

Arthur Christoff Koucher

Análise da Qualidade de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição Ativos

Porto Alegre

2021

Arthur Christoff Koucher

Análise da Qualidade de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição Ativos

Projeto de diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para graduação em Engenharia Elétrica

Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS

Departamento de Engenharia Elétrica

Graduação

Orientador: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2021

Arthur Christoff Koucher

Análise da Qualidade de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição Ativos

Projeto de diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para graduação em Engenharia Elétrica

Trabalho aprovado. Porto Alegre, 24 de maio de 2021.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Doutor pela Chalmers University of
Technology - Gothemburgo, Suécia

Prof. Maicon Jaderson Silveira

Doutor pela Universidade Federal de Santa
Maria, UFSM, Brasil

Eng. Taís Tavares de Oliveira

Mestra pela Universidade Federal do Rio
Grande do Sul, UFRGS, Brasil

Porto Alegre

2021

A meu tio Valfrides e meu amigo Alexandre Vieira que partiram antes que eu pudesse dizer adeus.

Agradecimentos

O mundo no qual vivi durante o processo de elaboração desse projeto foi inesperadamente áspero. Esse trabalho foi escrito durante uma pandemia sobre a qual pouco controle se teve. Muito além das que habitam a vida acadêmica, diversas dificuldades estenderam-se perante mim, mas foram superadas.

Isto posto, em primeiro lugar, agradeço aos meus pais. Minha ousadia, coragem, delicadeza, resiliência e sensibilidade foram regadas por eles. A beleza das cores da vida que eles me propiciaram não cabem em meras palavras. A meu pai pelos poemas lidos, lágrimas derramadas, à minha mãe pela companhia nas noites em claro.

Agradeço à minha psicanalista Cristiane que tem acompanhado minha complexidade e me auxiliado na jornada psicanalítica. As conquistas que colho são fruto também do nosso trabalho.

Agradeço ao meu orientador Roberto, que acompanhou o desenvolvimento desse trabalho com paciência e atenção.

Ao meu primo André pelo reconhecimento e compreensão.

Ao meu irmão pelos estímulos e ensinamentos, à minha irmã pelo apoio de sempre apesar da distância.

Aos meus primos, primas, tios e tias espalhados pelo Brasil e pelo mundo.

À minha querida ex-professora e amiga Ana Cristina pela crença no amor e no tamanho do meu coração.

À meu querido ex-professor e amigo Altair Martins por enxergar sentido nos meus poemas.

Aos meus preciosos e inestimáveis amigos e amigas: Gabriel Severo, Guilherme Rossi, Julia Achutti, Karina Kerne, Luis Eduardo Estradioto, Gabriel Marins, Victor Muguerza, Miguel Lisboa, Erick Endres, Vitor Fonseca, Eduardo Guterres, João Billiu. A vida não faz sentido sem o carinho de todos vocês.

“O inferno dos vivos não é algo que será; se existe, é aquele que já está aqui, o inferno no qual vivemos todos os dias, que formamos estando juntos. Existem duas maneiras de não sofrer. A primeira é fácil para a maioria das pessoas: aceitar o inferno e tornar-se parte deste até o ponto de deixar de percebê-lo. A segunda é arriscada e exige atenção e aprendizagem contínuas: tentar saber e reconhecer quem e o que, no meio do inferno, não é inferno, e preservá-lo, e abrir espaço. (As Cidades Invisíveis)

Resumo

Nesse projeto de diplomação, estudou-se o a qualidade de energia elétrica em uma rede de distribuição de baixa tensão ao longo de 24 horas. Realizou-se esse estudo para avaliar o impacto das variações de carga e geração diária de painéis FV em um sistema de distribuição de pequenas dimensões. Esse estudo foi feito através da análise dos indicadores de tensão de regime permanente ao longo do dia e dos índices de distorção harmônica em um determinado horário. Os indicadores foram avaliados conforme as especificações e normas dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), documento elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O sistema de distribuição utilizado neste trabalho baseou-se na rede de distribuição de média tensão *IEEE 13 Node Test Feeder*. Adaptou-se tal rede com a adição de transformadores rebaixadores em determinados nós da rede para que todas as cargas fossem atendidas em baixa tensão. Estruturou-se três estudos de caso nos quais foram impostas diferentes condições à rede. Verificou-se que, quando o sistema opera sem geração distribuída, a tensão no secundário dos transformadores mantém-se dentro dos limites, assim como os índices de distorção harmônica. Verificou-se também que quando o sistema opera com geração distribuída apesar do bom comportamento da tensão de regime permanente, alguns pontos da rede, em determinado horário, apresentam níveis de distorção harmônica inadequados. Uma outra constatação foi que, caso uma carga seja desconectada do ponto onde operam painéis FV, a sobretensão gerada faz com que a tensão de regime permanente opere na faixa crítica segundo os limites do PRODIST.

Palavras-chaves: Sistema de Distribuição. Qualidade de Energia. Distorção Harmônica. Tensão de Regime Permanente. Baixa Tensão.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Diagrama monofásico de um sistema potência e seu respectivo diagrama fasorial.	19
Figura 2 – Representação das séries de Fourier de uma onda de tensão distorcida.	22
Figura 3 – Representação da inserção de harmônicas no modelo típico de simulação.	22
Figura 4 – Estrutura física de uma célula fotovoltaica (seção transversal).	25
Figura 5 – Dispositivos fotovoltaicos: célula elementar (esquerda) e painel formado por várias células (direita).	25
Figura 6 – Sistema FV conectado à rede com conversor de um estágio.	26
Figura 7 – Fluxograma ilustrativo da metodologia.	28
Figura 8 – Modelo equivalente da rede primária de distribuição.	29
Figura 9 – Modelo π equivalente para linha de distribuição.	30
Figura 10 – Modelo do circuito equivalente do transformador.	30
Figura 11 – Curvas de carga residencial típica para um dia útil.	32
Figura 12 – Curva de geração distribuída diária.	33
Figura 13 – Sistema <i>IEEE 13 Node</i> original.	35
Figura 14 – Circuito do modelo <i>IEEE 13 Node Test Feeder</i> adaptado para atender cargas em BT.	36
Figura 15 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição <i>IEEE 13 Node Test Feeder</i> adaptado para BT.	39
Figura 16 – Tensão ao longo de 24 horas nó 634 para o caso base.	40
Figura 17 – Tensão ao longo de 24 horas nó 612 para o caso base.	41
Figura 18 – Tensão ao longo de 24 horas nó 672 para o caso base.	41
Figura 19 – Tensão ao longo de 24 horas nó 676 para o caso base.	42
Figura 20 – Distorções Individuais de Tensão no nó 634.	43
Figura 21 – Distorções Individuais de Tensão no nó 612.	43
Figura 22 – Distorções Individuais de Tensão no nó 672.	44
Figura 23 – Distorções Individuais de Tensão no nó 676.	44
Figura 24 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição <i>IEEE 13 Node Test Feeder</i> adaptado para BT com a inserção de GD nos nós 612 e 676.	46
Figura 25 – Tensão ao longo de 24 horas nó 634 para o cenário 2.	47
Figura 26 – Tensão ao longo de 24 horas nó 612 para o cenário 2.	48
Figura 27 – Tensão ao longo de 24 horas nó 672 para o cenário 2.	48
Figura 28 – Tensão ao longo de 24 horas nó 676 para o cenário 2.	49
Figura 29 – Distorções Individuais de Tensão no nó 634.	50
Figura 30 – Distorções Individuais de Tensão no nó 612.	50
Figura 31 – Distorções Individuais de Tensão no nó 672.	51

Figura 32 – Distorções Individuais de Tensão no nó 676.	51
Figura 33 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição <i>IEEE 13 Node Test Feeder</i> adaptado para BT com a inserção de GD nos Nós 612 e 676 e a desconexão da carga em 612.	53
Figura 34 – Tensão ao longo de 24 horas nó 634 para o cenário 3.	54
Figura 35 – Tensão ao longo de 24 horas nó 612 para o cenário 3.	55
Figura 36 – Tensão ao longo de 24 horas nó 672 para o cenário 3.	55
Figura 37 – Tensão ao longo de 24 horas nó 676 para o cenário 3.	56

Lista de tabelas

Tabela 1 – Faixas aplicadas às tensões nominais inferiores a 1 kV.	21
Tabela 2 – Limites do PRODIST para distorções totais de tensão.	24
Tabela 3 – Espectro harmônico típico de cargas residenciais.	32
Tabela 4 – Espectros harmônicos típicos de geração através de sistemas FV.	34
Tabela 5 – Potência nominal (valores comerciais) dos transformadores rebaixadores adicionados conforme pontos de conexão.	37
Tabela 6 – Distorção Total de Tensão para Harmônicas de Ordem Ímpar (DTT_i) em todos os nós para o caso base.	45
Tabela 7 – Distorção Total de Tensão para Harmônicas de Ordem Ímpar (DTT_i) em todos os nós para o cenário 2.	52
Tabela 8 – Situação dos indicadores de DTT_i para o cenário 2.	52

Lista de abreviaturas e siglas

PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
TA	Tensão de Atendimento
TL	Tensão de Leitura
TN	Tensão Nominal
SED	Subestações de Distribuição
SDMT	Subestações de Distribuição de Média Tensão
SDBT	Subestações de Distribuição de Baixa Tensão
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
BT	Baixa Tensão
MT	Média Tensão
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída

Lista de símbolos

DRP	Duração Relativa de Transgressão para Tensão Precária
DRC	Duração Relativa de Transgressão para Tensão Crítica
nlp	Número de Leituras Precárias
nlc	Número de Leituras Críticas
DIT	Distorção Individual de Tensão
DTT	Distorção Total de Tensão
DTT	Distorção Total de Tensão
DTT_p	Distorção Harmônica Total de Tensão para as Componentes Pares não Múltiplas de 3
DTT_i	Distorção Harmônica Total de Tensão para as Componentes Ímpares não Múltiplas de 3
DTT_3	Distorção Harmônica Total de Tensão para as Componentes Múltiplas de 3
V_{Nom}	Tensão Nominal
R_1	Resistência do Enrolamento Primário do Transformador
X_1	Reatância de Dispersão do Enrolamento Primário do Transformador
R'_2	Resistência do Enrolamento Secundário do Transformador Referida ao Primário
X'_2	Reatância de Dispersão do Enrolamento Secundário do Transformador Referida ao Primário
X_μ	Reatância de Magnetização do Transformador
R_{Fe}	Resistência de Perdas no Núcleo
R_S	Resistência de Fase no Modelo π Equivalente
L_S	Indutância de Fase no Modelo π Equivalente
R_m	Resistência Mútua entre as Fases no Modelo π Equivalente

L_m	Indutância Mútua entre as Fases no Modelo π Equivalente
C_{shunt}	Capacitância Shunt no Modelo π Equivalente
h	Unidade de Tempo Hora

Sumário

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Motivação	15
1.2	Contextualização	16
1.3	Objetivos	16
1.4	Estrutura do Projeto	17
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	Tensão de Regime Permanente	18
2.1.1	Consequências	18
2.1.2	Regulação de Tensão	18
2.1.3	Normas e Limites	20
2.2	Distorção Harmônica	21
2.2.1	Fontes	21
2.2.2	Consequências	23
2.2.3	Normas e Limites	24
2.3	Sistemas Fotovoltaicos	24
3	METODOLOGIA E MODELAGEM	27
3.1	Metodologia Proposta	27
3.2	Programas Utilizados	28
3.3	Modelagem dos Elementos do Sistema	29
3.3.1	Subestação	29
3.3.2	Regulador de Tensão	29
3.3.3	Linhas de Distribuição	29
3.3.4	Transformadores	30
3.3.5	Cargas	31
3.3.6	Geração Distribuída	33
3.3.7	Bancos de Capacitores	34
4	ESTUDOS DE CASO E RESULTADOS	35
4.1	Sistema de Distribuição Utilizado	35
4.2	Elaboração dos Cenários	37
4.3	Caso Base: Simulação Diária sem Geração Distribuída	38
4.3.1	Curvas de Tensão ao Longo do Dia	39
4.3.2	Distorções Individuais de Tensão	42
4.3.3	Distorções Totais de Tensão	45

4.4	Cenário 2: Simulação Diária com Geração Distribuída	45
4.4.1	Curvas de Tensão ao Longo do Dia	46
4.4.2	Distorções Individuais de Tensão	49
4.4.3	Distorções Totais de Tensão	52
4.5	Cenário 3: Simulação Diária com Geração Distribuída e Desconexão de Carga	53
4.5.1	Curvas de Tensão ao Longo do Dia	54
5	CONCLUSÕES	57
	REFERÊNCIAS	59
	ANEXO A – ALIMENTADOR DE TESTES DE 13 BARRAS IEEE - IEEE 13 NODE TEST FEEDER	61

1 Introdução

1.1 Motivação

Com o crescimento da população mundial e a possibilidade de acesso à tecnologia, mais energia elétrica é demandada para atender as necessidades de um mundo complexo e digitalizado. Esse aumento de demanda traz a busca por um sistema elétrico cujo fornecimento de energia seja confiável, sem interrupções, atenda padrões mínimos de qualidade e esteja adequado às diretrizes ecológicas globais.

À medida que as pessoas ganham acesso à utilização de aparelhos eletrônicos de comunicação, eletrodomésticos, entre outros, o sistema de distribuição, no que tange aos consumidores residenciais urbanos, deve ser desenvolvido para sustentar o fornecimento adequadamente. Não há forma de prever exatamente quantos equipamentos operarão em determinada hora do dia e a conexão de um considerável número de cargas pequenas pode impactar na qualidade de energia elétrica em um determinado local.

Ainda nesse contexto, a presença de geração distribuída através da utilização de painéis fotovoltaicos tem sido cada vez mais evidente nas redes de distribuição atualmente. A quantidade de energia produzida e inserida na rede por esses equipamentos depende da irradiação solar cuja variação é um dos fatores que pode impactar consideravelmente nos parâmetros de qualidade de energia. Os painéis fotovoltaicos necessitam de inversores para injetar a energia produzida na rede. Esses inversores funcionam a partir de circuitos de eletrônica de potência responsáveis por injetar correntes harmônicas na rede de distribuição interferindo na qualidade de energia elétrica.

Nesse contexto, é importante destacar alguns dos parâmetros de qualidade de energia elétrica que podem sofrer alterações durante os diferentes períodos do dia, são eles: a tensão de regime permanente e a distorção harmônica.

A tensão de regime permanente pode variar com desconexão de grandes cargas e bancos de capacitores, bem como a injeção de potência devido à presença de geração distribuída gerando sobretensões que por sua vez podem levar transformadores a operar próximos a seus pontos de saturação. Essas mesmas variações também ameaçam a vida útil de equipamentos residenciais como lâmpadas.

A distorção harmônica é caracterizada pela presença de ondas de frequências múltiplas da frequência fundamental tanto na onda de tensão quanto na onda de corrente e contribui para aumento das perdas em equipamentos como transformadores e motores. A distorção harmônica também afeta o sistema elétrico através da sua interação com a impedância dos circuitos e condutores gerando o efeito pelicular.

As variações da tensão de regime permanente assim como a presença de distorção harmônica podem limitar o desempenho do sistema de distribuição. Propôs-se, nesse trabalho, um estudo da evolução desses parâmetros ao longo do dia através da simulação de uma rede de distribuição em diferentes cenários considerando as variações de carga e geração num período de 24h.

1.2 Contextualização

O projeto de diplomação é um trabalho que busca sintetizar os conhecimentos colhidos ao longo do curso de Engenharia Elétrica. Para atingir esse objetivo, o estudante deve dar ênfase a uma área de seu interesse e desenvolver um estudo de profundidade considerável. Através da análise de simulações do sistema elétrico com variações de carga de unidades consumidoras, o trabalho elaborado tem ênfase na qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição com geração distribuída, portanto, suscita estudos referentes a conteúdos de diferentes disciplinas. Os métodos numéricos utilizados para a simulação são abordados na disciplina obrigatória “Análise de Sistemas de Potência”, as noções de sistemas elétricos de potência, no que se refere as grandezas elétricas e suas interpretações, foram estudadas nas disciplinas eletivas “Qualidade de Energia Elétrica” e “Transmissão em Energia Elétrica”.

1.3 Objetivos

O objetivo principal do trabalho é o estudo do comportamento dos parâmetros de qualidade de energia elétrica de um sistema de distribuição para compreender a forma como podem impactar nas condições de operação e no fornecimento de energia elétrica às unidades consumidoras.

Neste sentido, tornam-se objetivos específicos:

- Modelagem de uma rede de distribuição considerando aspectos que aproximem os cenários estudados da realidade;
- Simulação computacional considerando a curva de carga e de geração diária;
- Quantificação da tensão de regime permanente para o ciclo de 24h de simulação;
- Quantificação da distorção harmônica injetada pela presença de geração distribuída na rede;
- Verificação de limites normativos e condições de operação da rede.

O trabalho se restringe a análise dos parâmetros elétricos de tensão e corrente obtidos mediante simulação de um sistema de distribuição. Serão analisados os seguintes distúrbios da qualidade da energia elétrica: tensão de regime permanente e distorção harmônica. Será utilizado o PRODIST como referência para cálculo dos indicadores e para comparação de limites. As simulações serão feitas no domínio da frequência.

1.4 Estrutura do Projeto

A monografia está dividida em cinco capítulos iniciando com esse primeiro capítulo introdutório.

O segundo capítulo trata-se de uma revisão bibliográfica acerca dos aspectos de qualidade de energia que foram abordados nesse trabalho, do funcionamento de sistemas fotovoltaicos de maneira geral e dos detalhes técnicos e normativos do PRODIST.

No terceiro capítulo é apresentada a metodologia utilizada no projeto e a modelagem para a rede de distribuição e seus elementos. Também, no terceiro capítulo, estão descritos os softwares que foram utilizados para realizar as simulações e análise de resultados.

O quarto capítulo apresenta a elaboração e descrição de cada cenário do estudo de casos e a discussão dos resultados para cada um deles.

O quinto capítulo é destinado às conclusões do trabalho.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Tensão de Regime Permanente

O distúrbio conhecido como variação de tensão de longa duração é a variação do valor eficaz da tensão classificada em sobretensão ou subtensão em função das alterações de carga no sistema. Outra forma de descrever o fenômeno seria dizer que o sistema é ou muito fraco para a carga - levando o circuito a condição de subtensão - ou muito forte para a carga - levando o circuito a condição de sobretensão (DUGAN et al., 2004).

2.1.1 Consequências

Quando dispositivos reguladores como capacitores são parametrizados para atender carga máxima, pode ocorrer sobretensão em certos pontos da rede de distribuição em situações nas quais o sistema opera em carga leve. As sobretensões podem levar os transformadores de distribuição a operar próximos ao ponto de saturação, cenário no qual elevam-se as perdas, aparecem altos ruídos no transformador e, em alguns casos, o equipamento pode sobreaquecer (DUGAN et al., 2004).

A operação dos transformadores próxima ao ponto de saturação é responsável também pela inserção de correntes harmônicas na rede, uma vez que a performance do transformador está diretamente relacionada as limitações do fluxo magnético do núcleo (DAUT et al., 2010). É importante compreender que os materiais ferromagnéticos não suportam densidades de fluxo magnético infinitas e tendem a saturar em um determinado nível (conforme o material e as dimensões do núcleo) de forma que, a partir desse ponto, os aumentos de tensão nas bobinas, e, portanto, de força de campo magnético, não resultam em aumentos proporcionais de fluxo de campo magnético.

2.1.2 Regulação de Tensão

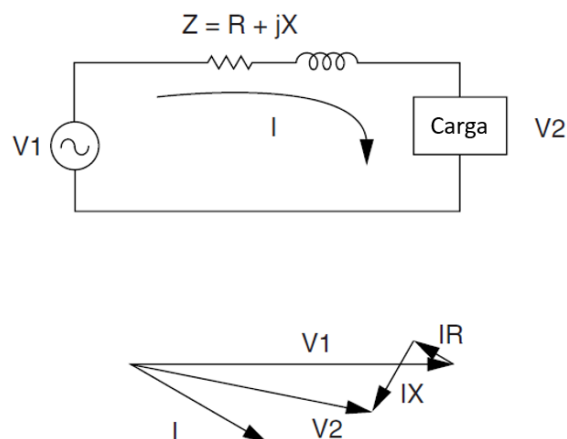
A regulação de tensão é uma importante função de um alimentador de distribuição. A medida que as cargas conectadas ao alimentador variam, deverão haver formas de regular a tensão de forma que o nível de tensão de cada consumidor mantenha-se dentro de um nível aceitável (KERSTING, 2007) .

O processo de regulação de tensão é feito através de medidas que envolvem a compensação de impedância Z ou a compensação da queda de tensão $IR + jIX$ que surge em função da alteração de impedância, conforme a Figura 1. Algumas opções para melhorar o desempenho da regulação de tensão de sistemas de potência descritas em

(KERSTING, 2007), em ordem de prioridade, são:

1. Adicionar capacitores para reduzir a corrente e deslocar seu ângulo para que esteja mais em fase com o ângulo da tensão;
2. Adicionar reguladores de tensão para elevar a tensão aparente V_1 ;
3. Recondutorizar as linhas de distribuição aumentando suas dimensões para reduzir a impedância Z ;
4. Redimensionar subestações e/ou transformadores aumentando suas dimensões para reduzir a impedância Z ;
5. Adicionar compensadores dinâmicos de potência reativa com o mesmo propósito da adição de capacitores para cargas que variam rapidamente;
6. Adicionar capacitores em série para cancelar a queda de tensão IX na impedância indutiva.

Figura 1 – Diagrama monofásico de um sistema potência e seu respectivo diagrama fasorial.



Fonte: Adaptado de (DUGAN et al., 2004)

Há uma porção de dispositivos de regulação de tensão nos sistemas de distribuição de energia. Pode-se dividir esses dispositivos em três grupos (DUGAN et al., 2004):

1. Transformadores com comutador de taps sob carga;
2. Dispositivos de isolação com regulação de tensão;
3. Dispositivos de compensação de impedância, como capacitores.

Há transformadores com comutador de taps mecânicos e eletrônicos. Geralmente, transformadores com comutador de taps tem a estrutura de um autotransformador, embora transformadores de dois e três enrolamentos também podem estar equipados com comutador. Os dispositivos mecânicos são utilizados em cargas de variação lenta, enquanto os dispositivos eletrônicos podem responder rapidamente às variações de tensão.

Dispositivos de isolamento incluem sistemas UPS (*Uninterruptible Power Supply*), transformadores ferromagnéticos e grupos motor-gerador. Esses são dispositivos que essencialmente isolam a tensão da carga da tensão do sistema de distribuição realizando alguma forma de conversão de energia. Nesse sentido, o lado da carga pode ser regulado separadamente de forma a manter a tensão constante independentemente do que esteja acontecendo no lado da tensão da fonte. As desvantagens da utilização desses dispositivos são os altos custos, a geração de perdas e possível geração de distorção harmônica no sistema de distribuição.

Capacitores paralelos ajudam a manter o nível de tensão reduzindo a corrente nas linhas de distribuição. Ainda, compensando os circuitos indutivos, pode haver aumento no nível de tensão. Para manter um nível de tensão constante, os capacitores podem ser manobrados conforme as alterações de carga, as vezes em pequenos incrementos para acompanhar a carga com mais precisão. Quando o objetivo é simplesmente a manutenção da tensão em um valor mais elevado para evitar subtensão, os capacitores são frequentemente fixos.

Capacitores em série são relativamente raros em sistemas de distribuição, mas úteis em situações onde há cargas de impulso como trituradores. Muitos potenciais usuários evitam a utilização dos capacitores em série devido aos cuidados necessários na instalação. Porém, os capacitores em série são efetivos em condições de grandes cargas com de rápida alteração, situação que leva à flutuação de tensão (MORGAN; IHARA, 1991), .

2.1.3 Normas e Limites

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) é responsável, em conjunto com os agentes de distribuição, pela elaboração dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional. O PRODIST trata-se de um documento de diversos módulos elaborado para normatizar e padronizar as atividades relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Constam, no módulo 8 do PRODIST, os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente conforme a Tabela 1 (ANEEL, 2018).

Tabela 1 – Faixas aplicadas às tensões nominais inferiores a 1 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (TN)
Adequada	$0,92TN \leq TL \leq 1,05TN$
Precária	$0,87TN \leq TL < 0,92TN$ ou $1,05TN < TL \leq 1,06TN$
Crítica	$TL < 0,87TN$ ou $TL > 1,06TN$

Fonte: (ANEEL, 2018)

Mesmo que também estejam previstos no módulo 8 do PRODIST os critérios de medição, de registros e prazos para compensação dos consumidores, estes não serão utilizados para caracterizar as medições de tensão realizadas nesse trabalho.

A tensão em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição, devendo a distribuidora dotar-se de recursos e técnicas modernas para tal acompanhamento, atuando de forma preventiva para que a tensão em regime permanente se mantenha dentro dos padrões adequados.

O conjunto de leituras para gerar os indicadores individuais deve compreender o registro de 1008 (mil e oito) leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada após uma semana.

Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, devem ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o para tensão crítica (DRC) de acordo com as Equações 2.1 e 2.2.

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100\% \quad (2.1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100\% \quad (2.2)$$

Sendo nlp e nlc: número de leituras precárias e número de leituras críticas, respectivamente.

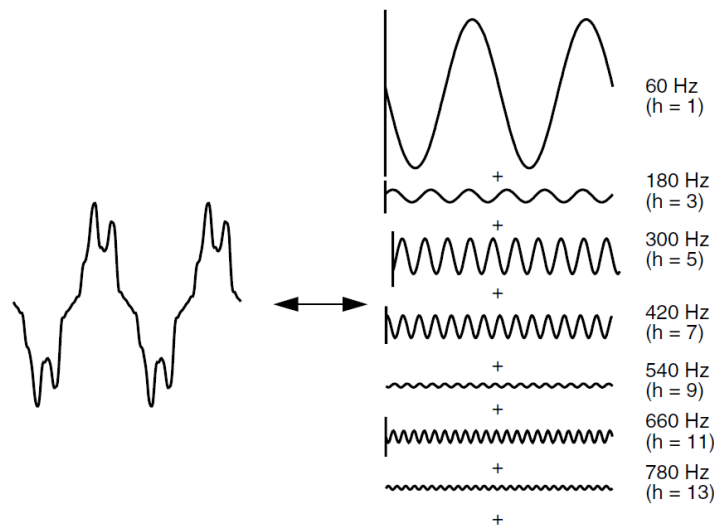
2.2 Distorção Harmônica

2.2.1 Fontes

As harmônicas são tensões e correntes senoidais de frequência múltipla inteira da frequência fundamental, superpostas ao sinal de frequência fundamental. As harmônicas são geradas pela operação de cargas não lineares e são caracterizadas por um espectro de frequência (DUGAN et al., 2004), .

As harmônicas podem ser analisadas e quantificadas através da decomposição dos sinais periódicos de tensão de acordo com o Teorema de Fourier, de forma que o sistema estudado apresenta uma resposta para cada frequência presente na tensão. A decomposição é ilustrada pela Figura 2.

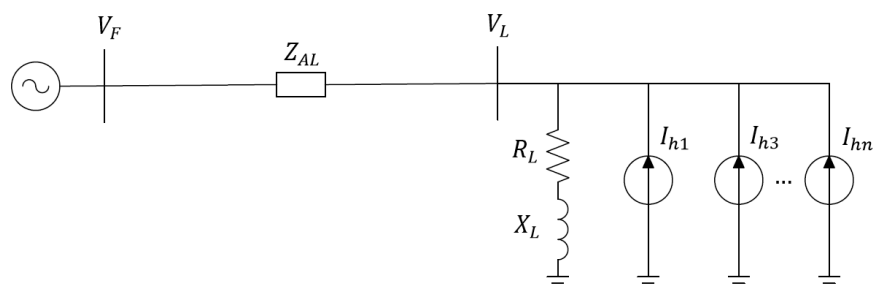
Figura 2 – Representação das séries de Fourier de uma onda de tensão distorcida.



Fonte: (DUGAN et al., 2004)

Uma vez que a fonte das correntes harmônicas é a não linearidade das cargas conectadas no sistema, para modelagem e simulação, a parte não linear das cargas pode ser representada por fontes de corrente em paralelo. Cada fonte injeta no sistema uma corrente caracterizada pela magnitude, ângulo e frequência múltipla inteira da frequência fundamental como pode ser observado na Figura 3.

Figura 3 – Representação da inserção de harmônicas no modelo típico de simulação.



Fonte: AUTOR

2.2.2 Consequências

Antes que se possa analisar, de fato, as consequências da distorção harmônica, uma distinção deve ser feita entre as consequências da distorção harmônica de tensão e as consequências da distorção harmônica de corrente. Nesse sentido, qualidade de tensão é como a rede elétrica afeta os consumidores ou a carga, qualidade de corrente é como o consumidor ou carga afeta a rede elétrica (BOLLEN; GU, 2006). Entre os problemas causados pela distorção harmônica nos equipamentos de um sistema elétrico estão (BOLLEN; GU, 2006):

1. A distorção da tensão e corrente de transformadores pode levar ao aumento de ruído audível, mas o principal efeito é o sobreaquecimento. Tanto a distorção de corrente como a distorção de tensão geram perdas adicionais, mas o efeito é mais saliente para a corrente, pois a distorção de corrente é tipicamente mais elevada que a distorção de tensão.
2. Efeitos de sobreaquecimento similares aos que ocorrem com os transformadores manifestam-se nos cabos das linhas de distribuição. O efeito nos cabos e linhas, no entanto, não é tão evidente devido a ausência das perdas no núcleo como é o caso dos transformadores
3. O condutor neutro em um sistema trifásico, normalmente, não conduz nenhuma quantia significativa de corrente. Porém, até mesmo quando o sistema opera sob carga equilibrada as harmônicas de ordem múltipla de 3 de cada fase somam-se no condutor neutro. Quando a carga contém grandes quantidades de computadores ou lâmpadas fluorescentes, a corrente de neutro pode exceder a de fase resultando no sobreaquecimento do condutor neutro sem o *trip* da proteção de sobrecarga de fase. O sobreaquecimento do condutor neutro é a mais perigosa das consequências da distorção harmônica.
4. Os capacitores são uma das principais vítimas da distorção harmônica. Harmônicas de alta frequência podem levar ao sobreaquecimento e danificação de bancos de capacitores em função da relação linear entre corrente e frequência (o mesmo para tensão).
5. A impedância das máquinas elétricas rotatórias é principalmente indutiva, de forma que a corrente que flui pela máquina reduz com a frequência no caso de distorção harmônica constante. No entanto, para as harmônicas de baixa ordem, a impedância das máquinas mantém-se baixa: a reatância subtransitória multiplicada pela ordem da harmônica. A distorção harmônica de tensão nessas máquinas elétricas tem o mesmo efeito do desequilíbrio de tensão: aumento de perdas e, pior de tudo, origem de pontos de sobreaquecimento que podem levar à danificação.

2.2.3 Normas e Limites

No módulo 8 do PRODIST, estão presentes os limites de distorção harmônica na rede elétrica. Para quantificar a distorção harmônica utiliza-se os seguintes indicadores.

- Distorção Individual de Tensão (DIT): percentual da harmônica de ordem “ i ” no sinal de tensão. O indicador é calculado através da Equação 2.3 na qual V_i representa a magnitude da componente de tensão de ordem “ i ” e V_1 a magnitude da componente fundamental.

$$DIT = \frac{V_i}{V_1} \cdot 100\% \quad (2.3)$$

- Distorção Total de Tensão (DTT): percentual que representa toda a distorção harmônica que compõe o sinal elétrico de tensão. O indicador é calculado através da Equação 2.4

$$DTT = \sqrt{\sum_{i=2}^n DIT_i^2} \quad (2.4)$$

- Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3 (DTT_p);
- Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 (DTT_i);
- Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3 (DTT_3);

Os limites impostos pelo PRODIST são calculados pela fração de 95% das medidas semanais. Esses valores estão dispostos na Tabela 2.

Tabela 2 – Limites do PRODIST para distorções totais de tensão.

Indicador	$V_{Nom} \leq 1,0kV$	$1,0kV < V_{Nom} < 69kV$	$69kV \leq V_{Nom} < 230kV$
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
DTT _p 95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTT _i 95%	7,5%	6,0%	4,0%
DTT ₃ 95%	6,5%	5,0%	3,0%

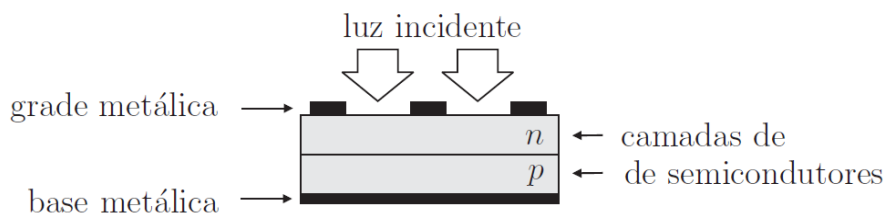
Fonte: (ANEEL, 2018)

2.3 Sistemas Fotovoltaicos

O dispositivo fotovoltaico elementar é a célula fotovoltaica. Pode-se entender uma célula fotovoltaica como um diodo com a junção $p-n$ exposta à luz conforme a Figura 4.

Basicamente, o efeito fotovoltaico, ou seja, o efeito responsável pelo funcionamento do sistema FV, consiste na absorção da radiação solar, da geração e transporte de portadores de carga no semicondutor, da separação dos portadores pela junção $p-n$ e finalmente da coleta dos portadores pelos terminais do dispositivo (VILLALVA, 2010).

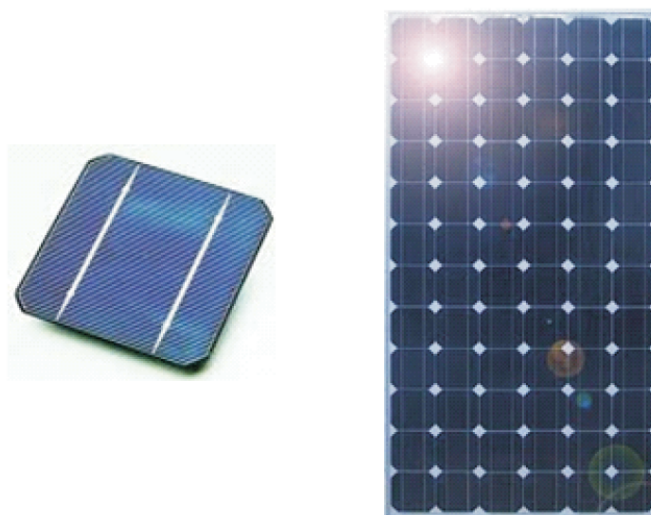
Figura 4 – Estrutura física de uma célula fotovoltaica (seção transversal).



Fonte: (VILLALVA, 2010)

Nas aplicações práticas e comerciais, as células fotovoltaicas raramente são utilizadas isoladamente, de forma que são necessárias associações de células em série para que haja fornecimento de tensões maiores e associações em paralelo para aumentar a capacidade de fornecimento de corrente. Os painéis fotovoltaicos são compostos por dezenas de células associadas. A Figura 5 ilustra uma célula fotovoltaica elementar de silício e um painel formado por várias células.

Figura 5 – Dispositivos fotovoltaicos: célula elementar (esquerda) e painel formado por várias células (direita).



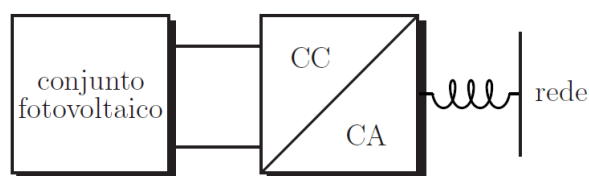
Fonte: (VILLALVA, 2010)

Os sistemas FV podem ser divididos em duas categorias básicas: os sistemas isolados e os sistemas conectados à rede. Nesse trabalho, será estudada somente a segunda categoria.

Nesse sentido, no sistema FV conectado à rede, os consumidores são alimentados pela rede elétrica e o sistema fotovoltaico atua como fonte complementar de energia. A energia gerada pelo sistema fotovoltaico é injetada e distribuída na rede elétrica. A energia gerada pelo sistema fotovoltaico é injetada na rede através de um conversor CC-CA (corrente contínua para corrente alternada) uma vez que a rede elétrica opera em corrente alternada e o sistema FV gera tensão contínua.

Um determinado número de painéis conectados em série é necessário para alimentar o inversor dentro da sua faixa de operação, enquanto um número de conjuntos idênticos é conectado em paralelo para proporcionar o fornecimento de potência desejado. A magnitude da tensão de entrada define a quantidade de estágios de conversão necessária, ou seja, se a tensão de entrada for suficientemente elevada para permitir alimentar um conversor CC-CA conectado à rede, então um único estágio pode ser empregado como mostrado na Figura 6.

Figura 6 – Sistema FV conectado à rede com conversor de um estágio.



Fonte: (VILLALVA, 2010)

A tensão a corrente do conversor são sincronizadas com a rede elétrica de forma que a frequência de operação do conversor é rigorosamente a da rede.

Uma vez que contam com a presença de conversores eletrônicos de potência para conexão na rede, sistemas FV são caracterizados como elementos não lineares visto que a forma de onda sintetizada pelo inversor não tem características de uma senoide ideal (OLIVEIRA, 2019). Os níveis e consequências da distorção harmônica na rede causada por sistemas FV são cautelosamente avaliados em (TOVILOVIC; RAJAKOVIC, 2015) onde analisa-se a variação da distorção harmônica injetada em função da potência gerada pelo sistema FV. É verificado que, durante o período no qual a geração é baixa, o inversor opera em uma potência distante da sua potência nominal e, portanto, a forma de onda da corrente pode apresentar alta distorção harmônica. Nesse contexto, pode-se observar diferentes espectros harmônicos de corrente para diferentes níveis de geração distribuída ao longo de um mesmo dia.

3 Metodologia e Modelagem

3.1 Metodologia Proposta

A metodologia utilizada no desenvolvimento desse projeto de diplomação teve como alicerce o processo de simulação computacional para medição dos parâmetros elétricos de um sistema de distribuição de energia elétrica ao longo de 24h.

Fundamentalmente, o objetivo das simulações foi a análise da qualidade de energia elétrica a partir dos impactos das variações de carga residenciais com e sem a presença de geração distribuída em determinados pontos da rede de distribuição de energia elétrica. Nesse contexto, propôs-se duas etapas de simulação: uma direcionada à análise da tensão de regime permanente e outra, num segundo momento, à distorção harmônica presente em um horário específico em um dos nós nos quais alocou-se os sistemas FV.

Isto posto, propôs-se a formulação de cenários que viabilizassem avaliar os parâmetros de qualidade de energia em um sistema de distribuição considerando situações distintas.

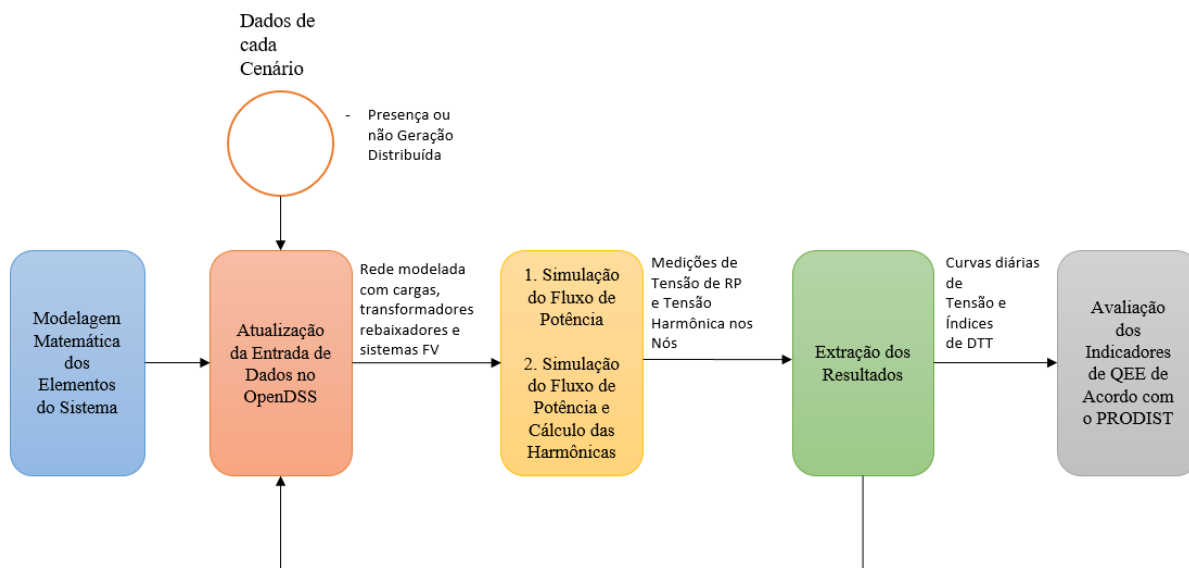
Com os casos elaborados, utilizou-se um software para resolução de fluxo de potência e cálculo das harmônicas. O software recebeu como dados de entrada os parâmetros da rede de distribuição: curvas de carga diárias, curvas de geração distribuída diária, valores de impedância e potência instalada das cargas do sistema e o espectro harmônico característico das cargas não lineares.

Com os dados de tensão, corrente e harmônicas obtidos das simulações, calcularam-se os índices de QEE para cada ponto das curvas diárias. Com isso, foram traçados perfis diários dos índices de interesse para avaliar a gravidade dos impactos.

A modelagem de forma diária permitiu uma análise mais realista dos fenômenos que ocorrem no contexto da qualidade de energia elétrica, uma vez que, num cenário real, os valores de carga e geração distribuída na rede não são constantes ao longo do dia. Dessa forma, com a discretização desses parâmetros ao longo do tempo, foi possível avaliar a QEE com base em um sistema dinâmico mais próximo da realidade do sistema elétrico.

Pode-se observar um fluxograma ilustrativo da metodologia proposta nesse projeto na Figura 7.

Figura 7 – Fluxograma ilustrativo da metodologia.



Fonte: AUTOR

Tendo os índices de QEE calculados, foram utilizados os Procedimentos de Distribuição de Energia (PRODIST) para avaliar a severidade do impacto dos distúrbios estudados.

3.2 Programas Utilizados

Para resolver o fluxo de potência e o cálculos das harmônicas optou-se pelo utilização do software *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS). Desenvolvido pela empresa americana *Electric Power System Research Institute* (EPRI), o programa é um simulador de sistemas de distribuição de energia elétrica para auxiliar na integração de geração distribuída e modernização da rede elétrica.

O programa apresenta, além do fluxo de potência estático (*snapshot*), opções como simulações diárias e anuais operando com cargas com curvas dicretizadas em períodos determinados de tempo. O OpenDSS também possibilita o cálculo das harmônicas.

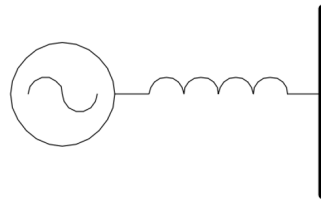
Optou-se por utilizar o OpenDSS através de uma interface COM (*Component Object Model*) para viabilizar o controle do programa externamente. Nesse sentido, utilizou-se o software MATLAB[®] (*MATrix LABORatory*) para controlar as simulações do OpenDSS. Utilizou-se o MATLAB devido a interface gráfica proporcionada por este ser mais rica e ilustrativa que a interface gráfica do OpenDSS.

3.3 Modelagem dos Elementos do Sistema

3.3.1 Subestação

A rede primária de distribuição foi representada por um circuito de alta tensão modelado através de uma fonte de tensão trifásica simétrica e equilibrada seguida de uma impedância e uma barra de referência conforme a Figura 8.

Figura 8 – Modelo equivalente da rede primária de distribuição.



Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO, 2020)

O circuito foi caracterizado através do número de fases e tensão nominal da fonte. Utilizou-se, para definição das impedâncias, as impedâncias de sequência positiva e sequência zero extraídas de (PEÑALOZA, 2017). Após a rede de distribuição primária, situou-se um transformador rebaixador, responsável por trazer a tensão de $115kV$ para $4,16kV$.

3.3.2 Regulador de Tensão

O regulador de tensão que se encontra logo após a rede primária de distribuição foi modelado conforme o sistema *13 Node Feeder* desenvolvido pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)*. Os detalhes da modelagem encontram-se no Anexo A.

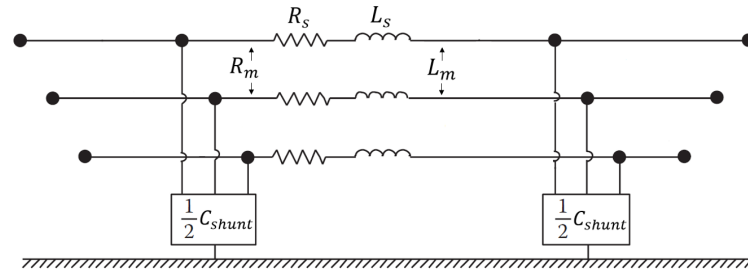
Supostamente, o regulador consiste em um comutador de taps no transformador da subestação sobre o qual atua um sistema de controle. Na modelagem feita no OpenDSS, cada fase do transformador da subestação é conectada à rede de distribuição através de um transformador monofásico de impedância desprezível no qual é adicionado um regulador de tensão monofásico com as características descritas nos dados do regulador que constam no Anexo A.

3.3.3 Linhas de Distribuição

As linhas de distribuição utilizadas foram modeladas por um circuito π , como pode ser observado na Figura 9. Foram consideradas no modelo as resistências e indutâncias próprias de cada fase (R_S e L_S , respectivamente), as resistências e indutâncias mútuas

entre as fases (R_m e L_m , respectivamente), bem como as capacitâncias shunt formadas entre os condutores e a terra.

Figura 9 – Modelo π equivalente para linha de distribuição.



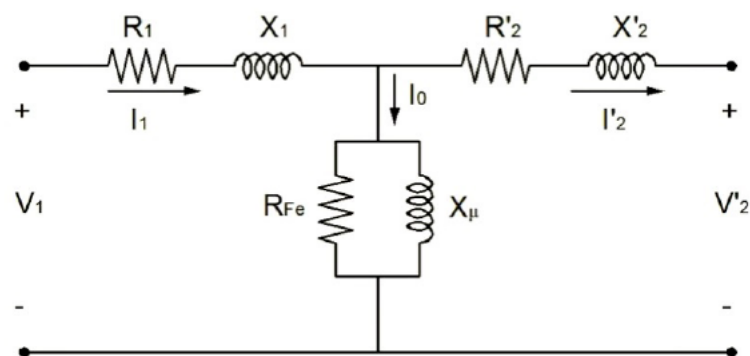
Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2007)

As linhas de distribuição foram caracterizadas pelo número de fases, comprimento em quilômetros e matrizes de resistência, reatância indutiva e capacitância shunt.

3.3.4 Transformadores

Os transformadores foram representados pelo circuito elétrico equivalente padrão de transformador real da Figura 10. No modelo, considerou-se: resistência do enrolamento primário (R_1), reatância de dispersão do primário (X_1), resistência do enrolamento secundário referida ao primário (R'_2), reatância de dispersão do secundário referida ao primário (X'_2). A reatância de magnetização (X_μ) e a resistência de perdas no núcleo (R_{Fe}) não foram consideradas.

Figura 10 – Modelo do circuito equivalente do transformador.



Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2007)

Os transformadores foram caracterizados pelo número de fases, número de enrolamentos, reatância total, reatância do primário, reatância do secundário, percentual de perdas ôhmicas, potência nominal e conexão de cada enrolamento.

3.3.5 Cargas

A composição das cargas dos sistemas de distribuição mudou significativamente nos últimos anos. Na última década, a proliferação de equipamentos eletrônicos (por exemplo: TVs de tela plana, lâmpadas fluorescentes compactas, notebooks e carregadores de telefones celular) modificou a forma como as cargas variam (BOKHARI et al., 2014). Dessa forma, optou-se pela utilização do modelo de carga ZIP por ser capaz de representar de maneira mais realista a forma como as cargas se comportam atualmente.

As expressões polinomiais conhecidas como os coeficientes ZIP representam a variação (com tensão) da carga como uma composição de três tipos de cargas constantes: potência, impedância e corrente. Z, I e P, respectivamente, para impedância constante, corrente constante e potência constante. As expressões para as potências ativa e reativa do modelo ZIP são descritas pelas Equações 3.1 e 3.2.

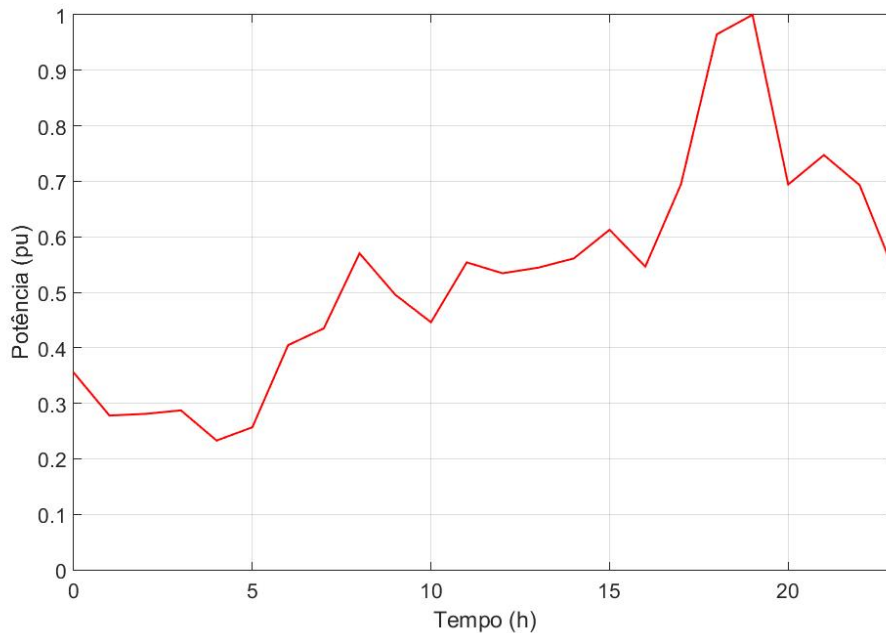
$$P = P_0 \left[Z_p \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^2 + I_p \left(\frac{V_i}{V_0} \right) + P_p \right] \quad (3.1)$$

$$Q = Q_0 \left[Z_q \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^2 + I_q \left(\frac{V_i}{V_0} \right) + P_q \right] \quad (3.2)$$

Onde P e Q são as potências ativa e reativa na tensão de operação (V_i); P_0 e Q_0 são as potências ativa e reativa na tensão inicial de operação (V_0); Z_p , I_p e P_p são os coeficientes ZIP para a potência ativa e Z_q , I_q e P_q são os coeficientes ZIP para a potência reativa.

As cargas foram modeladas como blocos de consumidores residenciais operando dentro do extrato F da classificação de extrato residencial baseado no consumo anual encontrada em (BOKHARI et al., 2014). Dessa forma, foi possível utilizar curvas de carga de consumidores residenciais para dia útil, sábado e domingo, apresentadas na Figura 11. Esses dados são curvas típicas de um dia de verão (os resultados em (BOKHARI et al., 2014) também foram realizados nessa mesma estação do ano), referentes a um consumidor nível 4 de consumo mensal entre 500 e 1000 kWh/mês, sendo compatível com o extrato F citado anteriormente.

Figura 11 – Curvas de carga residencial típica para um dia útil.



Fonte: (OLIVEIRA, 2019)

As cargas foram caracterizadas através dos parâmetros de número de fases, modelo de carga, tensão nominal, tipo de conexão, potência ativa e potência reativa. A modelagem para a análise da distorção harmônica é feita através da inserção de fontes de corrente de frequência múltipla inteira da frequência da corrente fundamental com sua impedância equivalente em paralelo aos terminais aos quais está conectada a carga.

Para o cálculo das harmônicas, será utilizada como referência a Tabela 3 conforme o estudo de (CHERIAN; BINDU; NAIR, 2016) que descreve um espectro harmônico típico de uma carga residencial.

Tabela 3 – Espectro harmônico típico de cargas residenciais.

Ordem Harmônica	Magnitude (%fund)	Ângulo (°)
1	100	0
3	1	148,6
5	4,3	-78,34
7	1,2	199,73
9	0,6	83,23
11	1,5	-76,3
13	1,2	158,74

Fonte: (CHERIAN; BINDU; NAIR, 2016)

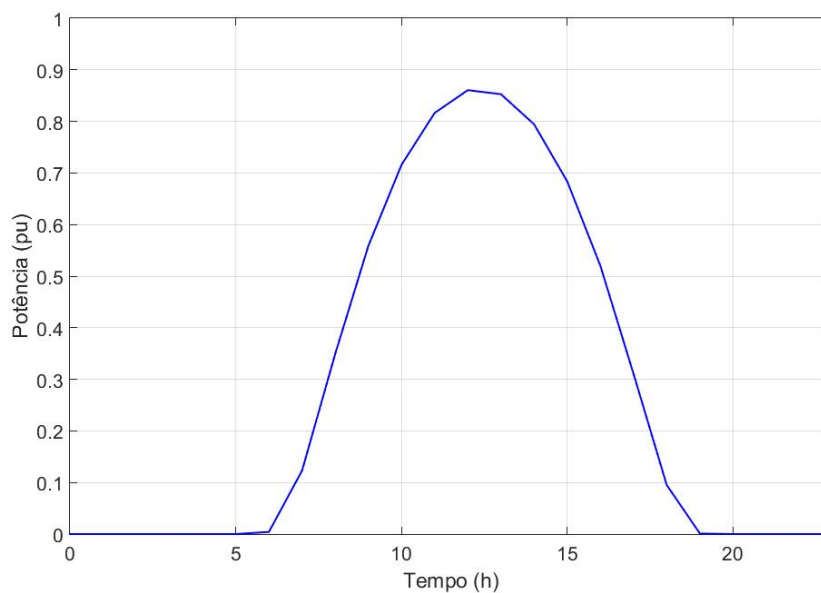
3.3.6 Geração Distribuída

A geração distribuída foi feita através de um sistema fotovoltaico modelado conforme a potência gerada durante um dia de verão na mesma localidade na qual foram extraídos os dados para construção dos parâmetros das cargas ZIP em (BOKHARI et al., 2014).

Os dados de simulação de geração foram obtidos com o auxílio da ferramenta digital *Renewables Ninja* que utiliza dos métodos para aquisição de dados presentes em (PFENNINGER; STAFFELL, 2016a) e (PFENNINGER; STAFFELL, 2016b). A ferramenta utiliza um banco de dados meteorológicos para geração de curvas de irradiância e potência gerada de hora em hora ao longo de um ano.

Com a curva de potência gerada da Figura 12, optou-se por modelar cada sistema FV como uma carga de potência constante com consumo negativo para que haja injeção de potência ativa. Utilizou-se fator de potência unitário de forma que não há potência reativa sendo injetada na rede por parte da geração distribuída.

Figura 12 – Curva de geração distribuída diária.



Fonte: AUTOR

Para o cálculo das harmônicas, será utilizada como referência a Tabela 4 conforme (TOVILOVIC; RAJAKOVIC, 2015) que descreve diferentes espectros harmônicos para diferentes níveis de geração distribuída.

Tabela 4 – Espectros harmônicos típicos de geração através de sistemas FV.

Ordem Harmônica	Nível Baixo (%fund)	Nível Médio (%fund)	Nível Alto (%fund)	Ângulo (°)
1	100	100	100	0
3	18,75	2,98	1,15	-92
5	20,39	5,53	3,46	93
7	11,22	3,21	1,54	-68
9	7,4	2,1	0,69	117
11	2,87	1,67	0,77	-44
13	3,23	2,21	0,92	122

Fonte: (TOVILOVIC; RAJAKOVIC, 2015)

3.3.7 Bancos de Capacitores

Os bancos de capacitores serão modelados como elementos de reatâncias capacitivas constantes conectados aos barramentos desejados. Serão definidos pela entrada dos dados de tensão e potência reativa.

4 Estudos de Caso e Resultados

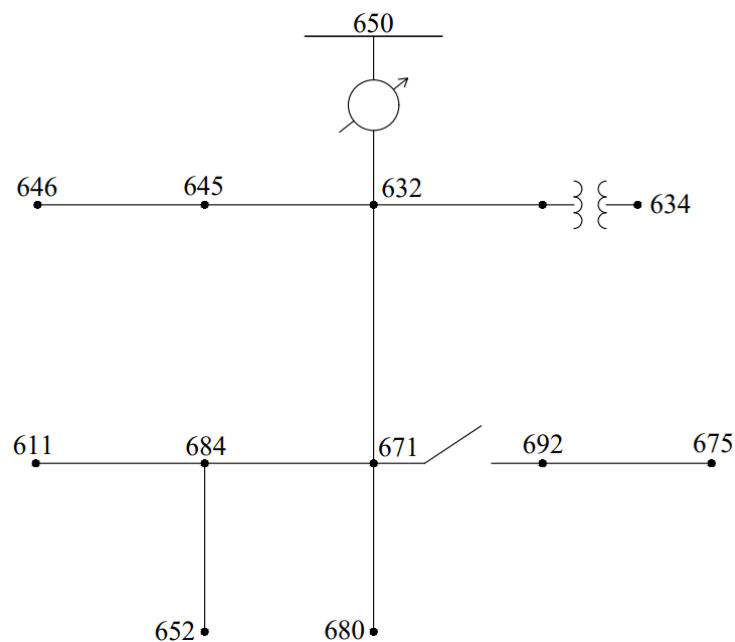
4.1 Sistema de Distribuição Utilizado

O sistema de distribuição utilizado neste trabalho foi baseado na rede de distribuição de MT *IEEE 13 Node Test Feeder*. Os parâmetros detalhados do circuito são encontrados no Anexo A.

Optou-se pela utilização desse sistema por ser um circuito de distribuição representativo, uma que vez dispõe de cargas monofásicas alimentadas em tensão de fase e de linha, cargas trifásicas equilibradas e desequilibradas, trechos de linha aéreas e subterrâneas, etc. As dimensões da rede facilitam a análise de dados uma vez que o objetivo do trabalho é implementar uma metodologia para examinar a tensão de regime permanente e a distorção harmônica conforme os estudos de caso desenvolvidos.

O modelo consiste, originalmente, em um alimentador com 13 nós conforme a Figura 13. Há um transformador abaixador responsável por trazer a tensão para o nível de $4,16kV$ e alimentar as cargas do modelo em MT, com a exceção de um único nó que conta com a presença de outro transformador abaixador responsável por alimentá-lo em BT no nível de tensão de $0,480kV$.

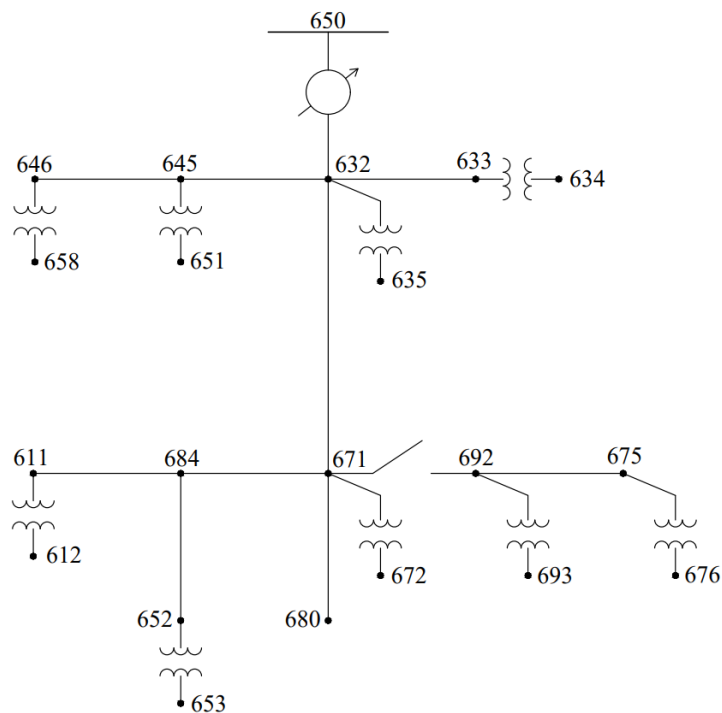
Figura 13 – Sistema *IEEE 13 Node* original.



Fonte: *IEEE 13 Node Test Feeder*

Nesse trabalho, optou-se por desenvolver um estudo em baixa tensão utilizando cargas de complexos residenciais. Nesse sentido, foram adicionados transformadores rebaixadores nos nós alimentados em MT para que todas as cargas fossem alimentadas no nível de tensão de $0,480kV$ conforme a Figura 14. Os transformadores adicionados foram modelados com as mesmas características de impedância do transformador rebaixador original do nó 634. As potências aparentes nominais foram dimensionadas conforme a magnitude das cargas de cada nó respeitando valores comerciais conforme a Tabela 5. É importante perceber que, na realidade, não são comuns transformadores monofásicos de potência aparente tão elevada como alguns constam na Tabela 5. Nesse sentido, cada um desses transformadores monofásicos de alta potência que constam na Tabela 5 foi responsável por representar a concentração de diversos transformadores monofásicos - nos quais estariam conectados diversas cargas monofásicas - em um transformador monofásico - no qual conectou-se uma grande carga monofásica.

Figura 14 – Circuito do modelo *IEEE 13 Node Test Feeder* adaptado para atender cargas em BT.



Fonte: Adaptado de *IEEE Node Test Feeder*

Tabela 5 – Potência nominal (valores comerciais) dos transformadores rebaixadores adicionados conforme pontos de conexão.

Nó A	Nó B	P. Nominal (KVA)	Número de Fases
632	635	300	3
645	651	225	1
646	658	300	1
675	676	1000	3
692	693	300	1
671	672	1500	3
652	653	225	1
611	612	225	1

Fonte: AUTOR

4.2 Elaboração dos Cenários

Foram elaborados três estudos de caso para análise dos parâmetros de qualidade de energia.

- Caso Base: Rede de distribuição com todas as cargas modeladas como complexos residenciais alocadas nos terminais de baixa tensão dos novos transformadores rebaixadores.
- Cenário 2: Rede de distribuição do Caso Base com a adição de geração distribuída (sistemas FV) modelada como cargas negativas de potência constante.
- Cenário 3: Rede de distribuição do Cenário 2, porém, nesse cenário, como possivelmente pode ocorrer em um dia de férias, supôs-se que as residências de uma determinada região estivessem desocupadas e, portanto, desconectou-se a carga de um dos nós nos quais há injeção de potência através dos sistemas FV.

Uma vez que seria excessiva a apresentação gráfica da tensão de regime permanente e da distorção individual de tensão (DIT) em todos os nós em BT para todos os cenários propostos nesse trabalho, escolheu-se alguns nós para análise de resultados. Na listagem a seguir estão os nós cujos parâmetros foram abordados nas próximas seções desse capítulo.

- Nó 612: Nesse nó, alocou-se, nos cenários 2 e 3, um ponto de GD. Esse nó, assim como 684 e 652, é ligado ao resto da rede de distribuição através de linha subterrânea.
- Nó 634: Nesse nó, conectou-se uma carga trifásica em Y desequilibrada perto da subestação.

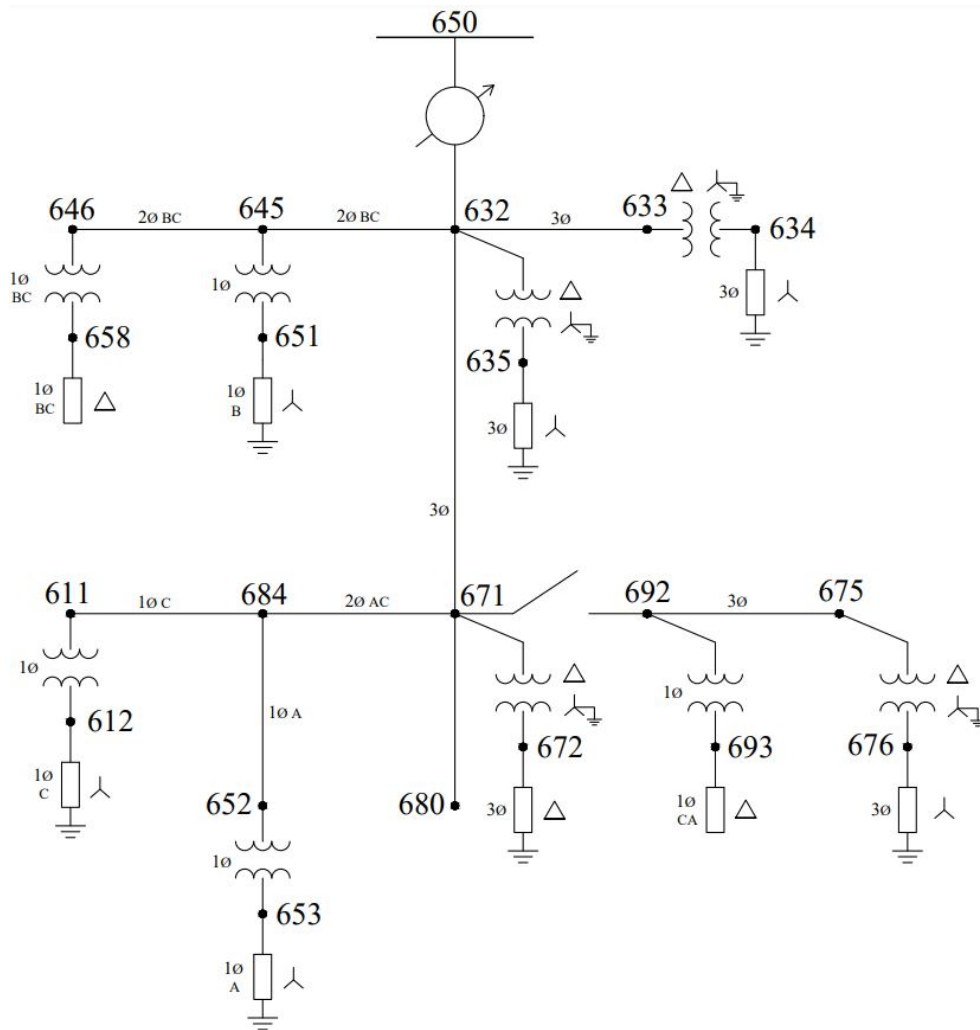
- Nó 672: Nesse nó, conectou-se uma grande carga trifásica em Y equilibrada distante da subestação.
- Nó 676: Nesse nó, alocou-se, nos cenários 2 e 3, um ponto de GD. Nesse nó está alocada uma grande carga trifásica desequilibrada distante da subestação.

Após executada a análise diária dos fluxos de potência, escolheu-se o horário das 10h e examinou-se as distorções individuais e totais de tensão geradas a partir das correntes harmônicas injetadas tanto pelas cargas residenciais como pelos sistemas FV conforme o cenário. Escolheu-se esse horário, pois, num primeiro momento, um dos principais objetivos desse trabalho era analisar a sobretensão no lado de baixa tensão dos novos transformadores rebaixadores a partir das injeções de corrente dos painéis FV para examinar a inserção de correntes harmônicas devido a saturação dos transformadores. Essa ideia é melhor discutida na seção que trata do Cenário 3.

4.3 Caso Base: Simulação Diária sem Geração Distribuída

Na Figura 15, pode-se observar o diagrama unifilar da rede de distribuição utilizada no primeiro cenário. Em cada segmento de linha de distribuição, os números com o símbolo ϕ ao lado representam o número de fases e as letras A, B e/ou C representam as respectivas fases que o compõem. A mesma lógica vale para os transformadores rebaixadores ao longo da rede. Caso o transformador seja trifásico, a ligação está especificada simbolicamente. Quanto às cargas, o número de fases também está especificado conforme citado anteriormente, bem como quais fases às alimentam. A ligação das cargas também consta no esquema.

Figura 15 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição *IEEE 13 Node Test Feeder* adaptado para BT.



Fonte: Adaptado de *IEEE Node Test Feeder*

4.3.1 Curvas de Tensão ao Longo do Dia

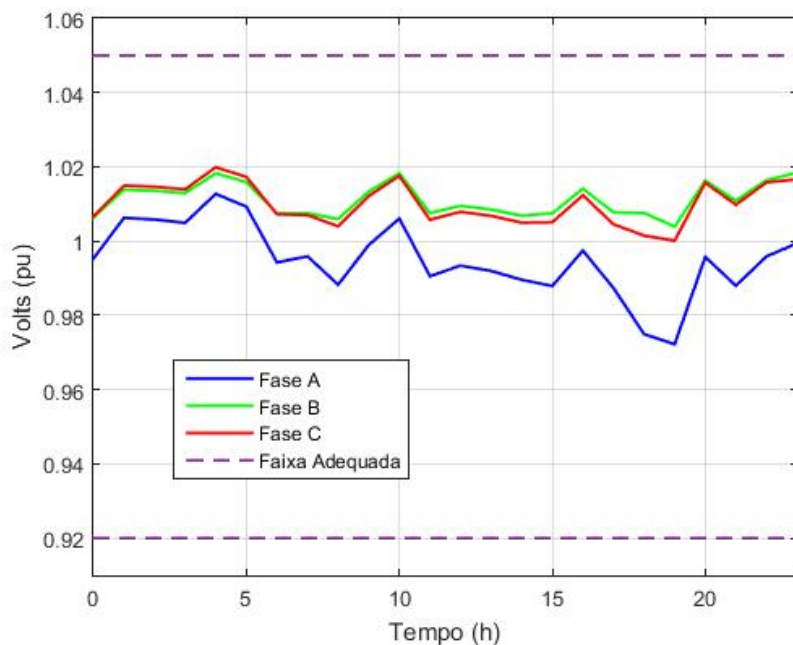
Nas Figuras 16, 17, 18 e 19 pode-se observar o comportamento da tensão de regime permanente nos nós 634, 612, 672 e 676, respectivamente. Pode-se notar, por inspeção, que o sistema se comportou muito bem apesar dos desequilíbrios de carga, das variações da curva de carga ao longo do dia e das impedâncias dos elementos modelados consideradas nesse estudo. Nesse sentido, é possível observar que, em todos os nós analisados, a tensão de regime permanente situou-se na faixa Adequada conforme a Tabela 1 elaborada pelo PRODIST.

Comparando-se o formato das curvas das Figuras 16, 17, 18 e 19 ao formato da curva de carga que consta na Figura 11, constatou-se que, nos horários de carga mais pesada, mais especificamente no fim do dia, a tensão nos nós diminuiu como esperado. Analogamente, durante a madrugada, período de carga mais leve, a tensão nos nós manteve-se elevada.

É importante compreender, que, por mais que tenha havido sobretensão e subtensão ao longo do dia, ou seja, a tensão nos nós não esteve sempre próxima ao valor unitário em pu, esses valores de sobre e subtensão não foram expressivos o suficiente para invadir a faixa crítica da Tabela 1.

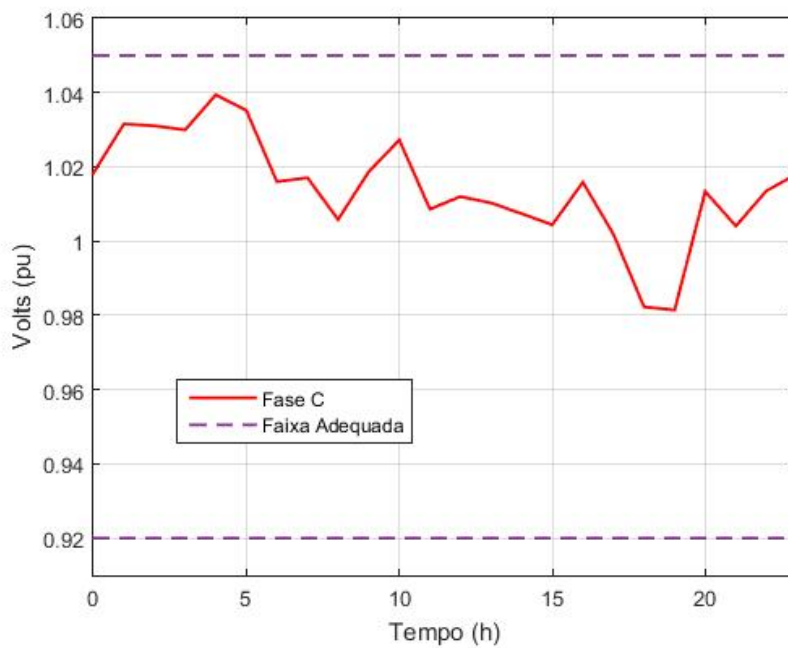
Uma observação relevante também deve ser feita quanto à curva de tensão diária referente à carga trifásica equilibrada do nó 672. Ainda que a carga conectada nesse nó seja equilibrada no sentido de que as impedâncias conectadas em cada ramo da ligação em Y são iguais, as curvas de tensão obtidas não são equilibradas devido aos efeitos do fluxo de corrente decorrente de todas as outras cargas conectadas à rede.

Figura 16 – Tensão ao longo de 24 horas no nó 634 para o caso base.



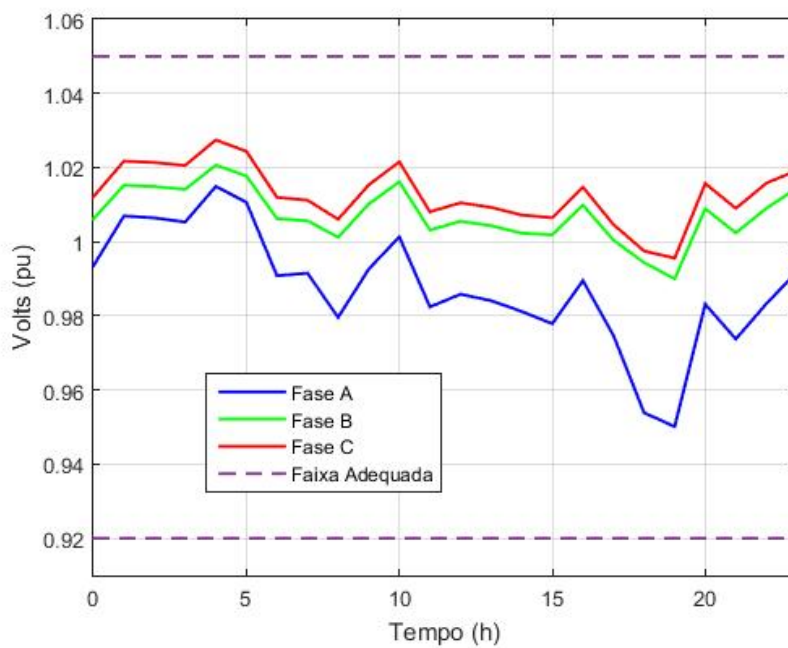
Fonte: AUTOR

Figura 17 – Tensão ao longo de 24 horas nó 612 para o caso base.



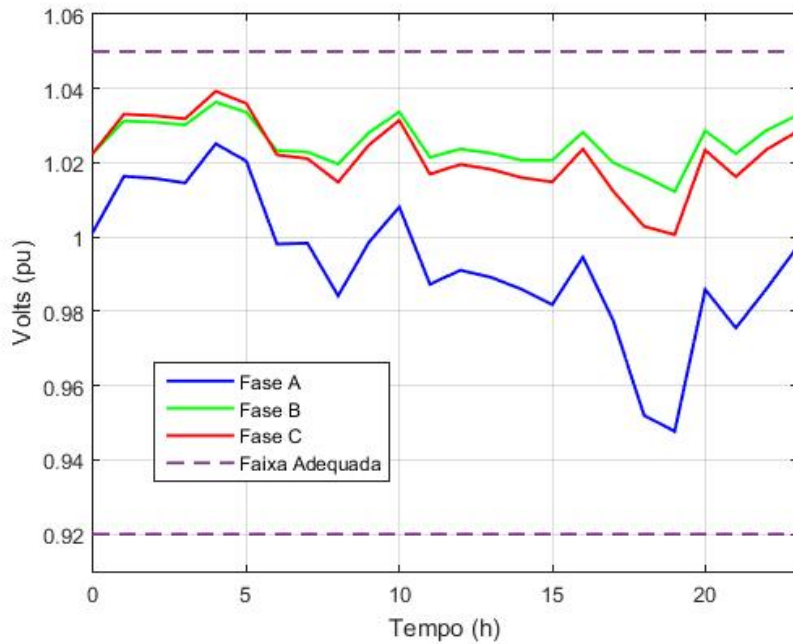
Fonte: AUTOR

Figura 18 – Tensão ao longo de 24 horas nó 672 para o caso base.



Fonte: AUTOR

Figura 19 – Tensão ao longo de 24 horas nó 676 para o caso base.

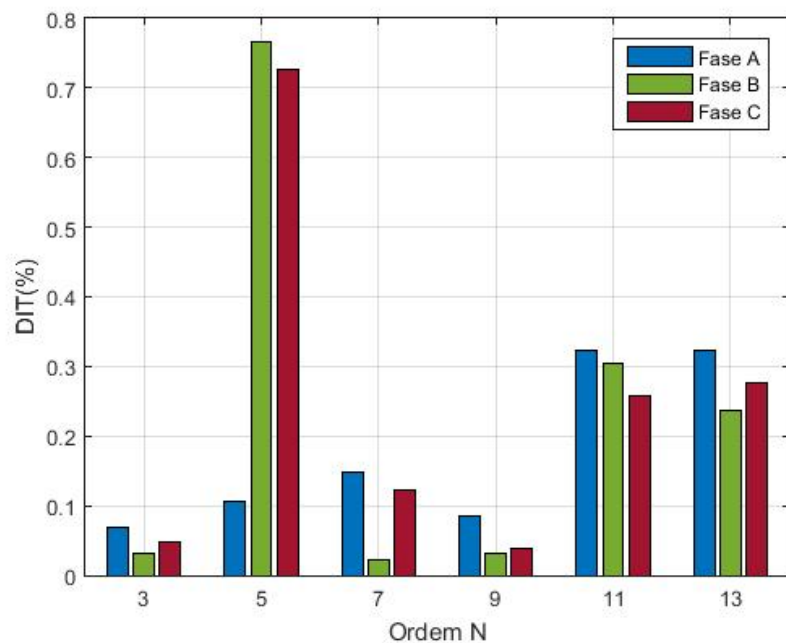


Fonte: AUTOR

4.3.2 Distorções Individuais de Tensão

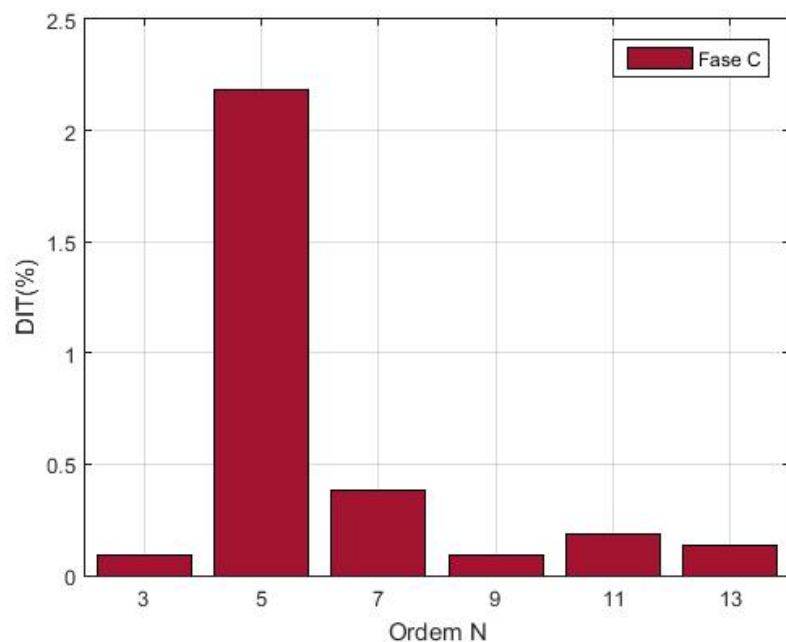
Nas Figuras 20, 21, 22 e 23 é possível observar as distorções individuais de tensão causadas pela presença do espectro harmônico típico de cargas residenciais da Tabela 3 no horário das 10h. Inspecionando tais Figuras, é fácil perceber que a distorção harmônica gerada não foi tão expressiva visto que a magnitude das correntes harmônicas do espectro típico dessas cargas não é grande suficiente para gerar elevadas poluições na rede.

Figura 20 – Distorções Individuais de Tensão no nó 634.



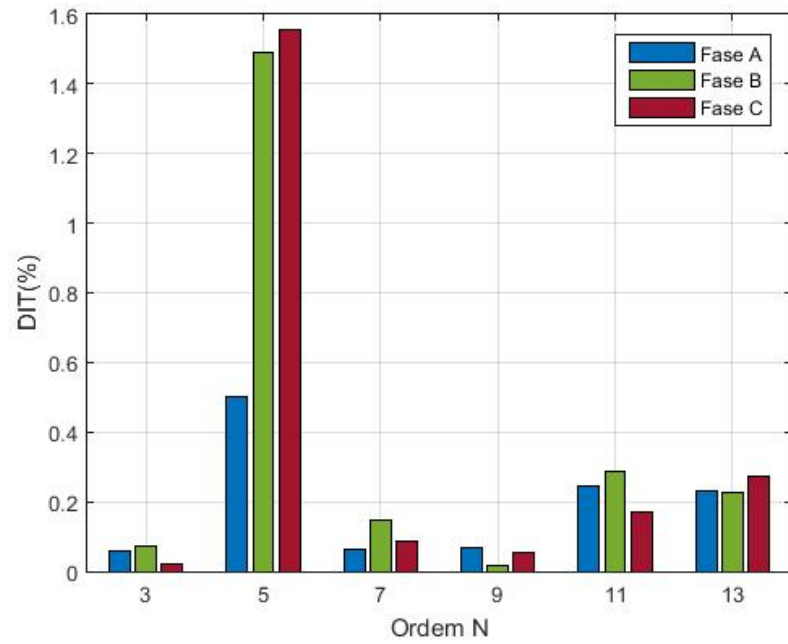
Fonte: AUTOR

Figura 21 – Distorções Individuais de Tensão no nó 612.



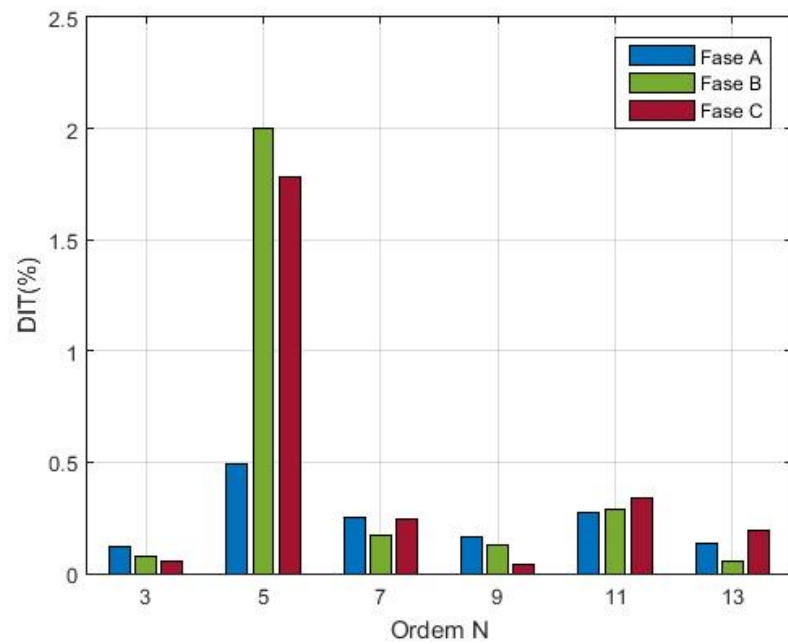
Fonte: AUTOR

Figura 22 – Distorções Individuais de Tensão no nó 672.



Fonte: AUTOR

Figura 23 – Distorções Individuais de Tensão no nó 676.



Fonte: AUTOR

4.3.3 Distorções Totais de Tensão

Através da Tabela 6, foi possível comparar os valores das distorções totais de tensão com os limites impostos pelo PRODIST na Tabela 2. Nesse sentido, o indicador das distorções totais de tensão para harmônicas ímpares foi o índice de referência para os resultados extraídos das simulações, visto que não considerou-se as harmônicas pares e as harmônicas múltiplas de 3 não foram expressivas como pode ser visto nos gráficos das DITs. Como a DTT_i em todos os nós em BT manteve-se abaixo do valor limítrofe de 7,5%, o sistema comportou-se bem do ponto de vista harmônico neste cenário.

Tabela 6 – Distorção Total de Tensão para Harmônicas de Ordem Ímpar (DTT_i) em todos os nós para o caso base.

Nó	DTT_i (%)		
	Fase A	Fase B	Fase C
612			2,2310
634	0,5033	0,8605	0,8306
635	0,3098	0,9355	0,8090
651		1,1626	
653			1,4739
658		0,7207	
672	0,6126	1,5449	1,5931
676	0,6633	2,0376	1,8456
693			0,3408

Fonte: AUTOR

4.4 Cenário 2: Simulação Diária com Geração Distribuída

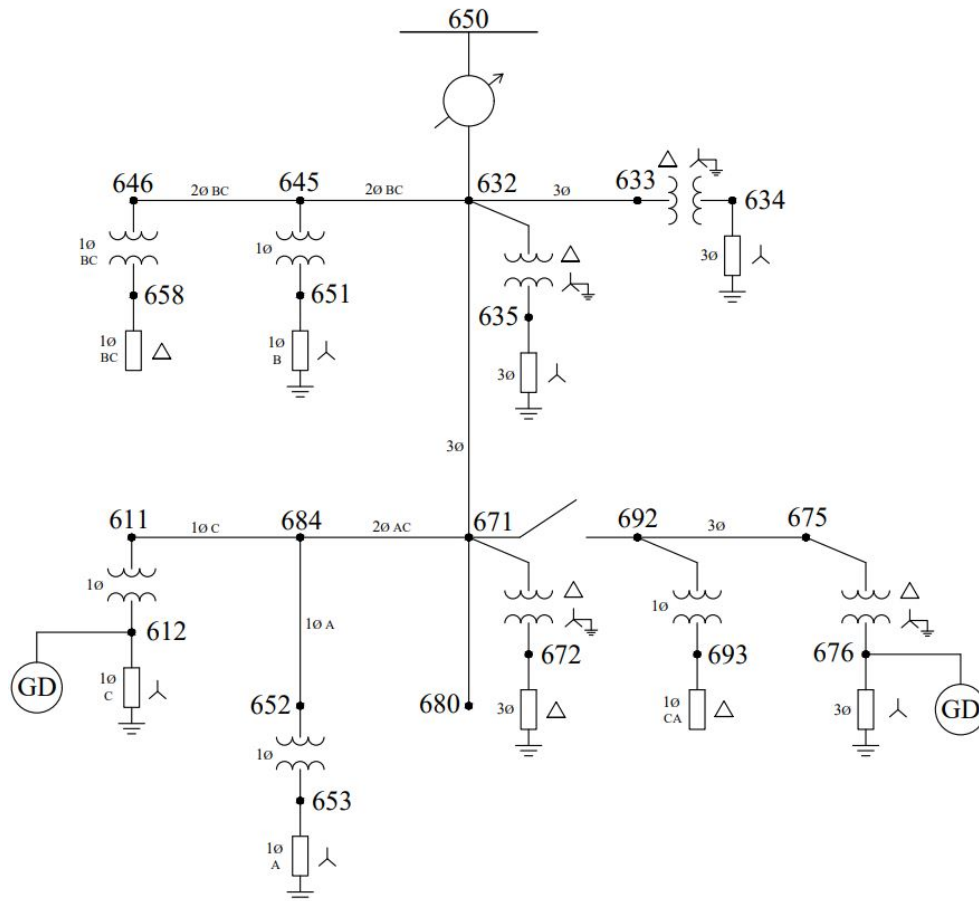
Na Figura 24, pode-se observar o diagrama unifilar da rede de distribuição utilizada no segundo cenário. Além dos elementos presentes no diagrama do primeiro cenário, no segundo cenário constaram dois pontos nos quais adicionou-se geração distribuída.

Os painéis FV foram inseridos nos secundários dos transformadores, ou seja, no lado de baixa tensão nos nós 612 e 676. Escolheu-se tal configuração para esse cenário, pois ambos nós nos quais foram conectados os painéis FV localizam-se não só distantes da subestação, mas distantes entre si, de forma que os efeitos das injeções de corrente feitas pelos equipamentos pudessem se espalhar pela rede.

É importante compreender que os transformadores adicionados nessa rede foram dimensionados conforme a magnitude das cargas do sistema original do *IEEE*. Nesse sentido, a quantidade de potência injetada na rede pelas GDs foi limitada pela potência aparente nominal dos transformadores rebaixadores. Dessa forma, a potência injetada

pelos painéis FV nos nós 612 e 676 foi respectivamente $225kW$ e $1000kW$ respeitando os valores da Tabela 5. Considerou-se fator de potência unitário para ambos pontos de GD.

Figura 24 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição *IEEE 13 Node Test Feeder* adaptado para BT com a inserção de GD nos nós 612 e 676.



Fonte: Adaptado de *IEEE Node Test Feeder*

4.4.1 Curvas de Tensão ao Longo do Dia

Nas Figuras 25, 26, 27 e 28 pode-se observar o comportamento da tensão de regime permanente nos nós 634, 612, 672 e 676, respectivamente. Pode-se notar, por inspeção, que as curvas de tensão diária tiveram seu formato modificado pela inserção da GD alocada nos nós 612 e 676. Ainda que seja possível notar, em tais curva de tensão, um comportamento similar aos resultados do caso base, o comportamento das curvas de tensão do cenário 2 foi caracterizado pelo aumento expressivo da tensão no meio do dia, período no qual a intensidade do sol foi maior. Pode-se facilmente constatar a presença dos efeitos da curva de geração diária da Figura 12 em todos os nós estudados nessa seção por mais que tais efeitos tenham sido mais expressivos nos nós nos quais estão alocados os painéis FV.

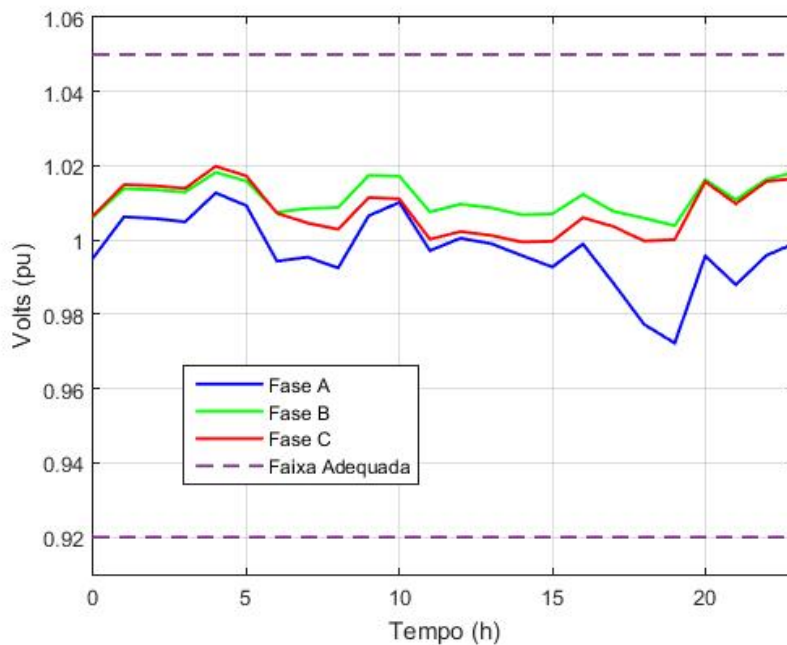
Sintetizando: Nas extremidades das curvas de tensão diária, ou seja, na faixa horária na qual a intensidade do sol foi baixa ou nula, o comportamento das curvas de tensão

aproximou-se dos resultados analisados no caso base respeitando o formato da curva de carga da Figura 11. Já no centro das curvas, ou seja, na faixa horária na qual a intensidade do sol foi alta, o comportamento da tensão foi, claramente, uma mistura do formato das curvas das Figuras 11 e 12.

Também é importante perceber as diferenças no comportamento das curvas tendo como referência a distância entre os nós nos quais não há a presença de GD e os nós nos quais alocaram-se os painéis FV. Nesse sentido, é possível perceber que houve uma diferença sutil na expressividade do aumento de tensão causado pela injeção de corrente dos painéis entre os nós 672 e 634 (ambos não possuem GD). Uma vez que o nó 634 encontra-se mais distante dos pontos de GD, o aumento de tensão causado pela curva de geração diária foi suavemente menor se comparado ao do nó 672.

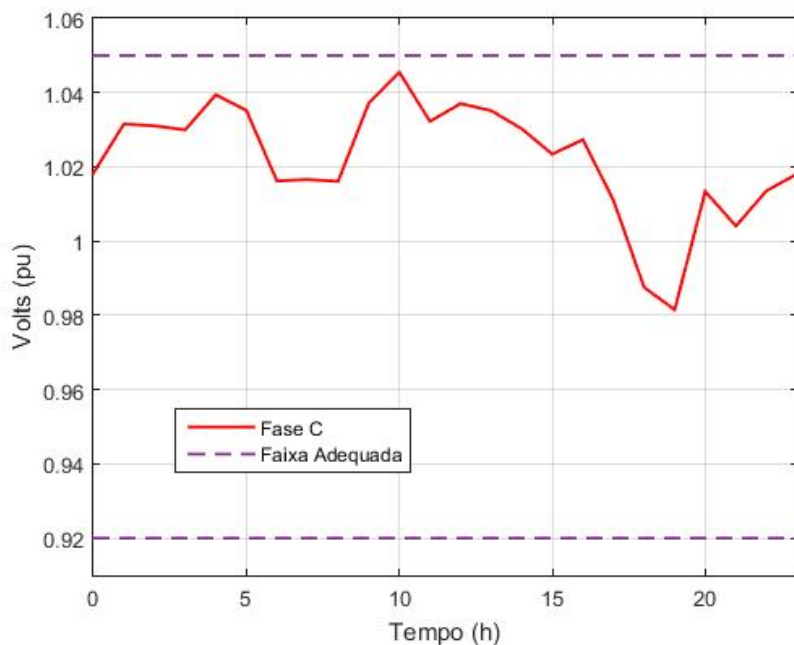
Assim como no caso base, por mais que tenha havido sobretensão e subtensão ao longo do dia - no sentido que a tensão nos nós não esteve sempre próxima ao valor unitário em pu - esses valores não foram suficientemente expressivos para invadir a faixa crítica da Tabela 1. Portanto, em todos os nós analisados, a tensão de regime permanente situou-se na faixa adequada segundo as diretrizes do PRODIST.

Figura 25 – Tensão ao longo de 24 horas no nó 634 para o cenário 2.



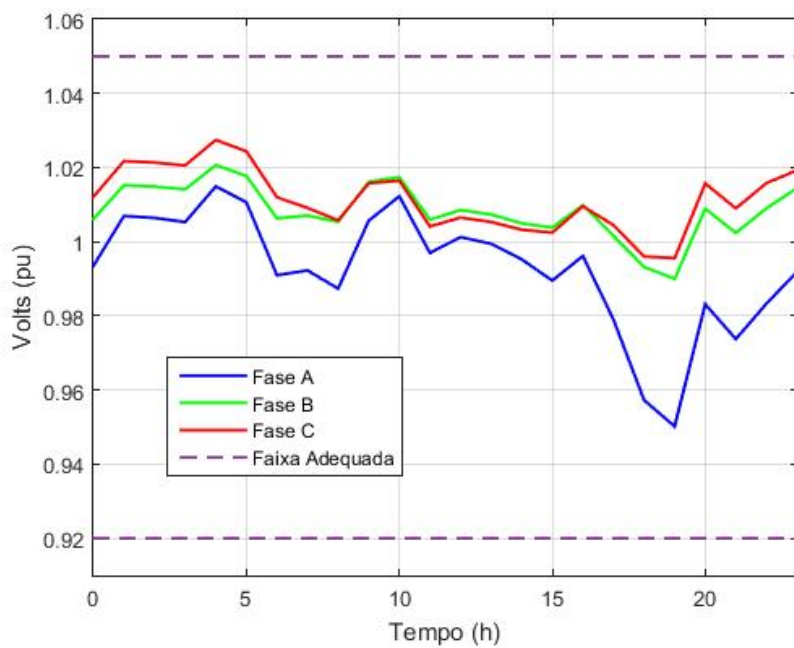
Fonte: AUTOR

Figura 26 – Tensão ao longo de 24 horas nó 612 para o cenário 2.



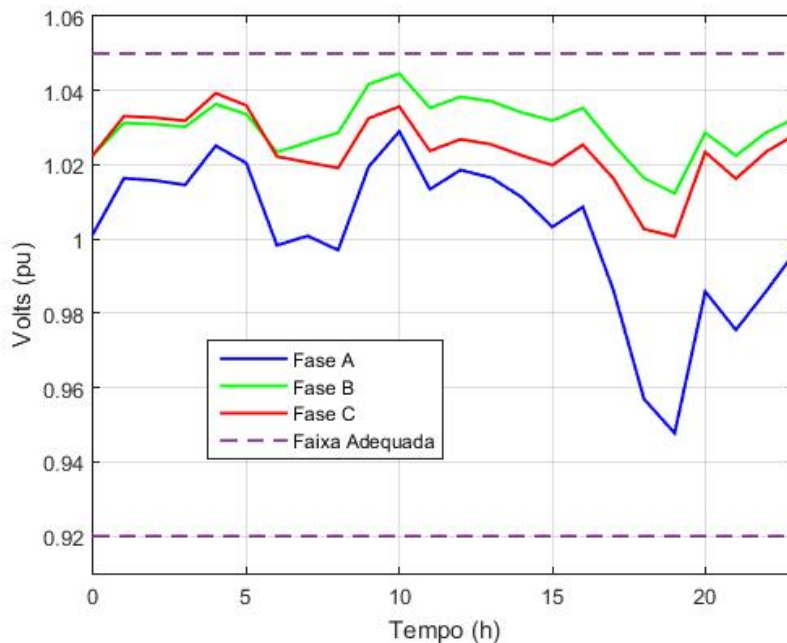
Fonte: AUTOR

Figura 27 – Tensão ao longo de 24 horas nó 672 para o cenário 2.



Fonte: AUTOR

Figura 28 – Tensão ao longo de 24 horas no nó 676 para o cenário 2.



Fonte: AUTOR

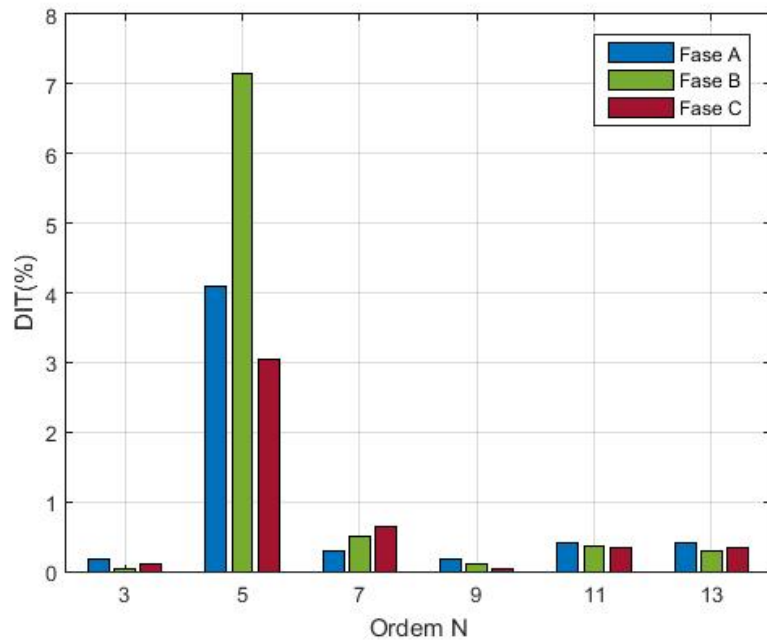
4.4.2 Distorções Individuais de Tensão

Nas Figuras 29, 30, 31 e 32 é possível observar as distorções individuais de tensão causadas pela injeção de correntes harmônicas devido a presença tanto das cargas residenciais quanto dos sistemas FV. Para as cargas residenciais, utilizou-se o mesmo espectro harmônico utilizado no caso base. Para os pontos de GD, considerou-se, conforme a Tabela 4, um espectro harmônico típico de sistemas FV para um nível médio de geração uma vez que, nesse estudo, examinou-se a distorção harmônica no horário no das 10h. Percebe-se que a distorção harmônica gerada foi muito expressiva. Nesse sentido, quando comparados os resultados das DITs do caso base com as DITs do cenário 2 fica muito claro que os grandes responsáveis pela poluição harmônica da tensão foram os sistemas FV.

É importante perceber a diferença de magnitude das DITs entre os nós 612 e 676 nos quais alocou-se os sistemas FV. Nesse contexto, as DITs presentes no nó 676 foram substancialmente maiores que as do nó 612, pois a quantidade de potência injetada pela GD no nó 676 foi expressivamente maior.

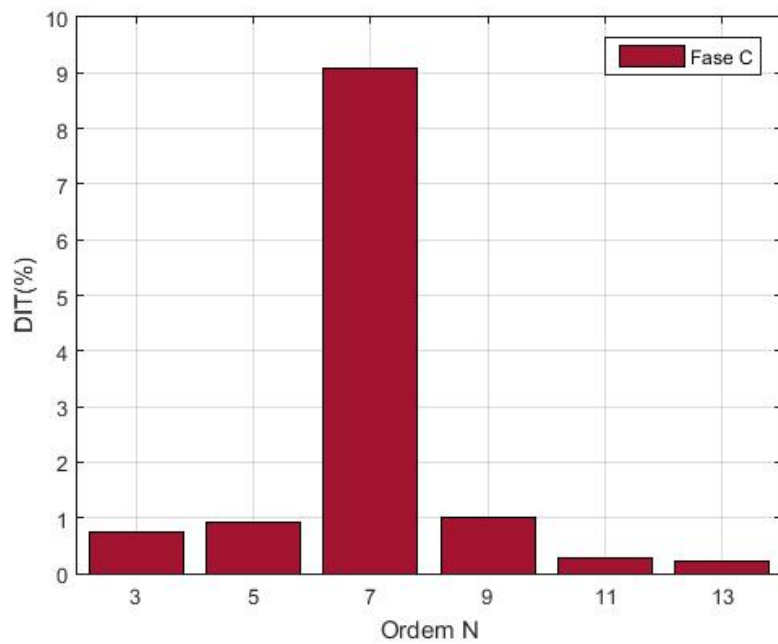
Também é importante notar que houve uma diferença significativa entre as DITs dos nós 634 e 672 (nos quais não haviam sistemas FV) devido a localização desses nós. Enquanto o nó 634 situa-se distante dos pontos de GD, o nó 672 está muito próximo dos painéis FV, de forma que as DITs no nó 634 foram nitidamente menores.

Figura 29 – Distorções Individuais de Tensão no nó 634.



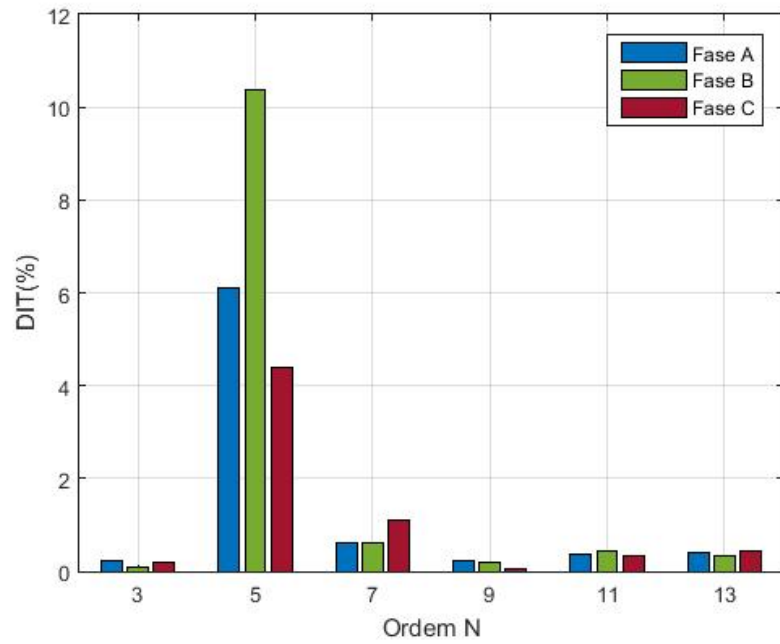
Fonte: AUTOR

Figura 30 – Distorções Individuais de Tensão no nó 612.



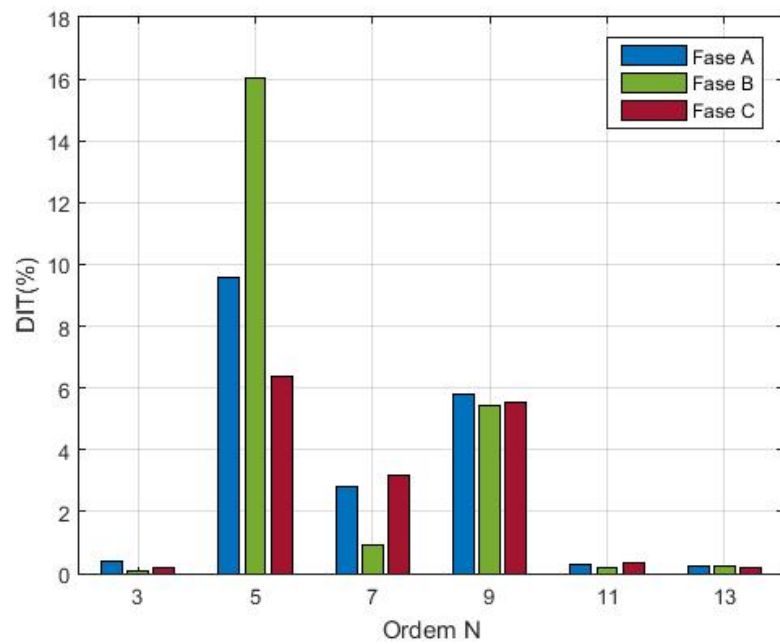
Fonte: AUTOR

Figura 31 – Distorções Individuais de Tensão no nó 672.



Fonte: AUTOR

Figura 32 – Distorções Individuais de Tensão no nó 676.



Fonte: AUTOR

4.4.3 Distorções Totais de Tensão

Através da Tabela 7, foi possível comparar os valores das distorções totais de tensão para harmônicas de ordem ímpar respectivas aos resultados do cenário 2 com os limites impostos pelo PRODIST na Tabela 2. Conforme a Tabela, percebe-se que, devido às grandes correntes harmônicas injetadas pelos sistemas FV, em diversos pontos da rede, os valores de DTT_i superaram o valor limítrofe de 7,5%, de modo que a concessionária local seria penalizada.

Tabela 7 – Distorção Total de Tensão para Harmônicas de Ordem Ímpar (DTT_i) em todos os nós para o cenário 2.

Nó	DTT_i (%)		
	Fase A	Fase B	Fase C
612			9,2256
634	4,1538	7,1856	3,1348
635	4,3776	7,1939	2,998
651		6,4968	
653			11,1672
658		2,6084	
672	6,1728	10,4037	4,5653
676	11,5601	16,9503	9,045
693			5,1192

Fonte: AUTOR

Para que se possa ver com clareza em quais fases a DTT_i superou o limite imposto pelo PRODIST, elaborou-se a Tabela 8.

Tabela 8 – Situação dos indicadores de DTT_i para o cenário 2.

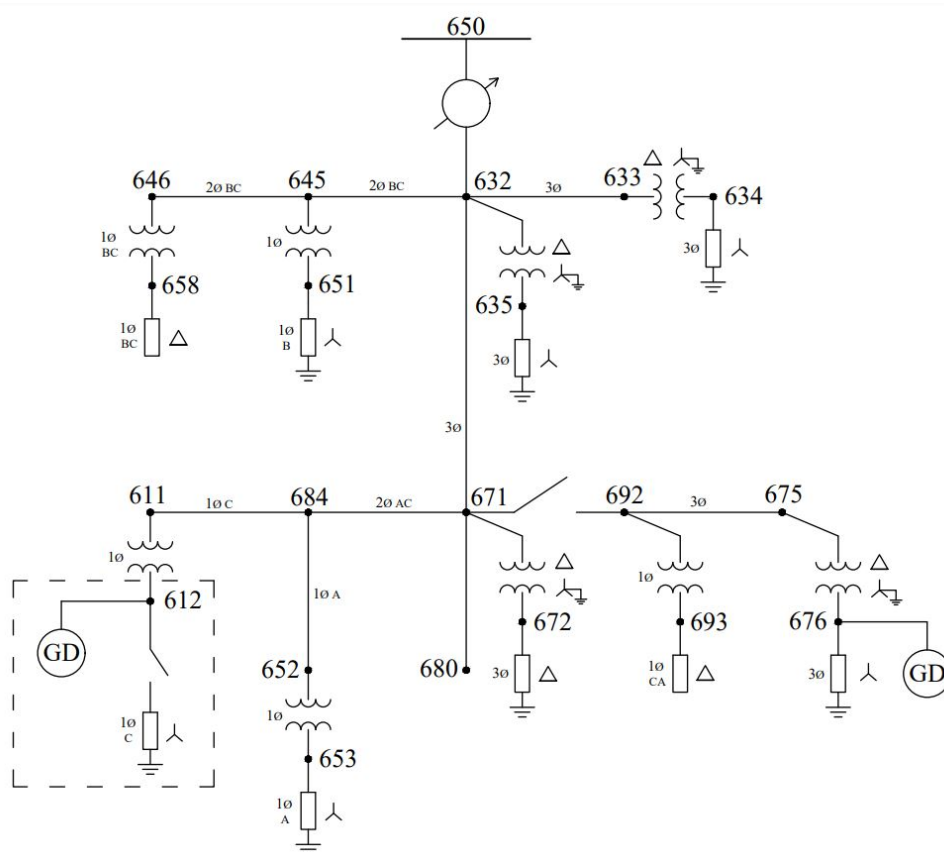
Nó	DTT_i (%)		
	Fase A	Fase B	Fase C
612			Inadequado
634	Adequado	Adequado	Adequado
635	Adequado	Adequado	Adequado
651		Adequado	
653			Inadequado
658		Adequado	
672	Adequado	Inadequado	Adequado
676	Inadequado	Inadequado	Inadequado
693			Adequado

Fonte: AUTOR

4.5 Cenário 3: Simulação Diária com Geração Distribuída e Desconexão de Carga

Na Figura 33, pode-se observar o diagrama unifilar da rede de distribuição utilizada no terceiro cenário deste trabalho. Nesse cenário, supõe-se a carga do nó 612 como sendo um complexo de residências desocupadas durante um suposto período de férias, de forma que essa carga seria nula durante as 24h analisadas. Esse cenário, ao contrário dos outros dois cenários estudados nesse projeto de diplomação nos quais aprofundou-se uma análise sobre os parâmetros de QEE, foi construído para possibilitar um breve *insight* do objetivo inicial desse trabalho.

Figura 33 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição *IEEE 13 Node Test Feeder* adaptado para BT com a inserção de GD nos Nós 612 e 676 e a desconexão da carga em 612.



Fonte: Adaptado de *IEEE Node Test Feeder*

Primordialmente, o objetivo desse trabalho era examinar a distorção harmônica inserida pela saturação de transformadores rebaixadores. Isso seria feito através de uma situação na qual a sobretensão em algum transformador fosse alta suficiente para que ele saturasse e passasse funcionar como uma fonte de correntes harmônicas. Como pode visto nas curvas de tensão a seguir, o cenário 3 desse projeto teria como alvo essa situação, pois,

uma vez que haja desconexão de uma carga e somente a GD atue em determinado nó, é criada a sobretensão desejada no horário das 10h. Não foi possível, porém, encontrar uma referência ou base de dados que dispusesse as informações de um espectro harmônico típico de um transformador saturado. Seria necessário obter a porcentagem da magnitude de cada corrente harmônica de ordem n em relação à fundamental e o ângulo respectivo do fasor.

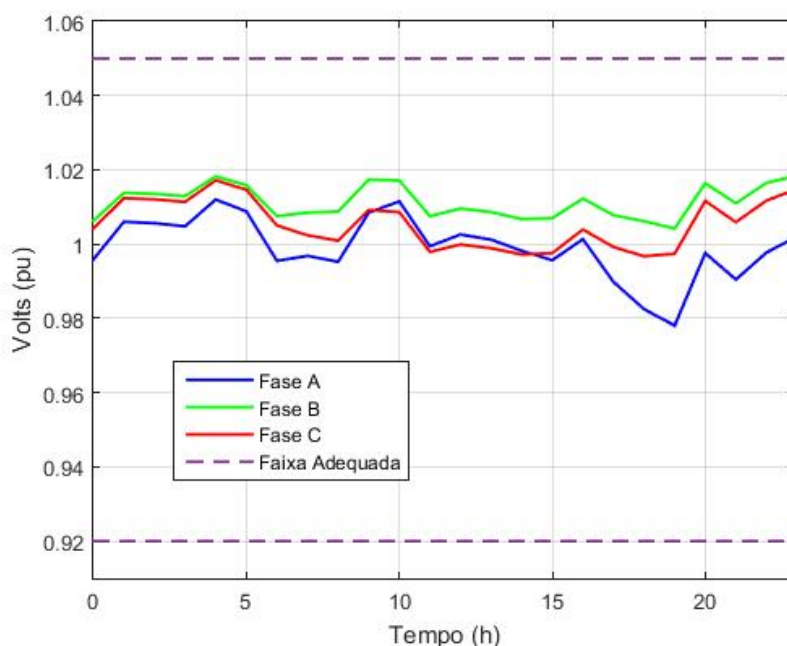
4.5.1 Curvas de Tensão ao Longo do Dia

Nas Figuras 34, 35, 36 e 37 pode-se observar o comportamento da tensão de regime permanente nos nós 634, 612, 672 e 676 respectivamente. Pode-se notar que todos os nós continuam com suas curvas de tensão dentro da faixa considerada Adequada pela Tabela 1 do PRODIST com exceção do nó 612 que, durante o período entre as 9h e 14h invade a faixa crítica da Tabela de forma que a concessionária local seria penalizada.

O que interessaria para esse estudo, porém, como foi citado anteriormente nessa seção, seriam as consequências dessa sobretensão do ponto de vista da distorção harmônica. Um transformador atuando com tensão de 1,05pu estaria atuando dentro de sua zona de saturação (MEDINA et al., 2000).

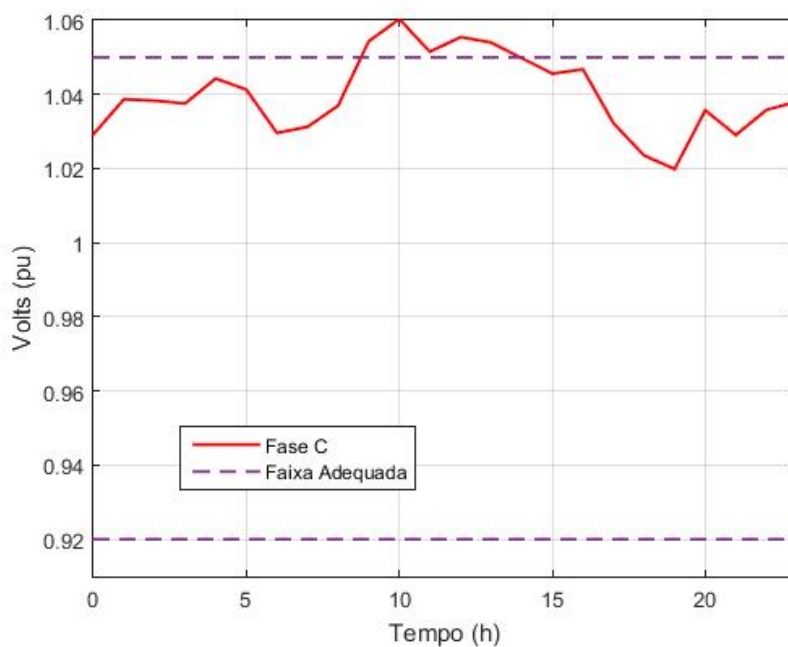
Para uma nova pauta de pesquisas seria interessante elaborar uma investigação profunda para adquirir os dados necessários para simular a distorção harmônica. O espectro poderia inclusive, num projeto futuro, ser produzido e medido experimentalmente com os equipamentos adequados.

Figura 34 – Tensão ao longo de 24 horas nó 634 para o cenário 3.



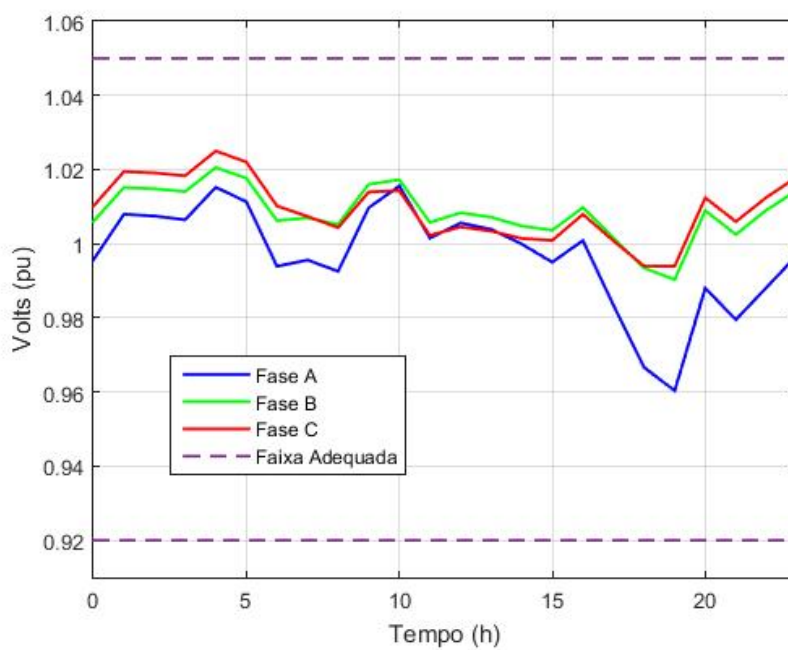
Fonte: AUTOR

Figura 35 – Tensão ao longo de 24 horas nó 612 para o cenário 3.



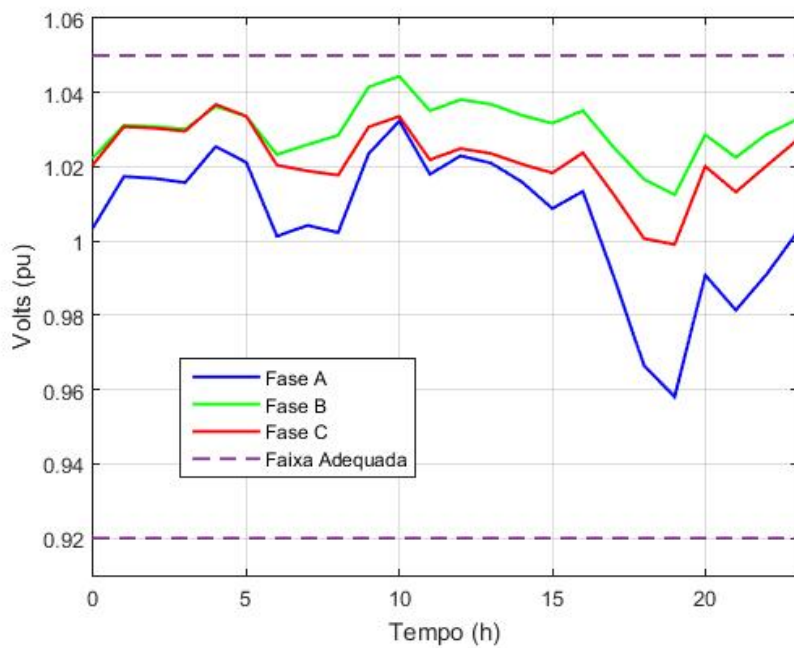
Fonte: AUTOR

Figura 36 – Tensão ao longo de 24 horas nó 672 para o cenário 3.



Fonte: AUTOR

Figura 37 – Tensão ao longo de 24 horas no nó 676 para o cenário 3.



Fonte: AUTOR

5 Conclusões

Este projeto de diplomação apresenta um estudo do comportamento da tensão de regime permanente ao longo do dia e dos índices de distorção harmônica em um horário de condições específicas de carga, considerando a conexão de sistemas FV.

A metodologia proposta é capaz de prover os resultados necessários para análise do perfil diário da tensão de regime permanente e dos índices de distorção harmônica para um determinado horário, além disso, através dos diferentes casos construídos e simulados, permite realizar um comparativo da influência nos indicadores de tensão e distorção harmônica conforme diferentes situações impostas ao sistema.

Quando não há sistemas FV conectados à rede, o perfil de tensão diário comporta-se muito bem, de forma que os valores de todos os pontos das curvas de tensão, em todos os nós em BT, permanecem dentro da faixa adequada dos limites de tensão de regime permanente estipulados pelo PRODIST. Com o circuito nessa situação, no horário de máxima tensão no nó 612, os índices de DTT e DIT no secundário dos transformadores rebaixadores permanecem baixos uma vez que a magnitude das correntes harmônicas injetadas pelas cargas residenciais não é grande suficiente para que os índices excedam os limites impostos pelo PRODIST.

Quando há sistemas FV conectados em determinados pontos da rede, o perfil de tensão diário também comporta-se bem, de forma que os valores de todos os pontos das curvas para todos os nós em BT permanecem dentro da faixa adequada dos limites de tensão de regime permanente impostos pelo PRODIST. Com o circuito nessa situação, porém, no horário das 10h, os índices de DTT e DIT no secundário dos transformadores rebaixadores pioram expressivamente devido a injeção de correntes harmônicas dos painéis FV operando em nível médio de geração. Essa piora faz com que diversos pontos da rede operem fora da faixa permitida pelo PRODIST quanto a DTT_i .

Quando há sistemas FV conectados em determinados pontos da rede e uma carga é desconectada de um ponto específico no qual há GD, o perfil de tensão de todos os nós em BT continua dentro da faixa adequada conforme o PRODIST, com exceção do nó do qual a carga foi desconectada. Nesse nó, durante algumas horas, a tensão de regime permanente situa-se dentro da faixa crítica. Quanto à distorção harmônica, esse estudo não dispõe do cálculo das harmônicas para a condição em questão, pois seria necessário considerar a injeção de correntes harmônicas devido à saturação do transformador rebaixador. Essa saturação ocorre devido à sobretensão decorrente da desconexão da carga quando somente o sistema FV atua nesse ponto da rede. Não se conseguiu adquirir as informações de um espectro harmônico típico de um transformador saturado. Para uma nova pauta de

pesquisa, é interessante conhecer tal espectro harmônico para que se possa realizar uma análise mais profunda dessa condição.

Percebe-se a importância da metodologia de execução das simulações. Analisando a rede de distribuição considerando as variações de potência consumida e gerada ao longo do dia é possível realizar um estudo mais detalhado da influência da magnitude das cargas e da geração dos painéis FV.

De forma geral, no sistema utilizado e com os elementos modelados, verificou-se um bom comportamento da tensão ao longo do dia do ponto de vista da baixa tensão da rede. Do ponto de vista da distorção harmônica, porém, verificou-se que, no horário das 10h, os índices de distorção pioram significativamente devido a inserção de geração distribuída.

Referências

- ANEEL. Módulo 8: Qualidade da energia elétrica. In: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica. PRODIST*. [S.l.], 2018. p. 88. Citado 3 vezes nas páginas 20, 21 e 24.
- BOKHARI, A. et al. Experimental determination of the zip coefficients for modern residential, commercial, and industrial loads. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 29, n. 3, p. 1372–1381, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 33.
- BOLLEN, M. H. J.; GU, I. Y. *Signal Processing of Power Quality Disturbances*. [S.l.: s.n.], 2006. Citado na página 23.
- CHERIAN, E.; BINDU, G.; NAIR, P. C. Pollution impact of residential loads on distribution system and prospects of dc distribution. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, v. 19, n. 4, p. 1655–1660, 2016. ISSN 2215-0986. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2215098616305572>>. Citado na página 32.
- DAUT, I. et al. Harmonic content as the indicator of transformer core saturation. In: *2010 4th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 382–385. Citado na página 18.
- DUGAN, R. C. et al. *Electrical Power System Quality*. 2. ed. [S.l.: s.n.], 2004. Citado 4 vezes nas páginas 18, 19, 21 e 22.
- DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. *Reference guide: the open distribution system simulator (openss)*. [S.l.], 2020. 184 p. Citado na página 29.
- KERSTING, W. H. *Distribution System Modeling and Analysis*. 2. ed. [S.l.: s.n.], 2007. Citado 3 vezes nas páginas 18, 19 e 30.
- MEDINA, A. et al. Experimental determination of magnetic saturation and hysteresis characteristics in power transformers with the wvav method. In: *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*. [S.l.: s.n.], 2000. v. 4, p. 2434–2438 vol. 4. Citado na página 54.
- MORGAN, L.; IHARA, S. Distribution feeder modification to service both sensitive loads and large drives. In: IEEE. *1991 IEEE PES Transmission and Distribution Conference Record*. [S.l.], 1991. p. 686. Citado na página 20.
- OLIVEIRA, T. T. de. *Estudo da Distorção Harmônica em Redes de Distribuição de Baixa Tensão com Sistemas Fotovoltaicos e Veículos Elétricos*. Dissertação (Tese de Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 32.
- PEÑALOZA, A. K. A. *Localização de Falhas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica: Uma Abordagem Baseada na Análise de Transitórios de Alta Frequência*. Dissertação (Tese de Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2017. Citado na página 29.

PFENNINGER, S.; STAFFELL, I. Long-term patterns of european pv output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy*, v. 114, p. 1251–1265, 2016. Citado na página 33.

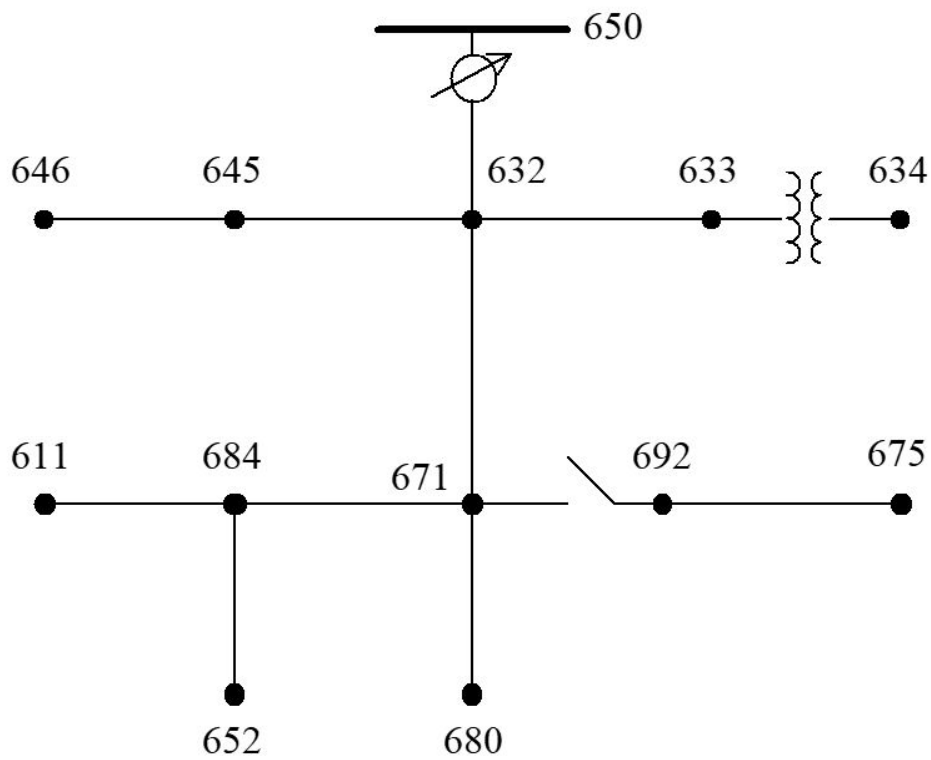
PFENNINGER, S.; STAFFELL, I. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*, v. 114, p. 1224–1239, 2016. Citado na página 33.

TOVILOVIC, D. M.; RAJAKOVIC, N. L. The simultaneous impact of photovoltaic systems and plug-in electric vehicles on the daily load and voltage profiles and the harmonic voltage distortions in urban distribution systems. *Renewable Energy*, v. 76, p. 454–464, 2015. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114007952>>. Citado 3 vezes nas páginas 26, 33 e 34.

VILLALVA, M. G. *Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica*. Dissertação (Tese de Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

ANEXO A – Alimentador de Testes de 13 Barras IEEE - IEEE 13 Node Test Feeder

IEEE 13 Node Test Feeder



Overhead Line Configuration Data:

Config.	Phasing	Phase	Neutral	Spacing
		ACSR	ACSR	ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Underground Line Configuration Data:

Config.	Phasing	Cable	Neutral	Space ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Line Segment Data:

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606

Transformer Data:

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	5,000	115 - D	4.16 Gr. Y	1	8
XFM -1	500	4.16 - Gr.W	0.48 - Gr.W	1.1	2

Capacitor Data:

Node	Ph-A	Ph-B	Ph-C
	kVAr	kVAr	kVAr
675	200	200	200
611			100
Total	200	200	300

Regulator Data:

Regulator ID:	1		
Line Segment:	650 - 632		
Location:	50		
Phases:	A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	20		
Primary CT Rating:	700		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	3	3	3
X - Setting:	9	9	9
Voltage Level:	122	122	122

Spot Load Data:

Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
	Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

Distributed Load Data:

Node A	Node B	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
		Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

IEEE 13 NODE TEST FEEDER***Impedances*****Configuration 601:**

Z (R +jX) in ohms per mile
 0.3465 1.0179 0.1560 0.5017 0.1580 0.4236
 0.3375 1.0478 0.1535 0.3849
 0.3414 1.0348

B in micro Siemens per mile
 6.2998 -1.9958 -1.2595
 5.9597 -0.7417
 5.6386

Configuration 602:

Z (R +jX) in ohms per mile
 0.7526 1.1814 0.1580 0.4236 0.1560 0.5017
 0.7475 1.1983 0.1535 0.3849
 0.7436 1.2112

B in micro Siemens per mile
 5.6990 -1.0817 -1.6905
 5.1795 -0.6588
 5.4246

Configuration 603:

Z (R +jX) in ohms per mile
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 1.3294 1.3471 0.2066 0.4591
 1.3238 1.3569

B in micro Siemens per mile
 0.0000 0.0000 0.0000
 4.7097 -0.8999
 4.6658

Configuration 604:

Z (R +jX) in ohms per mile
 1.3238 1.3569 0.0000 0.0000 0.2066 0.4591
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 1.3294 1.3471

B in micro Siemens per mile
 4.6658 0.0000 -0.8999
 0.0000 0.0000
 4.7097

Configuration 605:

Z (R +jX) in ohms per mile
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 1.3292 1.3475

B in micro Siemens per mile
 0.0000 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000
 4.5193

Configuration 606:

Z (R +jX) in ohms per mile
 0.7982 0.4463 0.3192 0.0328 0.2849 -0.0143
 0.7891 0.4041 0.3192 0.0328
 0.7982 0.4463

B in micro Siemens per mile
 96.8897 0.0000 0.0000
 96.8897 0.0000
 96.8897

Configuration 607:

Z (R +jX) in ohms per mile
 1.3425 0.5124 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000

B in micro Siemens per mile
 88.9912 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000
 0.0000

--- **V O L T A G E P R O F I L E** ---- DATE: 6-24-2004 AT 15:33:12 HOURS ----
 SUBSTATION: IEEE 13; FEEDER: IEEE 13

NODE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	mi.to SR
	A-N		B-N		C-N		
650	1.0000	at .00	1.0000	at -120.00	1.0000	at 120.00	.000
RG60	1.0625	at .00	1.0500	at -120.00	1.0687	at 120.00	.000
632	1.0210	at -2.49	1.0420	at -121.72	1.0174	at 117.83	.379
633	1.0180	at -2.56	1.0401	at -121.77	1.0148	at 117.82	.474
XFXFM1	.9941	at -3.23	1.0218	at -122.22	.9960	at 117.35	.474
634	.9940	at -3.23	1.0218	at -122.22	.9960	at 117.34	.474
645			1.0329	at -121.90	1.0155	at 117.86	.474
646			1.0311	at -121.98	1.0134	at 117.90	.530
671	.9900	at -5.30	1.0529	at -122.34	.9778	at 116.02	.758
680	.9900	at -5.30	1.0529	at -122.34	.9778	at 116.02	.947
684	.9881	at -5.32			.9758	at 115.92	.815
611					.9738	at 115.78	.871
652	.9825	at -5.25					.966
692	.9900	at -5.31	1.0529	at -122.34	.9777	at 116.02	.852
675	.9835	at -5.56	1.0553	at -122.52	.9758	at 116.03	.947

p 1

----- **V O L T A G E R E G U L A T O R D A T A** ---- DATE: 6-24-2004 AT 15:33:16 HOURS --
 SUBSTATION: IEEE 13; FEEDER: IEEE 13

[NODE]	[VREG]	[SEG]	[NODE]	MODEL	OPT	BNDW		
650	RG60	632	632	Phase A & B & C, Wye	RX	2.00		
	PHASE	LDCTR	VOLT HOLD	R-VOLT	X-VOLT	PT RATIO	CT RATE	TAP
	1		122.000	3.000	9.000	20.00	700.00	10
	2		122.000	3.000	9.000	20.00	700.00	8
	3		122.000	3.000	9.000	20.00	700.00	11