3	0.37826	-120.0
	3	0.21919	89.9	3-1	0.37897	119.8
BARRA 15	1	0.21864	-30.2	1-2	0.37809	-0.2
	2	0.21804	-150.1	2-3	0.37823	-120.1
	3	0.21881	89.9	3-1	0.37902	119.9
BARRA 23	1	0.21866	-30.2	1-2	0.37805	-0.2
	2	0.21797	-150.1	2-3	0.37819	-120.0
	3	0.21888	89.9	3-1	0.37901	119.9
BARRA 19	1	0.21857	-30.2	1-2	0.37815	-0.2
	2	0.21812	-150.2	2-3	0.37835	-120.1
	3	0.21894	89.9	3-1	0.37907	119.8
BARRA 25	1	0.21856	-30.2	1-2	0.37813	-0.2
	2	0.2181	-150.2	2-3	0.37834	-120.1
	3	0.21894	89.9	3-1	0.37906	119.8

Fonte: O Autor

Na Figura 15, podemos observar que as fases do circuito analisado estão desbalanceadas, possivelmente pelo fato de possuir diversas UCs monofásicas e bifásicas conectadas ao circuito.

Figura 15 - Tensão Cenário Base, Quantil 1



Fonte: Autor

A maioria das redes de distribuição em BT contam com uma distribuição de cargas não uniformes entre as fases do circuito, como consequência, as tensões podem vir a ter um

desequilíbrio. Esta condição é causada por haver muitas conexões monofásicas e bifásicas na rede. Outro fator relevante a ser observado é o aumento e o crescimento descentralizado de consumo das UCs.

4.1.1.1 Desequilíbrio de Tensão – Quantil 1

O desequilíbrio de tensão admissível pela ANEEL é de até 3% para redes onde a tensão nominal é menor ou igual a 1kV.

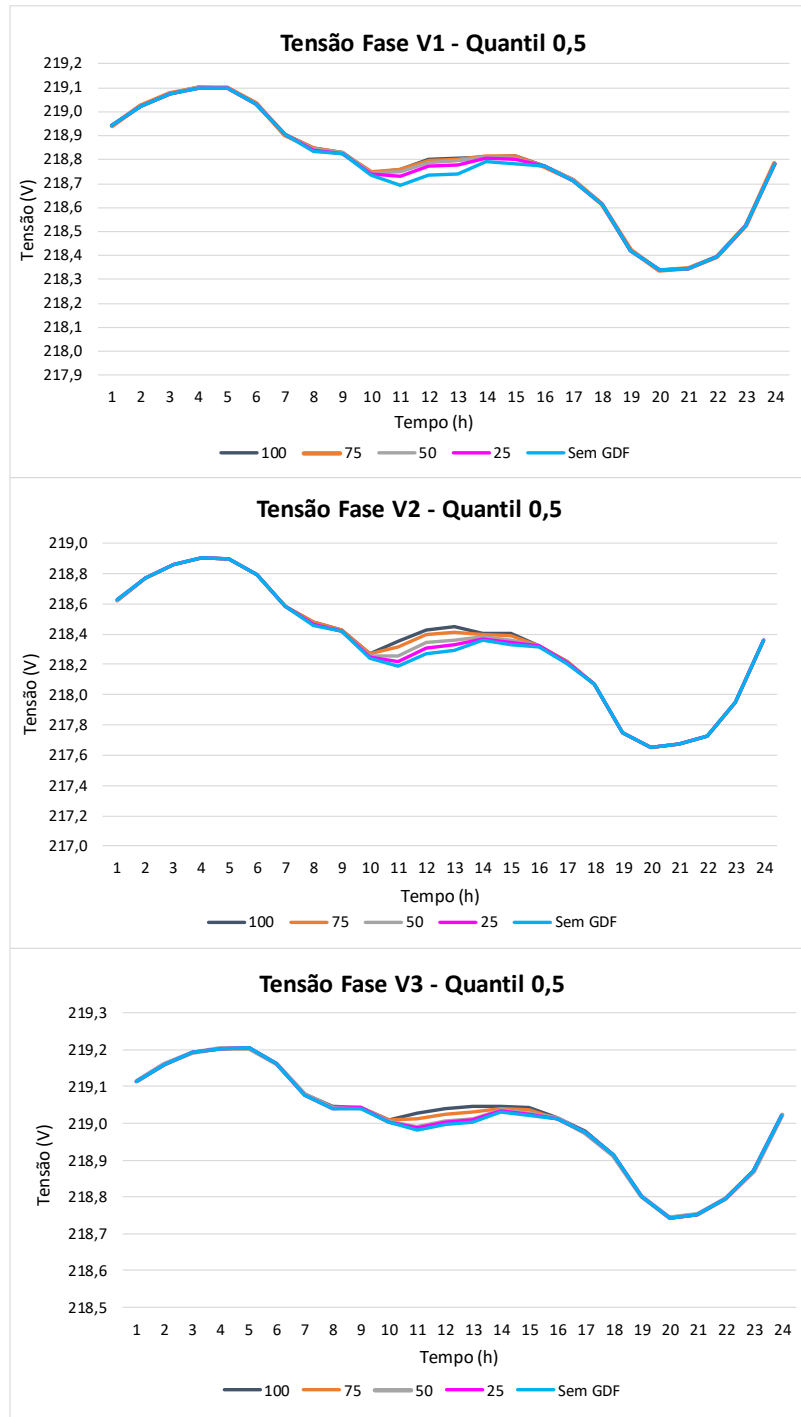
O desequilíbrio de tensão máximo no sistema ficou em torno de 0,1%, conforme dados apresentados na Figura 14 e aplicação das Equações 1 e 2. Portanto consideramos o circuito dentro dos parâmetros da QEE.

4.1.2 Cenário - Quantil 0,5

As simulações com quantil 0,5 referem-se à inserção mediana das GDF, ou seja, consumidores gerando metade da sua demanda máxima.

Para fins de comparações agruparam-se os gráficos do quantil 0,5 de acordo com as inserções gradativas. Dessa forma, consegue-se observar de forma mais clara os resultados obtidos. Na Figura 16 pode-se observar os resultados adquiridos através das simulações considerando a inserção mediana de GDF.

Figura 16 - Tensões considerando Quantil 0,5



Fonte: O Autor

Através dos resultados obtidos observa-se que em baixas potências a interferência da geração fotovoltaica na tensão é mínima. Visto que, mesmo quando todos os consumidores estão gerando em 100% através de painéis fotovoltaicos que foram projetados para uma demanda média de consumo, a tensão não ultrapassa os 220V em nenhuma das três fases. Conforme as análises realizadas, pode-se afirmar que nesse circuito não haverá influência da

GDF no nível de tensão, quando as UCs estiverem gerando de forma moderada, sem considerar o seu autoconsumo.

4.1.2.1 Desequilíbrio de Tensão - Quantil 0,5

Apesar da inserção mediana de GDF, considerando 100% das UCs gerando, não foi observado um aumento preocupante no FD. O mesmo manteve-se em torno de 0,1%.

Percebe-se através da Figura 17 os dados obtidos para o nível de inserção 100%, considerando geração moderada, e que os barramentos analisados não obtiveram diferenças significativas, variando em no máximo 0,01V nas barras 12,15,19 e 25.

Figura 17 – Análise das tensões nas barras – Quantil 0,5

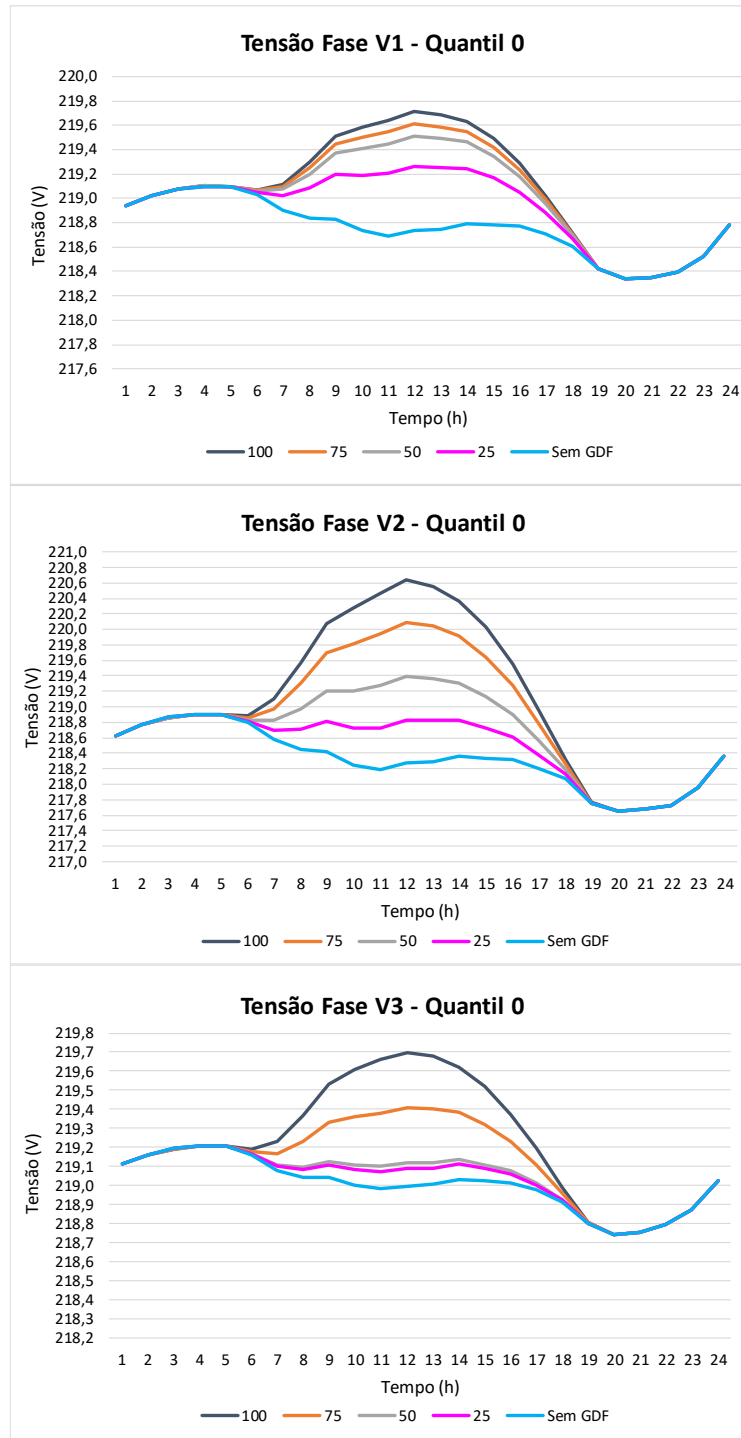
	Fase	Tensão (kV)	Ângulo (graus)	Fase-Fase	Tensão (kV)	Ângulo (graus)
BARRA1	1	0.21878	-30.2	1-2	0.37857	-0.2
	2	0.21836	-150.2	2-3	0.37861	-120.1
	3	0.21902	89.9	3-1	0.37934	119.9
BARRA2	1	0.21869	-30.2	1-2	0.37839	-0.2
	2	0.21822	-150.2	2-3	0.37853	-120.1
	3	0.21906	89.9	3-1	0.37925	119.8
BARRA3	1	0.21871	-30.2	1-2	0.37841	-0.2
	2	0.21827	-150.2	2-3	0.3785	-120.1
	3	0.21897	89.9	3-1	0.37923	119.9
BARRA12	1	0.2184	-30.1	1-2	0.37786	-0.2
	2	0.21782	-150.2	2-3	0.3783	-120.0
	3	0.21917	89.9	3-1	0.379	119.8
BARRA16	1	0.21834	-30.1	1-2	0.37777	-0.2
	2	0.21776	-150.2	2-3	0.37827	-120.0
	3	0.21919	89.9	3-1	0.37897	119.8
BARRA15	1	0.21865	-30.2	1-2	0.37809	-0.2
	2	0.21804	-150.1	2-3	0.37824	-120.0
	3	0.21881	89.9	3-1	0.37903	119.9
BARRA23	1	0.21866	-30.2	1-2	0.37806	-0.2
	2	0.21797	-150.1	2-3	0.37819	-120.0
	3	0.2188	89.9	3-1	0.37901	119.9
BARRA19	1	0.21858	-30.2	1-2	0.37816	-0.2
	2	0.21812	-150.2	2-3	0.37836	-120.1
	3	0.21894	89.9	3-1	0.37908	119.8
BARRA25	1	0.21856	-30.2	1-2	0.37814	-0.2
	2	0.2181	-150.2	2-3	0.37834	-120.1
	3	0.21893	89.9	3-1	0.37906	119.8

Fonte: O Autor

4.1.3 Cenário - Quantil 0

As simulações considerando o quantil 0, referem-se à inserção de GDF chegando ao autoconsumo das residências. Na Figura 18 pode-se observar os valores obtidos através das simulações considerando o quantil 0.

Figura 18 - Tensões considerando Quantil 0



Fonte: O Autor.

Nota-se claramente o aumento das tensões em relação ao cenário base, que está representado pela curva “Sem GDF”. Pode-se observar que quando todas as residências estão gerando energia de forma a atingir o autoconsumo, representado pelo valor 100, a tensão V2 chega a 220,6V. Considerando a situação de geração mais crítica do circuito, no momento em

que todos os consumidores estão em seu autoconsumo, a tensão aumenta, porém não ultrapassa os valores de faixa de tensão adequados considerados pelo Módulo 8 do PRODIST.

Em suma, com a inserção massiva de gerações no circuito, o caso mais crítico observado foi a fase V2, onde houve um acréscimo de 1,10% no nível de tensão em relação a curva “Sem GDF”.

É válido ponderar possíveis impactos futuros, ao passo que, o aumento de carga não foi considerado nesse circuito para as simulações realizadas e esse fator pode implicar em aumentos maiores da tensão, ultrapassando assim, os limites permitidos de nível de tensão.

Em redes de distribuição de baixa tensão com alta penetração de GDF, é necessário ter uma atenção especial ao perfil de tensão e ao fluxo de carga no circuito. Embora variações a longo prazo da geração fotovoltaica possam ser tratadas por métodos de previsão, especialmente flutuações curtas à medida que são introduzidas por nuvens em movimento, os terminais de alimentadores de distribuição longos podem sofrer flutuações de tensões inadmissíveis (WOYTE et al., 2006).

Do ponto de vista prático, diversas distribuidoras pelo mundo estão informando problemas de tensão devido à geração distribuída. Na Austrália, por exemplo, onde há uma média nacional de 15% de penetração de geradores fotovoltaicos nos chamados tetos solares, distribuidoras de energia elétrica enfrentam problemas de sobretensão devido à reversão de fluxo de potência na rede e há regiões onde se estabeleceu um limite de geração para evitar a ocorrência dos impactos técnicos observados (PEREIRA, 2017). Por conta disso, há forte interesse em novas práticas de controle através da integração de funcionalidades presentes nos inversores de frequência que conectam os painéis solares fotovoltaicos à rede.

O presente circuito analisado mostra que é possível um circuito de BT obter residências conectadas a rede com GDF, mantendo um nível de tensão dentro dos parâmetros da QEE. Porém, sabemos que um circuito possui diversas variantes, como a carga e fator de potência, que devem ser analisadas pontualmente também.

A inserção da GDF é um bem adquirido pelos consumidores, que deve ser aproveitado de forma responsável e dentro das normas previstas, sem prejudicar as distribuidoras e os demais consumidores.

4.1.3.1 Desequilíbrio de Tensão – Quantil 0

O desequilíbrio de tensão considerando o autoconsumo sofreu um aumento, porém muito insignificante, permanecendo abaixo de 1%. Em suma o presente trabalho não obteve um

desequilíbrio considerável, visto que, manteve-se dentro dos padrões estabelecidos pela ANEEL.

A Figura 19 mostra os resultados obtidos nas simulações considerando 100% dos consumidores em seu autoconsumo. Ocorreram alguns aumentos de tensões, porém irrelevantes.

Figura 19 - Análise das tensões nas barras – Quantil 0

	Fase	Tensão (kV)	Ângulo (graus)	Fase-Fase	Tensão (kV)	Ângulo (graus)
BARRA1	1	0.21878	-30.2	1-2	0.37857	-0.2
	2	0.21836	-150.2	2-3	0.37861	-120.1
	3	0.21902	89.9	3-1	0.37934	119.9
BARRA2	1	0.21869	-30.2	1-2	0.37839	-0.2
	2	0.21822	-150.2	2-3	0.37853	-120.1
	3	0.21906	89.9	3-1	0.37925	119.8
BARRA3	1	0.21871	-30.2	1-2	0.37841	-0.2
	2	0.21827	-150.2	2-3	0.3785	-120.1
	3	0.21897	89.9	3-1	0.37923	119.9
BARRA12	1	0.2184	-30.1	1-2	0.37786	-0.2
	2	0.21782	-150.2	2-3	0.3783	-120.0
	3	0.21917	89.9	3-1	0.379	119.8
BARRA16	1	0.21834	-30.1	1-2	0.37777	-0.2
	2	0.21776	-150.2	2-3	0.37827	-120.0
	3	0.21919	89.9	3-1	0.37897	119.8
BARRA15	1	0.21865	-30.2	1-2	0.37809	-0.2
	2	0.21804	-150.1	2-3	0.37824	-120.0
	3	0.21881	89.9	3-1	0.37903	119.9
BARRA23	1	0.21866	-30.2	1-2	0.37806	-0.2
	2	0.21797	-150.1	2-3	0.37819	-120.0
	3	0.2188	89.9	3-1	0.37901	119.9
BARRA19	1	0.21858	-30.2	1-2	0.37816	-0.2
	2	0.21812	-150.2	2-3	0.37836	-120.1
	3	0.21894	89.9	3-1	0.37908	119.8
BARRA25	1	0.21856	-30.2	1-2	0.37814	-0.2
	2	0.2181	-150.2	2-3	0.37834	-120.1
	3	0.21893	89.9	3-1	0.37906	119.8

Fonte: O Autor

Todavia, mesmo não ocorrendo um desequilíbrio significativo no presente trabalho, não se pode ignorar esse fator. Para casos onde venha a ocorrer um alto desequilíbrio de tensão, uma das alternativas para as distribuidoras é alterar as fases de conexão do consumidor, de modo a balancear a rede.

5 CONCLUSÃO

Atualmente, pode-se observar uma crescente penetração de micro e minigeração solar fotovoltaica nas redes de distribuição de energia elétrica, e com isso vemos a necessidade da realização de estudos referentes as inserções de GDF e seus possíveis impactos, tendo vista que os circuitos atuais estão projetados para operar com um fluxo sentido fonte-carga.

As distribuidoras estão cada vez mais preocupadas com a QEE, devido a reformulação que o setor elétrico vem experimentando. Assim, a mesma deve viabilizar a implantação de um mercado consumidor, no qual o produto comercializado passa a ser a própria energia elétrica.

Este trabalho realizou simulações considerando um circuito com consumidores residenciais conectados à rede, gerando energia e injetando o excedente. A inserção da GDF foi realizada de forma gradativa e as gerações foram simuladas considerando primeiramente uma situação mediana e outra considerando o autoconsumo dos consumidores.

Em relação às análises das simulações, não foram constatadas violações aos limites de nível de tensão estabelecidos pelo PRODIST – Módulo 8. Os níveis e desequilíbrio de tensão não apresentaram valores acima dos permitidos por norma, porém, como não foram considerados nas simulações aumentos de carga, é valido que seja observado em trabalhos futuros pois pode ocorrer um aumento nos níveis de tensão, ultrapassando assim os limites permitidos.

Com a realização desse trabalho, pode-se concluir que a inserção total de consumidores residenciais com GDF em um circuito de BT é possível, sem que ocorra elevação nos níveis de tensão além do padrão adequado. Para isso, o circuito deve estar bem dimensionado, respeitando os limites de queda de tensão e carregamento dos condutores e do transformador.

Uma forma de mitigar o desequilíbrio de cargas no circuito é distribuir e conectar de forma igualitária os consumidores monofásicos nas três fases da rede de BT, e para isso, um algoritmo poderia ser desenvolvido para otimizar esta distribuição. Outra forma de compensar o desequilíbrio pode ser através do uso de filtros passivos, que equilibram as cargas.

5.1 Trabalhos Futuros

Propõem-se para trabalhos futuros a simulação do circuito apresentado, porém considerando outros parâmetros que envolvam a qualidade de energia elétrica, como o carregamento do transformador, fluxo de carga, fator de potência, entre outros. Pois um circuito deve garantir uma boa operação aos consumidores. Além disso, considerar o crescimento de consumo.

Outro fator relevante a ser estudado é considerar a rede de média tensão, incluindo análise dos equipamentos de proteção do sistema.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Geração Distribuída**. ANEEL, 2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 01 de novembro de 2019.

_____. **Informações compiladas e mapa**. ANEEL, 2019a. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTl1MjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 04 de novembro de 2019.

_____. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. ANEEL, 2019b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>>. Acesso em: 05 de outubro de 2019.

_____. **Micro e minigeração distribuídas**. Cadernos Temáticos ANEEL, p. 34, 2016.

_____. **Nota técnica 56/2017**. ANEEL, 2017b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. ANEEL, 2016a.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição**. ANEEL, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-3>>.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. ANEEL, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Modulo8_-Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19%0A>

_____. **RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/2012 - Condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. ANEEL, 2012.

_____. **RESOLUÇÃO NORMATIVA 687/2015 - Alteração da Resolução Normativa 482/2012**. ANEEL, 2015.

AGÜERO, J. R.; STEFFEL, S. J. Integration Challenges of Photovoltaic Distributed Generation on Power Distribution Systems. **IEEE**, p. 1–6, 2011.

ANDRÉ MÉFFE, UANA SARAIVA BRAGA, C. C. B. DE O.; PENIN, C. A. DE S. PERTEC - Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição com Inclusão das Perdas não Técnicas a partir de Medições nas Subestações. **Revista CIER**, v. 51, p. 37–42, 2005.

BARIN, A. et al. Analysis of the Impacts of Distributed Generation Sources considering the Appropriate Choice of Parameters in a Multi-objective Approach for Distribution System

Planning. **IEEE**, p. 1–6, 2008.

BERNARDON, D. P. et al. **Sistemas de Distribuição no Contexto das Redes Elétricas Inteligentes**. Santa Maria: Editora Pallotti, 2016.

BRIGNOL, W. DA S. **Contribuições à Identificação de Regimes Operacionais de Centrais Geradoras a Biogás de Aterros Sanitários Conectadas à Rede**. Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013.

CONDUSPAR. **Catálogo de Produtos LINHA BIDIM PP Geotêxtil não Tecido PP**, 2016. Disponível em: <<http://www.bidim.com.br/produto/linha-bidim-pp/>>

DARUI, C. B. F. **Impactos da integração de sistemas fotovoltaicos na rede de baixa tensão sob a ótica da qualidade de energia**. Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões, Santo Ângelo, 2017.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)** Electric Power Research Institute, 2019.

FILHO, A. D. L. F. **Análise do Comportamento do Fator de Desequilíbrio frente a Variação da Amplitude e do Ângulo da Tensão**. Universidade de Brasília, Brasília, 2008.

FREITAS, W. et al. Análise comparativa entre geradores síncronos e geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo para aplicação em geração distribuída. **Revista Controle & Automação**, v. 16, n. 3, p. 332–344, 2005.

GONÇALVES, M. P. **Análise dos Instrumentos de Compensação e Incentivo Energético Net Metering e Fedd-In Tariff no Brasil**. Universidade de Brasília, Brasília, 2018.

GRADELLA, V. M. **Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**. Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2010.

HIDAYATULLAH, N. A.; STOJCEVSKI, B.; KALAM, A. Analysis of Distributed Generation Systems, Smart Grid Technologies and Future Motivators Influencing Change in the Electricity Sector. **Smart Grid and Renewable Energy**, v. 02, n. 03, p. 216–229, 2011.

KATIRAEI, F.; AGÜERO, J. R. Solar PV integration challenges. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 9, n. 3, p. 62–71, 2011.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. 1 Ed., New ed. New York: 1994.

LIMA, D. R. M. DE. **Desenvolvimento de Modelos de Redes de Baixa Tensão para Estudos de Fluxo de Potência**. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

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

MACHADO, M. DO A. **A Utilização do Sistema de Microgeração de Energia no Brasil: Uma Análise da Geração Distribuída e do Sistema Net Metering** Universidade Federal do

Rio Grande. Universidade Federal do Rio Grande, Rio Grande, 2017.

MALVIN H. KALOS, P. A. W. **Monte Carlo Methods.** USA: Wiley-VCH, 2008. v. 53

MARTINHO, E. **Distúrbios da energia elétrica.** 3. ed. São Paulo: Érica, 2013

MELLO, A. P. C. DE. **Reconfiguração de redes de distribuição considerando multivariáveis e geração distribuída.** Universidade Federal de Santa Maria Centro de Tecnologia Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Santa Maria , 2014.

MICHAEL SCHMELA, AURÉLIE BEAUVAIS, NAOMI CHEVILLARD, MARIANO GUILLÉN PAREDES, MÁTÉ HEISZ, RAFFAELE ROSSI, M. S. Mobilising Investments in Emerging Markets. **Global Market Outlook**, p. 92, 2019.

Ministério de Minas e Energia - MME. **Programa de Geração Distribuída.** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030>. Acesso em 13 de outubro de 2018.

NETO, A. F. D. C. P. **Avaliação dos impactos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão.** Universidade de São Paulo Programa de Pós-Graduação em Energia (EP/FEA/IEE/IF), São Paulo, 2016.

NETO, N. K. **Metodologias para modelagem de cargas de consumidores de baixa tensão considerando a integração de resposta da demanda, geração distribuída e veículos elétricos.** Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017.

OSTERWALD, C. R. Translation of device performance measurements to reference conditions. **Solar Cells**, v. 18, n. 3–4, p. 269–279, set. 1986

PADILHA, L. N. **Análise Comparativa de Estratégias para Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos.** Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

PALUDO, J. A. **Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente.** Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

PAULILLO, G.; TEIXEIRA, M. Flutuações de tensão. **O Setor Elétrico**, v. 90, p. 1–8, 2013.

PAULILO, G. Conceitos gerais sobre qualidade da energia. **O Setor Elétrico**, Edição 84, p. 7, jan. 2013.

PEREIRA, C. O. **Análise de Metodologias de Controle de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Elevada Penetração de Micro e Minigeração.** Universidade Estadual de Campinas, Campinas , 2017.

PINTO, A.; ZILLES, R.; BET, I. Excedente de Reativos em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. **IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES**, v. IV, p. 1–7, 2012.

PRADO, C. C. DO. **Metodologia para Análise da Influência de Pequenas Centrais de Geração Síncrona na Margem de Estabilidade de Tensão**. Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2017.

RAUSCHMAYER, H.; GALDINO, M. A. Os Impactos da Regulamentação ANEEL/482 e da Legislação Tributária no Retorno Financeiro de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. **V Congresso Brasileiro de Energia Solar – Recife, 31 a 03 de abril de 2014**, v. V, p. 10, 2014.

ROCHA, J. E. **Qualidade da energia elétrica**. 1. ed. Curitiba: 2016.

SANTOS, L. L. C. DOS. **Metodologia para Análise da Tarifa Branca e da Geração Distribuída de Pequeno Porte nos Consumidores Residenciais de Baixa Tensão**. Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

SERRÃO, F. C. DA C. **Modelo de Previsão de Carga de Curto Prazo Utilizando Redes Neurais e Lógica Fuzzy** Flávia Cristina da Costa Serrão **Modelo de Previsão de Carga de Curto Prazo Utilizando Redes Neurais e Lógica Fuzzy**. Rio de Janeiro: PUC-Rio, 2003.

SILVA, M. M. et al. **Estudo do impacto da geração solar fotovoltaica na qualidade de energia**. Congresso Brasileiro de Qualidade de Energia (CBQEE), v. 1, p. 1–6, 2016.

THONG, V. V., DRIESEN, J., BELMANS, R. **Power quality and voltage stability of distribution system with distributed energy resources**. *International Journal of Distributed Energy Resources*, ISSN 1614-7138, Volume 1 Number 3. Editora: Technology & Science Publishers, Kassel, Alemanha, 2005.

TREVISAN, A. S. **Efeitos da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão**. Universidade do Paraná, Curitiba, 2011.

VILLALVA, M. G. **Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica**. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UNICAMP. Campinas, p. 268. 2010.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações**, 2nd edição. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015.

W. Freitas, J. C. M. Vieira, A. Morelato, L. C. P. Silva e V. Costa, **Análise Comparativa entre Geradores Síncronos e Geradores de Indução com Rotor tipo Gaiola de Esquilo para Aplicação em Geração Distribuída**, *Revista Controle e Automação*, vol. 16, no. 3, 2005, pp. 332 – 344.

WOYTE, A. et al. Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 21, n. 1, p. 202–209, 2006.

APÊNDICE A

Este apêndice apresenta os detalhes das informações dos condutores de cada linha/barra do circuito utilizado.

Linha/Barra	Configuração do Cabo	Capacidade de condução de corrente (A)	Comprimento (m)
1_2	3P70(A70)	227	20
1_3	3P70(A70)	227	20
2_4	3P70(A70)	227	20
4_8	3P70(A70)	227	35
8_11	3P70(A70)	227	20
8_12	3P70(A70)	227	30
12_16	3P70(A70)	227	30
8_13	3P70(A70)	227	20
13_17	3P70(A70)	227	20
17_24	3P70(A70)	227	25
24_27	3P70(A70)	227	20
3_6	3P70(A70)	227	20
3_7	3P70(A70)	227	30
7_10	3P70(A70)	227	30
10_15	3P70(A70)	227	40
15_21	3P70(A70)	227	40
15_22	3P70(A70)	227	40
15_23	3P70(A70)	227	40
3_5	3P70(A70)	227	20
5_9	3P70(A70)	227	20
9_14	3P70(A70)	227	20
14_18	3P70(A70)	227	20
14_20	3P70(A70)	227	20
20_26	3P70(A70)	227	15
26_28	3P70(A70)	227	15
28_29	3P70(A70)	227	20
14_19	3P70(A70)	227	35
19_25	3P70(A70)	227	35

APÊNDICE B

Este apêndice detalha as características de cada consumidor informando a sua classificação, consumo médio, faixa de consumo e as fases em que esta conectado na rede.

Dados dos consumidores				
Consumidor	Classificação	Consumo médio (kWh/mês)	Faixa de consumo	Fases
1	Residencial	235	3	AN
2	Residencial	275	3	ABCN
3	Residencial	91	1	ABCN
4	Residencial	187	2	AN
5	Residencial	254	3	BN
6	Residencial	628	4	ABCN
7	Residencial	465	3	ABCN
8	Residencial	295	3	AN
9	Residencial	153	2	BCN
10	Residencial	224	3	AN
11	Residencial	326	3	AN
12	Residencial	853	4	ABCN
13	Residencial	150	2	ABCN
14	Residencial	187	2	AN
15	Residencial	254	3	BN
16	Residencial	628	4	AN
17	Residencial	465	4	BN
18	Residencial	295	3	CN
19	Residencial	153	2	AN
20	Residencial	224	2	BN
21	Residencial	190	2	AN
22	Residencial	124	2	AN
23	Residencial	346	3	AN
24	Residencial	259	3	CN
25	Residencial	85	1	AN
26	Residencial	273	3	ABN
27	Residencial	220	2	BN
28	Residencial	140	2	ABCN
29	Residencial	208	2	ABCN
30	Residencial	175	2	BN

31	Residencial	46	1	BN
32	Residencial	99	1	BN
33	Residencial	173	2	AN
34	Residencial	594	4	AB
35	Residencial	158	2	ABC
36	Residencial	408	3	ABC
37	Residencial	330	3	CN
38	Residencial	817	4	ABN
39	Residencial	207	2	BN
40	Residencial	159	2	CN
41	Residencial	191	2	AN
42	Residencial	79	1	BN
43	Residencial	109	2	BN
44	Residencial	262	3	ACN
45	Residencial	124	2	BN
46	Residencial	138	2	AN

APÊNDICE C

Para facilitar o entendimento do código de programação utilizado por Lima (2015), a seguir, é apresentado o script utilizado para representar o circuito no OpenDSS.

As informações dos condutores utilizados foram extraídas de um circuito de BT de uma distribuidora do Sul do Brasil propostos pelo presente trabalho.

! Definição do catálogo dos trechos!

```
New linecode.line3P70(A70) nphases=3,r1=0.5670 x1=0.0929 r0=1.6264 x0=0.9713
normamps=227
```

! ----- Define Lines ----- !

```
new line.linha1-2 bus1=barra1 bus2=barra2 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.1-3 bus1=barra1 bus2=barra3 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.2-4 bus1=barra2 bus2=barra4 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.4-8 bus1=barra4 bus2=barra8 linecode=line3P70(A70) length=0.035 unit=km
new line.8-11 bus1=barra8 bus2=barra11 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.8-12 bus1=barra8 bus2=barra12 linecode=line3P70(A70) length=0.030 unit=km
new line.12-16 bus1=barra12 bus2=barra16 linecode=line3P70(A70) length=0.030 unit=km
new line.8-13 bus1=barra8 bus2=barra13 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.13-17 bus1=barra13 bus2=barra17 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.17-24 bus1=barra17 bus2=barra24 linecode=line3P70(A70) length=0.025 unit=km
new line.24-27 bus1=barra24 bus2=barra27 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.3-6 bus1=barra3 bus2=barra6 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.3-7 bus1=barra3 bus2=barra7 linecode=line3P70(A70) length=0.030 unit=km
new line.7-10 bus1=barra7 bus2=barra10 linecode=line3P70(A70) length=0.030 unit=km
new line.10-15 bus1=barra10 bus2=barra15 linecode=line3P70(A70) length=0.040 unit=km
new line.15-21 bus1=barra15 bus2=barra21 linecode=line3P70(A70) length=0.040 unit=km
new line.15-22 bus1=barra15 bus2=barra22 linecode=line3P70(A70) length=0.040 unit=km
new line.15-23 bus1=barra15 bus2=barra23 linecode=line3P70(A70) length=0.040 unit=km
new line.3-5 bus1=barra3 bus2=barra5 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.5-9 bus1=barra5 bus2=barra9 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.9-14 bus1=barra9 bus2=barra14 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
new line.14-18 bus1=barra14 bus2=barra18 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km
```

new line.14-20 bus1=barra14 bus2=barra20 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km

new line.20-26 bus1=barra20 bus2=barra26 linecode=line3P70(A70) length=0.015 unit=km

new line.26-28 bus1=barra26 bus2=barra28 linecode=line3P70(A70) length=0.015 unit=km

new line.28-29 bus1=barra28 bus2=barra29 linecode=line3P70(A70) length=0.020 unit=km

new line.14-19 bus1=barra14 bus2=barra19 linecode=line3P70(A70) length=0.035 unit=km

new line.19-25 bus1=barra19 bus2=barra25 linecode=line3P70(A70) length=0.035 unit=km