

UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL – UCS
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DA REGIÃO DOS VINHEDOS – CARVI
ÁREA DO CONHECIMENTO DE CIÊNCIAS EXATAS E ENGENHARIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

CELITO PANIZZI

**ANÁLISE DA DISTORÇÃO HARMÔNICA GERADA POR DIFERENTES
CONSUMIDORES RESIDENCIAIS NA REDE PRIMÁRIA**

BENTO GONÇALVES

2020

CELITO PANIZZI

**ANÁLISE DA DISTORÇÃO HARMÔNICA GERADA POR DIFERENTES
CONSUMIDORES RESIDENCIAIS NA REDE PRIMÁRIA**

Trabalho de Conclusão
de Curso II apresentado ao
Centro de Ciências Exatas, da
Natureza e de Tecnologia da
Universidade de Caxias do Sul
como requisito parcial para
obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Me. André
Bernardes Michel

BENTO GONÇALVES

2020

CELITO PANIZZI

**ANÁLISE DA DISTORÇÃO HARMÔNICA GERADA POR DIFERENTES
CONSUMIDORES RESIDENCIAIS NA REDE PRIMÁRIA**

Trabalho parcial de Conclusão de
Curso para obtenção de grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica.
Curso de Bacharel em Engenharia
Elétrica da Universidade de Caxias
do Sul.

Aprovado em ____/____/____

Banca Examinadora

Prof. Ms. André Bernardes Michel
Universidade de Caxias do Sul – UCS

Prof. Ms. Anderson Soares dos Santos
Universidade de Caxias do Sul – UCS

Prof. Dr. Danusia de Oliveira de Lima
Universidade de Caxias do Sul – UCS

RESUMO

Este trabalho teve por objetivo analisar as distorções harmônicas de tensão geradas por diferentes consumidores residenciais na rede primária de distribuição de energia. Para efetuar a análise, a modelagem do sistema foi realizada via software OpenDSS, utilizando-se do método iterativo do ponto fixo para solução do fluxo harmônico. O estudo foi realizado com base em três consumidores distintos; consumo baixo, consumo médio e consumo alto de energia. A inserção das cargas não lineares foi modelada em uma rede de distribuição teste, baseado em um alimentador real. Desta maneira, por meio do resultado das simulações, foram efetuados os cálculos para determinação dos indicadores de distorção harmônica de tensão no ponto de acoplamento comum (transformador) ao sistema de média tensão. A partir da metodologia proposta, concluiu-se que a injeção de harmônicos pelos consumidores residenciais não ultrapassou os limites de distorção harmônica total de tensão, de terceira ordem e das ímpares fora as terceiras ordens, no ponto de avaliação, segundo os limites do PRODIST Módulo 8.

Palavras-chave: Distorção harmônica. OpenDSS. Rede de Distribuição.

ABSTRACT

This work aimed to analyze the voltage harmonics generated by different residential consumers in the energy distribution. To perform the analysis, the system modeling was performed in the OpenDSS software, using the interactive method of the fixed point to solve the harmonic flow. The study was conducted based on three different consumers profiles: low consumption, medium consumption and high energy consumption. The insertion of non-linear loads was modeled in a test distribution network, based on a real feeder. In this way, based on the results of the simulations, calculations were made to determine the harmonic distortion voltage indicators at the common coupling point (transformer) to the medium voltage system. Based on the proposed methodology, it was concluded that the injection of harmonics by residential consumers did not exceed the limits of total harmonic distortion of voltage, maximum third order distortion and total distortion off odd harmonics outside the third orders, at the point of evaluation, according to the thresholds of PRODIST Module 8.

Keywords: Harmonic Distortion. OpenDSS. Distribution Network.

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Comparativo dos trabalhos realizados via OpenDSS.....	53
--	----

LISTA DE SIGLA

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

DIT - Demais Instalações de Transmissão

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IEC – International Electrotechnical Commission

LTC – Load Tap Changing

ONSE - Operador Nacional do Sistema Elétrico

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

QEE – Qualidade de Energia Elétrica

SCR – Retificador Controlado de Silício

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação das Grandezas.....	25
Tabela 2 - Limites das distorções harmônicas totais.....	26
Tabela 3 - Conteúdo harmônico em equipamentos residenciais.....	31
Tabela 4 - Conteúdo harmônico em equipamentos residenciais por ordem.....	32
Tabela 5 – Programas no estudo dos harmônicos.....	48
Tabela 6 – Alocação dos consumidores.....	68
Tabela 7 - Resultados de simulação OpenDSS para o nó 102 no dia 5 aos 1440 minutos.....	70
Tabela 8 - Aplicação das fórmulas segundo PRODIST módulo 8, do 5 dia, no nó 102 aos 1440 minutos.....	71
Tabela 9 – Valores das magnitudes no período das 20h e das 8h	73

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Exemplo de Espectro Harmônico.....	21
Figura 2 – Curva de tensão e corrente da lâmpada incandescente.....	28
Figura 3 – Curva de tensão e corrente da lâmpada fluorescente.....	28
Figura 4 – Curva de tensão e corrente da televisão LCD.....	29
Figura 5 – Curva de tensão e corrente de refrigerador.....	30
Figura 6 – Curva de tensão e corrente de condicionador de ar.....	30
Figura 7 – Curva de tensão e corrente de micro-ondas.....	31
Figura 8 - Rede aérea de distribuição com neutro multi-aterrado.....	39
Figura 9 – Modelo real de um transformador monofásico.....	40
Figura 10 – Corrente de neutro em circuitos com carga não-linear.....	42
Figura 11 – Representação de uma carga não linear com corrente harmônica..	47
Figura 12 – Modelo de Circuito Equivalente.....	47
Figura 13 – Sistema Elétrico Fictício.....	54
Figura 14 – Equivalente de Thévenin do Sistema A.....	55
Figura 15 – Modelo matemático do elemento <i>Circuit</i>	55
Figura 16 - Linha Representada pelo Modelo π	56
Figura 17 – Sistema suprimindo uma carga.....	56
Figura 18 – Rede de distribuição.....	60
Figura 19 – Medições Harmônicas em residência de baixo consumo.....	62
Figura 20 – Medição da terceira harmônica.....	62
Figura 21 – Classificação de potência do transformador com carga não linear.	63
Figura 22 – Pontos de medição na rede de distribuição.....	65
Figura 23 – Extração de dados via <i>GetData Graph Digitizer</i>	66
Figura 24 – Demonstração de VBA.....	67
Figura 25 - Menor valor de DHTv% do dia 4 as 8 horas da manhã nó 3 e maior valor de DHTv% do dia 2 as 20 horas da noite, nó 102.....	72
Figura 26 – Tensão por ordem harmônica no 1º dia nos primeiros 10 minutos, nó 003, nó 51 e nó 102.....	73
Figura 27 – Tensão por ordem harmônica nas 5º dia as 20 horas no nó 003, nó 51 e nó 102.....	74
Figura 28 – Nó 3, Nó 51 e Nó 102 monitorados no dia 1.....	75

LISTA DE SIMBOLOS

A Ampère
Ah Ampère hora
Ft Pés
Hz Hertz
In Polegada
M Metro
V Volt
VA Volt-Ampère
W Watt
 π Pi
 Ω Ohm
% Por Cento

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO.....	13
1.2 OBJETIVO GERAL	14
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
1.4 DIVISÃO DO TRABALHO.....	15
2 REFERENCIAL TEÓRICO	16
2.1 HARMÔNICOS	16
2.2 CARGAS.....	17
2.2.1 CARGAS LINEARES	18
2.2.2 CARGAS NÃO LINEARES.....	19
2.3 FERRAMENTAS DE SOLUÇÃO.....	20
2.3.1 SÉRIE DE FOURIER	20
2.3.2 TRANSFORMADA WAVALET	22
2.3.3 TEOREMA DE NYQUIST.....	22
2.4 MEDIÇÃO	22
2.5 PRODIST MÓDULO 8.....	23
2.5.1 DISTORÇÕES HARMONICAS	23
2.5.2 INSTRUMENTAÇÃO E METODOLOGIA DE MEDIÇÃO	26
2.6 HARMÔNICOS EM CLIENTES RESIDENCIAIS.....	27
2.7 FLUXO HARMÔNICO.....	32
2.7.1 MÉTODO VARREDURA DE FREQUÊNCIA.....	33
2.7.2 MÉTODO INJEÇÃO DE CORRENTE	34
2.7.3 MÉTODO ITERATIVO DO PONTO FIXO	35
2.8 MODELO DOS COMPONENTES DO SISTEMA	36
2.9 LINHA AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	36
2.9.1 IMPÊDANCIA EM LINHAS AÉREAS	37
2.9.2 TRANSFORMADORES	40
2.9.3 CARGAS.....	42
2.9.4 GERADOR.....	45
2.10 MODELO DE CARGA NÃO LINEAR	46
2.11 MODELAGEM DE FLUXOS HARMÔNICOS POR SOFTWARE.....	48
2.11 TRABALHOS CORRELATOS.....	50
3 METODOLOGIA.....	54
3.1 MODELOS DOS COMPONENTES NO OPENDSS	54

3.1.1 CIRCUITOS	54
3.1.2 LINHAS.....	56
3.1.3 CARGAS.....	56
3.1.4 FLUXO DE POTÊNCIA HARMÔNICO	57
3.1.5 TRANSFORMADORES	58
3.2 ESTUDO DE CASO	59
3.2.1 SISTEMA	59
3.2.2 PERFIL DOS CLIENTES RESIDENCIAIS	61
3.2.3 CENÁRIOS DE TESTES.....	61
3.3 OBTENÇÃO DOS DADOS.....	66
4 RESULTADOS	68
4.1 ALOCAÇÃO DOS CONSUMIDORES	68
4.2 RESULTADOS DA COLETA DE DADOS DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS	70
5 CONCLUSÕES	76
REFERÊNCIAS	78
ANEXO A – TABELA DE DADOS DO TRANSFORMADOR DISTRIBUIDORA	84
ANEXO B – TABELA DE DADOS DO TRANSFORMADOR CONSUMIDOR.....	85
ANEXO C – DADOS DAS LINHAS DO SISTEMA	86
APÊNDICE A – AMOSTRA 1º dia 10 min	89
APÊNDICE B – AMOSTRA 3º dia 10 horas	91
APÊNDICE C – AMOSTRA 5º dia 20 horas	93
APÊNDICE D – CÓDIGO VBA.....	95
APÊNDICE E – CÓDIGO OPENDSS PRIMEIROS DEZ MINUTOS DIA 1.....	100

1 INTRODUÇÃO

A qualidade da energia elétrica (QEE) é a condição ou situação na qual a tensão e corrente permitem que equipamentos, processos, instalações e sistemas elétricos operem de forma satisfatória, sem prejuízo de desempenho e de vida útil (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014). Uma das principais razões do interesse no estudo da qualidade de energia fornecida é seu impacto no valor econômico. Existem inúmeros impactos econômicos sobre a utilidade dos equipamentos de cargas para clientes e fornecedores.

A modernização e automação da indústria e residências está migrando para eletrônicos controlados, muito mais sensíveis à desvios de cargas e tensões (DUGAN, 2012). O mesmo autor define que a distorção de uma onda senoidal é caracterizada pelo conteúdo espectral de desvio. Dugan (2012) define cinco tipos de impactos na qualidade de energia, entre eles a de distorção de ondas; polarização de corrente contínua, harmônicas, inter harmônicas, corte de tensão e ruído.

O grande interesse pelas harmônicas em redes elétricas ocorre devido ao surgimento de correntes e tensões não senoidais provocadas por cargas não-lineares conectadas a rede. O equipamento pode não operar ou operar de maneira ineficiente, diminuindo a sua vida útil. Esta razão, obviamente, leva ao estudo da mitigação e a identificação de limites de regulamentação (KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2009). Desta forma, este estudo centraliza-se nos níveis das distorções de harmônicas de tensão em residências, especificamente, objetivando analisar os riscos e efeitos da má qualidade de energia, evitando prejuízos.

1.1 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO

A constante modernização do uso da energia elétrica nos sistemas residenciais trouxe inúmeros benefícios aos usuários. Todavia, parte da energia recebida perde qualidade devido a distúrbios eletromagnéticos denominados harmônicas, de natureza constante e não temporária (MARTINHO, 2012).

O aumento da utilização de tecnologias como a eletrônica de potência

incentivou a procura por soluções para os distúrbios. O recebimento de uma energia não qualificada ocasiona inúmeras perdas econômicas, gerando preocupação nas companhias elétricas e aos usuários (MARTINS, 2003). Alguns dos maiores impactos das harmônicas encontram-se nos erros de valores de faturamento, aumentos de perdas de energia e redução da tensão de distribuição, diminuição de vida útil dos transformadores de distribuição, riscos aos bancos capacitores do sistema e interferências em sinais de comunicação (GONZALEZ, VISACRO, ALMEIRA E PIRES , 2003).

Desta forma, ressalta-se a importância da entrega de uma energia sem geração de harmônicos, permitindo assim melhores controles sobre energia e redução de impactos econômicos nas residências, podendo justificar a análise e medição de harmônicos em sistemas residenciais.

1.2 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral do trabalho é analisar as harmônicas geradas pelos diferentes consumidores residenciais, por meio da utilização do software OpenDSS, a fim de identificar as distorções de tensão na rede de distribuição no ponto de acoplamento comum (rede de média tensão) e comparar com os limites normativos do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Revisar a literatura acerca de harmônicas, impactos na rede de distribuição, métodos do fluxo harmônico e modelos de componentes das redes;
- Verificar a modelagem dos componentes presentes na rede de distribuição via software OpenDSS;
- Definir uma alocação para o conjunto de consumidores propostos para cada transformador do sistema teste;

- Executar as simulações na rede de distribuição em um modelo via OpenDSS;
- Analisar as simulações, diagnosticando os níveis de distorção harmônica gerada pelas diferentes residências;

1.4 DIVISÃO DO TRABALHO

Este trabalho está organizado em cinco capítulos. O primeiro capítulo contém a parte introdutória, incluindo justificativa, objetivo geral e objetivos específicos. O segundo capítulo revisa a literatura acerca do tema, apresentando referencial sobre harmônicos, cargas lineares e não lineares, ferramentas de solução, instrumentos de medição e a apresentação do módulo 8 do PRODIST.

Em seguida é apresentada a metodologia, abordando os modelos dos componentes do sistema no software utilizado, estudo de caso e perfil dos consumidores. Os resultados, a seguir, destacam a alocação dos consumidores e os resultados das simulações. Por fim, a conclusão relata as considerações finais e os entendimentos possibilitados pelo estudo.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

O referencial teórico descreverá a literatura utilizada no desenvolvimento do trabalho, transcorrendo e revisando os seguintes conceitos fundamentais de distorções harmônicas: a fundamentação de fluxo harmônico, a descrição de harmônicos em aparelhos residenciais, a caracterização dos modelos de componentes da rede de distribuição e uma revisão do estado da arte de trabalhos realizados nesta área.

2.1 HARMÔNICOS

A nomenclatura harmônica, originalmente deriva-se de acústico e instrumentos musicais, dado seu caráter de múltiplo inteiro ou componente de tom. No âmbito da engenharia elétrica, os harmônicos se desenvolveram no início do século XX com o desenvolvimento de sistemas de potência em corrente alternada. O primeiro autor a relacionar o termo foi Steimetz, em 1916. Steimetz preocupava-se com as causas da saturação magnética do ferro em transformadores e máquinas (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014).

Para Franco (2008), o harmônico faz parte de uma onda periódica cuja frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental do sistema. No caso da rede de energia elétrica, 60 ou 50 Hz. Para o autor, a harmônica se soma a onda senoidal normal, distorcendo a curva de tensão ou corrente. Desta maneira, a harmônica prejudica a qualidade de suprimento de energia, visto que torna a amplitude e a frequência não constantes. Para outros autores, como (DUGAN, 2012), em alguns casos as cargas não se assemelham a onda senoidal. Conversores eletrônicos podem alterar as formas de onda de maneira arbitrária. Porém, na maioria dos casos a distorção é periódica ou múltipla inteira da frequência fundamental.

Conforme o Manual de Qualidade de Energia Elétrica (ANEEL, 2018) os harmônicos não são essencialmente fenômenos novos. Todavia, sua propagação se deve à evolução tecnológica e a regulação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Outros fatores são: a

proliferação dos dispositivos eletrônicos, a dependência da economia mundial a energia elétrica e a sensibilidade dos equipamentos eletrônicos.

Grady e Santoso (2008) descrevem que as distorções harmônicas causam preocupação desde o início do estudo de tensões alternadas em engenharia elétrica. Ainda conforme os autores, a principal causa da ocorrência dos harmônicos são as cargas eletrônicas. Estas cargas incluem diodo, retificadores controlados - SCRs -, transistores de potência e outras chaves eletrônicas. Leão, Sampaio e Antunes (2014) complementam que as cargas cortam ondas senoidais para controle de potência ou na conversão de contínua para alternada.

As distorções harmônicas apresentam inúmeros prejuízos à qualidade de energia fornecida. Siti e Binti (2006) descrevem quatro efeitos principais, como segue:

- a) aumento de perdas no suprimento e no transformador de suprimento;
- b) disparos aleatórios de disjuntores;
- c) degradação do isolamento elétrico;
- d) diminuição da vida útil de circuitos elétricos;

Ainda conforme o autor, estas distorções impactam diretamente os sistemas de geração elétrica nos sistemas de energia, como usuários finais no nível de distribuição e redes de transmissão. A distorção harmônica originada em equipamentos eletrônicos de potência também envolve problemas de desempenho de equipamentos, problemas de sobretensão, superaquecimento de condutores e transformadores.

2.2 CARGAS

As cargas residenciais são divididas em resistivas, indutivas e eletrônicas. As cargas resistivas não geram harmônicas, pois são cargas lineares. As cargas eletrônicas provocam uma corrente de entrada com distorção e baixo fator de potência, devido a um estágio retificador, formado por diodos tiristores ou outro dispositivo de chaveamento, com ou sem filtro capacitivo na saída (OLIVEIRA,

2009). Em Pomilio (2008) por sua vez, é descrito que uma análise dos harmônicos em unidades residenciais deve ser restrita a cargas indutivas e eletrônicas, dado o caráter linear das cargas resistivas.

Leão, Sampaio e Antunes (2014) de maneira distinta, define as cargas por outra classificação. Os autores definem as cargas em críticas, sensíveis e perturbadoras. As cargas críticas ou essenciais requerem cuidados visto que podem colocar em risco vidas humanas e causar prejuízos vultosos. As cargas críticas são oriundas de centros de voo, grandes centros de processamento e dados financeiros, hospitais entre outros. Elas podem ser lineares ou não, e em hipótese alguma podem sofrer interrupções de fornecimento de energia. Outra classificação de carga mencionada pela autora é a do tipo sensível, cuja tensão não suporta variações, mesmo que de curta duração. Pode-se citar como exemplo cargas eletrônicas e digitais, constituídas em modernas instalações industriais, como controladores lógicos programáveis, robôs, acionamentos de velocidade variável para motores e computadores pessoais. Por fim, as cargas perturbadoras, são em maioria cargas industriais com processos de retificação, fornos elétricos a arco, grandes motores e outros. Uma mesma carga pode desempenhar condição de crítica, sensível e perturbadora simultaneamente.

2.2.1 CARGAS LINEARES

A carga linear é caracterizada por sua corrente ser diretamente proporcional à tensão aplicada. Seus principais exemplos são resistores, indutores não saturáveis e capacitores de valores fixos que drenam correntes, atuando como fontes de alimentação (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014).

Franco (2008) descreve que o rápido desenvolvimento da eletrônica de potência e a evolução da tecnologia tem elevado a presença dos harmônicos, e gerado efeitos indesejados nos aparelhos. Rosa (2006) menciona que as cargas lineares ocorrem quando os sinais de tensão e corrente são próximos, na denominada relação de Ohm. A relação define que a corrente através de uma resistência, alimentada por uma fonte de tensão variável, é igual a relação entre tensão e resistência. O autor explica que esta é a razão pela qual as ondas de tensão e corrente se assemelham em circuitos elétricos. Mesmo cargas lineares

resistivas podem ser determinadas porque são proporcionais ao quadrado de corrente.

Em outra definição, Suresh e Panda (2016) relatam que as cargas lineares são cargas em que a tensão e a corrente seguem sem distorção nas ondas senoidais puras. Novamente, os exemplos citados são aquecedores resistivos, lâmpadas incandescentes e motores de indução com velocidade constante.

2.2.2 CARGAS NÃO LINEARES

As cargas não lineares são o fator preponderante nas correntes distorcidas, mesmo que alimentadas pela fonte com tensão senoidal. As tensões distorcidas impactam também sobre a corrente. Ainda que a tensão não seja senoidal, a corrente será distorcida pela tensão, e não pela linearidade da carga. Todavia, ambas apresentam tensões e correntes não constantes (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014).

Dugan (2012) especifica que a distorção harmônica é causada por dispositivos não lineares no sistema de energia. Para o autor, um dispositivo não linear é aquele que a corrente não é proporcional à tensão aplicada. A fonte de maior distorção harmônica em um sistema de energia é a duplicidade em que uma corrente pode assumir por centos de tensão. Entre os diversos tipos de cargas não lineares, pode-se citar algumas (FRANCO, 2008):

- Circuitos de iluminação com lâmpadas de descarga;
- Fornos a arco;
- Compensadores estáticos tipo reator saturado;
- Motores de corrente contínua controlados por retificadores;
- Processos de eletrólise através de retificadores não-controlados;
- Motores síncronos controlados por ciclo conversores;
- Fornos de indução de alta frequência;
- Fornos de indução controlados por reatores saturados;
- Cargas de aquecimento controladas por tiristores;
- Velocidade dos motores CA controlados por tensão de estator;
- Reguladores de tensão a núcleo saturado;

Leão, Sampaio e Antunes (2014) mencionam que qualquer carga que requer uma corrente não senoidal de uma tensão senoidal é não linear. Os autores complementam que cargas não lineares causam correntes distorcidas mesmo quando alimentadas por fontes não distorcidas, definindo tensão e correntes não constantes.

Rosa (2006) descreve que transformadores de potência podem atuar de maneira não linear devido a saturação. O autor cita como exemplo, casos em que a densidade do fluxo magnético no transformador deixa de aumentar ou aumenta pouco à medida que a intensidade do fluxo magnético continua crescendo.

2.3 FERRAMENTAS DE SOLUÇÃO

Na engenharia utiliza-se de algumas ferramentas matemáticas que objetivam analisar o impacto das harmônicas na qualidade e distribuição de energia recebida. As três principais ferramentas de análise são: as séries de Fourier, Transformada de Wavelet e teorema de Nyquist. Ainda que possuam diferenças, as três ferramentas atendem o processo de análise do processo.

2.3.1 SÉRIE DE FOURIER

Para Leão, Sampaio e Antunes (2014) a principal ferramenta de identificação de componentes harmônicos em ondas senoidais é análise de Fourier. A ferramenta foi desenvolvida em 1882 pelo matemático francês Jean-Baptiste Joseph Fourier. Aplica-se a ferramenta à onda não senoidal, determinando a frequência, amplitude e fase de cada senóide. Por definição, é um processo de conversão de formas de onda no domínio do tempo em seus componentes de frequência. Os autores complementam que quando aplicada a um sinal no domínio do tempo, contínuo e periódico, a série resulta em uma soma de componentes senoidais de frequências discretas e de diferentes valores.

Dugan (2012) complementa (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014). Para ele, a série de Fourier é um dos analisadores mais poderosos na análise de

módulos complementares com o intuito de determinar os harmônicos. Todavia, quaisquer requisitos significativos de medição exigirão um instrumento projetado para análise espectral.

De maneira análoga, Rossetto e Tenti (1994) concordam que por meio da transformação de Fourier, os componentes são separados dos sinais poluídos por harmônicos e combinados para gerar comandos de compensação.

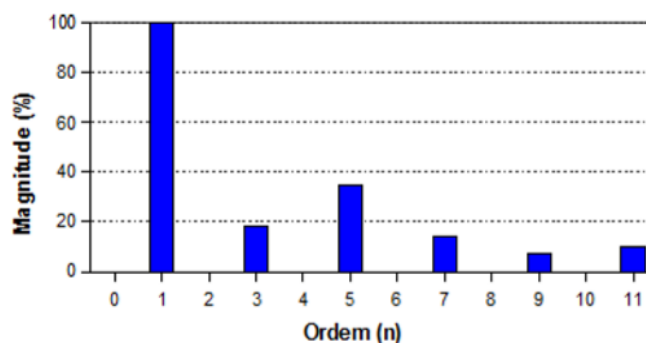
Os analisadores de espectro harmônico verificam as possíveis distorções nos sinais. Oliveira (2009) relata como necessárias, as seguintes funcionalidades do instrumento;

- Capacidade de medir tensões e correntes simultaneamente, possibilitando a obtenção do fluxo de potência harmônica;
- Capacidade de medir magnitude e ângulo de fase de cada componente harmônica;
- Sincronização e taxa de amostragem suficientes para obter a medição de componente harmônicas até a 50ª harmônica.

Em Oliveira (2009) é mencionado que o espectro harmônico é o gráfico demonstrativo da amplitude das harmônicas do sinal em função do valor da fundamental, incluindo cada componente, se existir. A magnitude está em percentual e as ordens em numeração ímpar, como exemplo.

Na Figura 1 é demonstrado um exemplo de espectro harmônico.

Figura 1 - Exemplo de Espectro Harmônico



Fonte: Oliveira, (2009).

2.3.2 TRANSFORMADA WAVALET

Leão, Sampaio e Antunes (2014), descrevem que Wavalets são funções matemáticas que decompõe sinais em diferentes componentes de frequências, e em seguida cada componente é avaliado com uma resolução que corresponde a escala definida. Seu conceito foi introduzido pelo físico Alfred Haar, em 1910. Seu sistema original era composto por funções ortogonais. O autor ressalta que esta metodologia é apropriada para frequências que variam em seu espectro.

2.3.3 TEOREMA DE NYQUIST

Para Rosa (2006), o teorema de Nyquist é uma abordagem alternativa ao Teorema de Fourier. O autor defende o teorema para a maioria das aplicações práticas. O critério de Nyquist formaliza que, se o sinal de entrada contiver frequências superiores a metade da frequência de amostragem, o sinal não será interpretado corretamente e será necessária uma largura da banda de entrada analógica superior a 3 Hz.

De maneira contrária, (ARRILLAGA; WATSON, 2004) defendem que se a amostragem for menor que o dobro da frequência mais alta presente na forma de onda amostrada, esses componentes de frequência mais altas podem imitar componentes abaixo da frequência Nyquist, desta forma introduzindo erros na análise.

2.4 MEDIÇÃO

A medição quantifica e qualifica parâmetros para estabelecer processos de sucesso ou falha. Desta maneira, permitem monitorar a ocorrência de distúrbios e determinar periodicidade e severidade. Os principais objetivos é diagnosticar incompatibilidades entre fonte de energia e carga, medir o desempenho da carga e processo, analisar a causa raiz de problemas, avaliar a conformidade com requisitos legais, e prever o desempenho futuro de equipamentos ou de dispositivos de mitigação de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014).

2.5 PRODIST MÓDULO 8

Os procedimentos de distribuição (PRODIST) são documentos elaborados pela ANEEL com o intuito de normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao fundamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2018). O PRODIST é padronizado em onze módulos, sendo o módulo de qualidade de energia elétrica, 8, responsável pelas diretrizes acerca da qualidade de energia fornecida.

A ANEEL define como público-alvo, os consumidores com instalações conectadas em qualquer classe de tensão de distribuição, centrais geradoras, distribuidoras, agentes importadores ou exportadores de energia elétrica, transmissoras detentoras, as Demais Instalações de Transmissão - DIT e Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONSE.

2.5.1 DISTORÇÕES HARMONICAS

As distorções harmônicas são parametrizadas pelas equações referidas no PRODIST, módulo 8. A seguir, seguem as equações de distorção harmônica individual (1), distorção harmônica total de tensão (2), distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3 (3), distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 (4), e distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3 (5), respectivamente.

$$DIT_h \% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (1)$$

onde:

$DIT_h\%$ = distorção harmônica individual de tensão

h = ordem harmônica individual

V_h = tensão de ordem h

V_1 = tensão fundamental medida

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hm\acute{a}x} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (2)$$

Onde;

DTT% = distorção harmônica total de tensão

h = todas as ordens harmônicas de 2 até hmáx

hmáx = conforme classe A ou S

V_h = tensão de ordem h

V_1 = tensão fundamental medida

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hp} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (3)$$

onde:

DTT_p% = distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3

h = todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3 (h = 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22, 26, 28, 32, 34, 38, ...)

hp = máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3

V_h = tensão de ordem h

V_1 = tensão fundamental medida

$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{hi} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (4)$$

onde:

DTT_i% = distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3

h = todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3 ($h = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 29, 31, 35, 37, \dots$)

h_i = máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3

V_h = tensão de ordem h

V_1 = tensão fundamental medida

$$DTT_3 = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_3} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (5)$$

onde:

$DTT_3\%$ = distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3

h = todas as ordens harmônicas ímpares, múltiplas de 3 ($h = 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, 33, 36, 39, \dots$)

h_3 = máxima ordem harmônica múltipla de 3

V_h = tensão de ordem h

V_1 = tensão fundamental medida

As distorções harmônicas representadas pelas equações podem ser definidas pela nomenclatura de aplicação do cálculo, conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Classificação das Grandezas

Identificação da Grandeza	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	$DIT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	$DTT\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3	$DTTP\%$
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	$DTT_3\%$
Tensão harmônica de ordem h	V_h
Ordem harmônica	H

Identificação da Grandeza	Símbolo
Ordem harmônica máxima	H _{máx}
Ordem harmônica mínima	H _{min}
Tensão fundamental medida	V ₁
Valor do indicador DTT% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	DTT95%
Valor do indicador DTP% que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	DTT _p 95%
Valor do indicador DTT _i % que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	DTT _i 95%
Valor do indicador DTT ₃ % que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	DTT ₃ 95%

Fonte: ANEEL – PRODIST Módulo 8 (2018).

A Tabela 2, por sua vez, relaciona os limites para as distorções harmônicas totais que fazem correspondência aos valores máximos desejáveis no sistema.

Tabela 2 - Limites das distorções harmônicas totais

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
DTT 95%	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	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: ANEEL – PRODIST Módulo 8 (2018).

2.5.2 INSTRUMENTAÇÃO E METODOLOGIA DE MEDIÇÃO

A metodologia de medição baseia-se em leituras obrigatórias por meio do princípio da amostragem digital. Deve-se definir um único instrumento de medição para todos os fenômenos observados. São dois, os requisitos mínimos para medição. Em primeiro lugar, o avaliador deve seguir as normas da *International Electrotechnical Commission* (IEC) 61000 série 4.

Por meio do espectro harmônico relacionado as distorções harmônicas encontram-se as equações para obtenção das tensões levando-se em consideração a componente fundamental até a 40ª ordem harmônica. No que

tange as leituras, os indicadores devem compreender o registro de 1008 (mil e oito) leituras válidas em intervalos consecutivos de 10 minutos cada, salvo as expurgadas, durante uma semana. Após a aquisição de 1008 registros válidos de medição, deve ser obtido um conjunto de valores para $FD\%$, $DTT\%$, $DTTp\%$, $DTTi\%$, $DTT3\%$ e que, devidamente tratados, conduzirá aos valores dos indicadores estatísticos $DTT95\%$, $DTTp95\%$, $DTTi95\%$ e $DTT_{395\%}$, conforme orientações do módulo 8 do PRODIST.

O expurgo mencionado anteriormente, engloba situações de distorções harmônicas, na qual intervalos de medição de 10 (dez) minutos devem ser substituídos por igual número de leituras na ocorrência de variações de tensão de curta duração ou de interrupções de longa duração. No caso de tensões de regime permanente, repete-se o processo, com a diferença da opção de expurgo ou não dos intervalos com variações momentâneas. Quanto aos equipamentos, devem possibilitar a apuração dos indicadores associados com a distorção harmônica total de tensão e distorção harmônica individual de tensão.

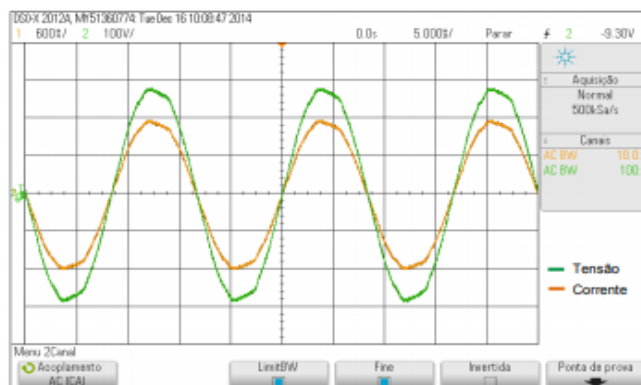
O processo de medição entre todas as fases e o neutro fornecido no ponto de conexão devem ser correspondidos conforme o acessante. A medição somente deverá ser realizada entre as fases, caso não houver neutro disponível pela distribuidora no ponto de conexão. As impedâncias semelhantes devem corresponder as especificações utilizadas num sistema trifásico e serem preferencialmente conectados $Y - Y$ aterrado, independentemente do tipo de tensão ou classe. Excepcionalmente, devem ser utilizados arranjos para os TPs do tipo V , caso não haja conexão a terra.

2.6 HARMÔNICOS EM CLIENTES RESIDENCIAIS

Kagan (2009) descreve que alguns equipamentos modernos são exemplos de cargas não-lineares porque contribuem para as distorções harmônicas. No caso das residências, pode-se classificar os aparelhos domésticos em iluminação, equipamentos eletrônicos, refrigeradores, condicionadores de ar e aquecedores (LEÃO; SAMPAIO; ANTUNES, 2014).

Gonzales e Pires (2005) descrevem que as lâmpadas incandescentes são cargas puramente resistivas, apresentando ausência de harmônicas, consequência de seu comportamento linear das curvas de tensão e corrente, apresentando na Figura 2.

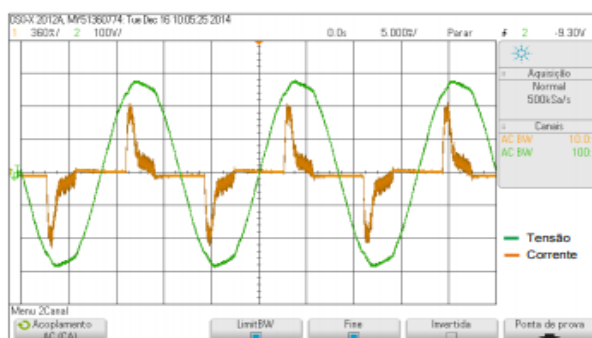
Figura 2 – Curva de tensão e corrente da lâmpada incandescente



Fonte: Carvalho (2015).

Conforme visualizado na Figura 2, a medição apresentada foi desenvolvida em uma lâmpada incandescente de 200 W. Todavia, Suresh e Panda (2011) examinam que na maioria das casas, este tipo de iluminação foi substituído por lâmpadas fluorescentes controladas eletronicamente. Conforme Dugan (2012), as lâmpadas fluorescentes, por sua vez, representavam 40 a 60% da carga comercial de um edifício nos anos 90. Ainda conforme o autor, em 1995, apenas 14% dos espaços ainda usavam iluminação incandescente. A Figura 3 apresenta as curvas de tensão das lâmpadas fluorescentes de 20 Watts.

Figura 3 – Curva de tensão e corrente da lâmpada fluorescente

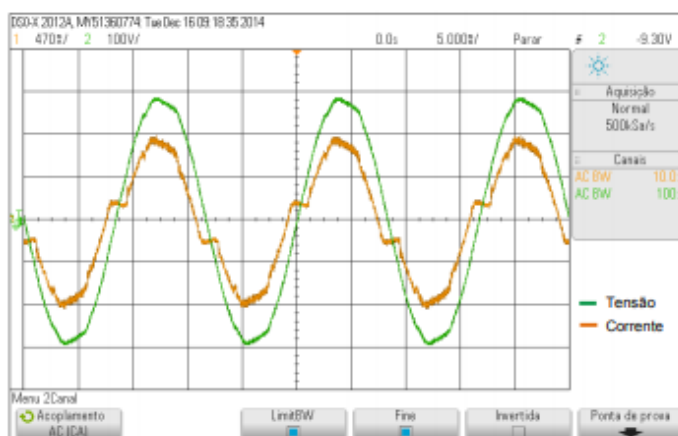


Fonte: Carvalho (2015).

Dentre os aparelhos domésticos, também se destacam os equipamentos eletrônicos. Segundo relatório de Monticelli (2001) todos os equipamentos eletrônicos são sensíveis a distorções harmônicas. Todavia, aqueles que estão sujeitos a interferência das harmônicas em sua alimentação por meio de acoplamentos indutivos e capacitores são afetados de maneira mais críticas em seu funcionamento.

A Figura 4, por sua vez, apresenta um exemplo da curva de tensão e corrente para equipamentos eletrônicos, representada pela curva de uma televisão LCD.

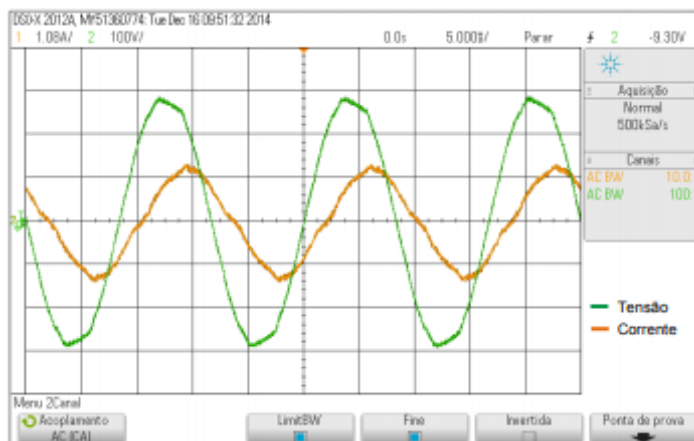
Figura 4 – Curva de tensão e corrente da televisão LCD



Fonte: Carvalho (2015).

A utilização da TV de LCD como representante dos aparelhos eletrônicos ocorre devido a grande maioria das residências possuírem este equipamento. Outro aparelho que pode gerar harmônicos são os refrigeradores. O relatório de habitação do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística revela que 97,8 % das habitações nacionais possuem refrigeradores (IBGE, 2015). Pomilio (2008) descreve que o comportamento do refrigerador é de implicar em demanda de potência reativa e produção de harmônicos em distorções de corrente. O autor também menciona o impacto do refrigerador devido a sua grande presença nas residências nacionais. A Figura 5 demonstra, por sua vez, a curva de tensão e corrente de um refrigerador.

Figura 5 – Curva de tensão e corrente de refrigerador

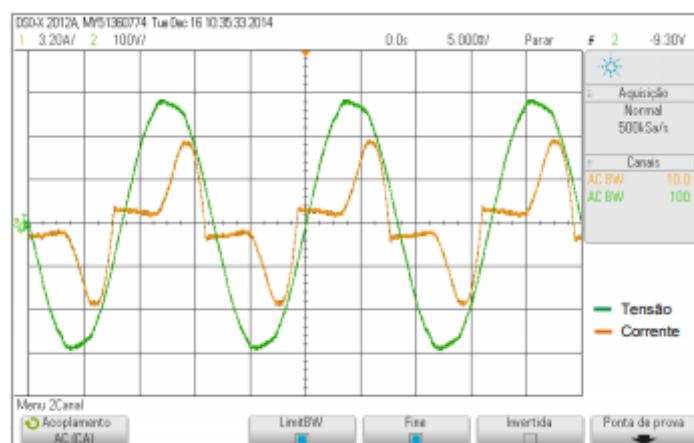


Fonte: Carvalho (2015).

As curvas de tensão dos refrigeradores apresentam distorção, mantendo uma forma próxima a senoidal. Os condicionadores de ar, por sua vez, são outros equipamentos comuns nas residências que apresentam harmônicas. Os condicionadores de ar são comuns em residências de médio/alto poder aquisitivo assim como em consumidores comerciais.

A Figura 6 demonstra a curva de tensão e corrente de um condicionador de ar, do tipo inverter split frio de 9000 btus.

Figura 6 – Curva de tensão e corrente de condicionador de ar

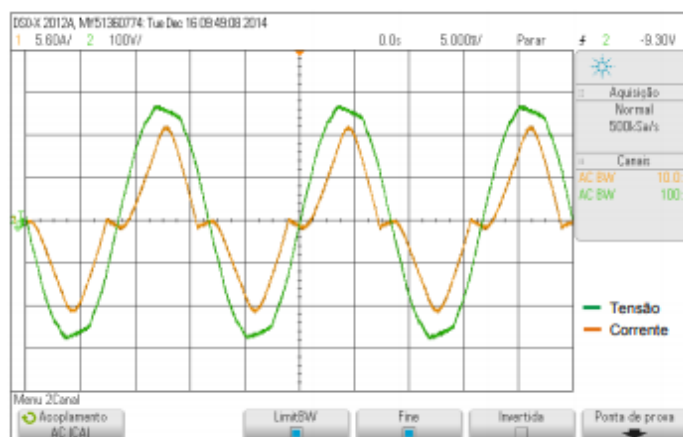


Fonte: Carvalho (2015).

Por meio da análise da Figura 6, observa-se a existência da distorção na forma de onda de corrente com sistema de inversor de frequência, de acordo com sua própria estrutura de funcionamento.

Por fim, um último aparelho utilizado nas residências são os aquecedores. O forno micro-ondas é um dos eletrodomésticos mais representativos dos aquecedores nas residências. O micro-ondas apresenta distorção na forma de onda de corrente, conforme Figura 7.

Figura 7 – Curva de tensão e corrente de micro-ondas



Fonte: Carvalho (2015).

. A Tabela 3, apresenta de forma sintetizada, os conteúdos harmônicos dos equipamentos residenciais mencionados.

Tabela 3 – Conteúdo harmônico em equipamentos residenciais

THD %	Lâmpada Inc.	Lâmpada Fluorescente	Equipamento Eletrônico	Refrigerador	Condicionador Inverter	Micro-ondas
V	2,84	2,87	3,38	3,06	3,16	4,14
I	4,23	96,15	23,17	18,81	25,39	31,84

Fonte: Adaptado de Carvalho (2015).

Por meio da Tabela 3, pode-se visualizar as informações de corrente segundo a tabela dos fabricantes de cada equipamento. Com o intuito de apresentar as ordens das harmônicas, desenvolve-se a Tabela 4. A Tabela 4 apresenta o conteúdo harmônico percentual da distorção harmônica de corrente em diferentes equipamentos residenciais.

Tabela 4 – Conteúdo harmônico em equipamentos residenciais por ordem

Conteúdo Harmônico (%)	Incandescente	Fluorescente	Eletrônicos	Refrigerador	Inverter	Micro-ondas
3 ^a	0,77	53,70	7,67	5,05	3,93	29,94
5 ^a	1,05	33,91	4,83	2,18	10,46	6,05
7 ^a	0,34	31,48	1,65	1,56	3,93	4,55
9 ^a	-	32,63	1,86	1,30	0,95	1,91
11 ^a	-	26,86	1,08	0,78	2,29	0,95
13 ^a	-	20,04	0,97	-	0,83	0,69
15 ^a	-	16,95	-	-	-	0,51

Fonte: Adaptado de Carvalho (2015).

Por meio da análise da Tabela 4, observa-se que o conteúdo harmônico das lâmpadas incandescentes é insignificante em relação às lâmpadas fluorescentes, devido a maneira de fabricação distinta da lâmpada fluorescente, com distorção na forma de onda de corrente e com conteúdo harmônico de corrente significativo. De maneira similar, os aparelhos de micro-ondas também apresentam deformação na onda da corrente, principalmente na terceira, quinta e sétima ordem. No caso de refrigeradores e condicionadores de ar, ambos possuem comportamento semelhante, não descaracterizando de uma forma senoidal. Os aparelhos que geram alta distorção harmônica fazem uso de uma fonte de energia chaveada em substituição aos transformadores, sendo está a causa das distorções harmônicas.

2.7 FLUXO HARMÔNICO

Duque (2013) especifica que as metodologias para a análise de harmônicas podem utilizar formulações matemáticas no domínio de tempo ou frequência. A integração numérica, permite a análise via domínio de tempo pela solução de equações diferenciais que modelam o comportamento dinâmico dos elementos e equipamentos conectados à rede elétrica. A complexidade do sistema se dá pelo esforço computacional mesmo que para pequenos sistemas, ainda que recompensa pelo arranjo permanente entre tensão e corrente. O

domínio da frequência por sua vez, opera com fasores de tensão e corrente, requerendo menor esforço computacional. Este fato ocorre porque a simulação depende diretamente da quantidade de harmônicos simulados e do número de interações necessárias para a convergência do sistema matricial.

De forma complementar, Variz (2006) define que o fluxo de potência harmônico permite analisar e investigar a geração e a propagação dos componentes harmônicos de tensão e corrente por meio do sistema operado em regime permanente. Seja um sistema de potência de n barras, cuja matriz admitância nodal pode ser escrita conforme equação 6.

$$[Y_h] = \begin{bmatrix} Y_{11_h} & Y_{12_h} & \cdots & Y_{1k_h} & \cdots & Y_{1m_h} \\ Y_{21_h} & Y_{22_h} & \cdots & Y_{2k_h} & \cdots & Y_{2m_h} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots \\ Y_{k1_h} & Y_{k2_h} & \cdots & Y_{kk_h} & \cdots & Y_{km_h} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{m1_h} & Y_{m2_h} & \cdots & Y_{mk_h} & \cdots & Y_{mm_h} \end{bmatrix} \quad (6)$$

onde:

Y_{kk_h} = admitância própria da barra k na frequência harmônica de ordem h

Y_{km_h} = admitância mútua entre as barras k e m na frequência harmônica de ordem h

Cada frequência de interesse de uma matriz admitância permite a obtenção de vetores com valores de tensões nodais e correntes de injeção (Variz, 2006).

2.7.1 MÉTODO VARREDURA DE FREQUÊNCIA

Variz (2006) menciona que a análise por varredura de frequência é usualmente utilizada com o intuito de obter as respostas do sistema de potência em função das diversas frequências harmônicas, em uma faixa pré-determinada. O autor define que uma limitação do método é o fato de ser utilizado para a obtenção das impedâncias de transferência vista pelas barras do sistema.

Formalmente, o autor descreve que se considera uma injeção de corrente em uma única barra i , conforme equação 7.

$$[I]_h = [Y]_h [V]_h \quad (7)$$

Se a corrente injetada no nó i , for considerada igual a $1 \angle 0^\circ$, as tensões obtidas através da solução do sistema representam as impedâncias de transferências vistas do nó i . A forma da matriz de admitância nodal, com elementos lineares, permite que o valor da corrente injetada possa ser alterado a fim de obter uma estimativa das tensões harmônicas que serão produzidas nas barras do sistema.

2.7.2 MÉTODO INJEÇÃO DE CORRENTE

Variz (2006) descreve a similaridade entre o método de injeção de corrente e o método de varredura de frequência, ressaltando a maior utilização do primeiro. O autor complementa que as cargas não lineares são representadas utilizando-se os seus espectros de correntes harmônicas com os valores de módulo e ângulo conhecidos. No que se refere a metodologia de aplicação, o autor divide-a em três etapas, conforme segue;

- a) Desenvolvimento da matriz de admitância nodal com a inclusão da contribuição das fontes e cargas lineares;
- b) Aplicação de vetor de injeção de corrente a partir de espectros de correntes harmônicas nas frequências de interesse;
- c) Mensuração do sistema matricial para a determinação de todas as barras.

O autor ressalta a importância da aplicação do método para cada uma das frequências de interesse, levando em consideração que nem todas as barras possuirão injeção de corrente harmônica. Além disso, pode haver casos de fontes harmônicas sem injeção de corrente harmônica.

De maneira complementar, Arrillaga (1997) define a metodologia em um sistema, onde $[I_1]$ é o vetor com as injeções de corrente conhecidas e $[V_1]$ o vetor com as variáveis de tensão correspondentes a serem calculadas. Para as

demais barras do sistema tem-se o vetor com as tensões desconhecidas dado por $[V_2]$ e suas injeções de corrente correspondentes representadas pelo vetor $[I_2]$, conforme equação 8.

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (8)$$

Rearranjando os termos, resulta as equações 9 e 10.

$$[Y_{11}] [V_1] = [I_1] - [Y_{12}] [V_2] \quad (9)$$

$$[Y_{21}] [V_1] + [Y_{22}] [V_2] = [I_2] \quad (10)$$

2.7.3 MÉTODO ITERATIVO DO PONTO FIXO

Arrillaga (1997) define que o método iterativo do ponto fixo é o mais simples para a simulação da interação e dos próprios harmônicos. Os valores anteriores das interações das tensões distorcidas são utilizados no cálculo das correntes harmônicas atualizadas. O componente não linear é representado por uma fonte de corrente constante. A convergência pode ser baseada em um modelo equivalente de Norton para componentes não lineares, representados por uma admitância linear aproximada.

Na metodologia, Variz (2006) defende o desenvolvimento de um sistema iterativo separado com o intuito de mitigar o problema de interação do controle do conversor com o sistema. Larson (1989) propõe uma matriz de parâmetro ABCD para linearizar a transferência de harmônicos pelo conversor. O sistema pode ser representado pela equação 11, que representa o sistema matricial.

$$\begin{bmatrix} \frac{[\Delta I]}{[\Delta V_d]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [A] & [B] \\ [C] & [D] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{[\Delta V]}{[\Delta I_d]} \end{bmatrix} \quad (11)$$

A matriz interliga harmônicos de diferentes ordens em ambos os lados do conversor. Smith (1995) de maneira contraditória, ressalta que problemas de convergência dependendo do tipo de harmônico presentes no sistema podem

surgir. Esta questão pode ser resolvida pelo método de Newton de solução, incorporando somente equipamentos elétricos.

2.8 MODELO DOS COMPONENTES DO SISTEMA

McDonald (2016) define que a confiabilidade e a qualidade da análise dependem da modelagem e do julgamento de quem realiza a análise. Brondani, Fransozi e Freitas (2015) defendem que a modelagem visa transformar problemas reais em linguagem matemática, com o intuito de possibilitar a interpretação e a previsão do comportamento do fenômeno estudado, auxiliando o processo decisório.

Desta maneira, Arrillaga (1997) menciona que devido à natureza convencional do SEP de uma só frequência, a maioria dos estudos concentrava-se na frequência fundamental. Ainda que o sistema possua uma natureza dinâmica, divide-se em regiões de regime permanente, permitindo a transformação de equações diferenciais em equações algébricas dependentes do fator " $j\omega$ " e o circuito é resolvido em função dos fasores de tensões e correntes na frequência fundamental.

Wakileh (2001) defende que as distorções harmônicas nos SEP's devem ser estudadas por meio dos valores de tensão e corrente nas barras do sistema. A obtenção destes valores pode ocorrer por medições com equipamentos apropriados instalados em pontos de interesse. O autor ressalva, no entanto, que a obtenção dos valores via simulação torna necessária a adequação do modelo que compõe a rede elétrica abordada. Por fim, Wakileh (2001) esclarece que os modelos de componentes são fundamentais para a segurança e precisão dos resultados nos estudos das distorções harmônicas.

2.9 LINHA AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO

Conforme Kersting (2012), a determinação da impedância em série é uma etapa crítica antes que a análise de um alimentador de distribuição possa começar. Ainda de acordo com o autor, a linha de distribuição consiste na resistência dos condutores e na reatância indutiva mútua resultantes dos campos magnéticos ao redor dos condutores.

2.9.1 IMPÊDANCIA EM LINHAS AÉREAS

Segundo Kersting (2012), as equações de Carson foram desenvolvidas pela técnica de impedâncias próprias e mútuas, considerando o retorno para terra para um número arbitrário de condutores aéreos.

O método de Carson, pode ser observado nas equações 12 de impedância própria do condutor i , impedância mútua entre o condutor i e j , representadas pela equação de 13, assim como as demais equações de 14 a 19.

$$\hat{Z}_{ii} = r_i + 4\omega P_{ii}G + j \left(X_i + 2\omega G \times \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} + 4\omega Q_{ii}G \right) \Omega / \text{milha} \quad (12)$$

$$\hat{Z}_{ij} = 4\omega P_{ij}G + j \left(2\omega G \times \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} + 4\omega Q_{ij}G \right) \Omega / \text{milha} \quad (13)$$

$$X_i = 2\omega G \times \ln \frac{RD_i}{GMR_i} \Omega / \text{milha} \quad (14)$$

$$P_{ij} = \frac{\pi}{8} - \frac{1}{3\sqrt{2}} k_{ij} \cos(\theta_{ij}) + \frac{k_{ij}^2}{16} \cos(2\theta_{ij}) \times \left(0,6728 + \ln \frac{2}{k_{ij}} \right) \quad (15)$$

$$Q_{ij} = -0,0386 + \frac{1}{2} \times \ln \frac{2}{k_{ij}} + \frac{1}{3\sqrt{2}} k_{ij} \cos(\theta_{ij}) \quad (16)$$

$$k_{ij} = 8,565 \times 10^{-4} \times S_{ij} \times \sqrt{\frac{f}{\rho}} \quad (17)$$

onde:

$\hat{Z}_{ii}$ = impedância própria do condutor i (Ω / milha)

$\hat{Z}_{ij}$ = impedância mútua entre os condutores i e j (Ω / milha)

r_i = resistência do condutor i (Ω / milha)

$\omega = 2\pi f$ frequência angular do sistema (rad / s)

$G = 0,1609347 \times 10^{-3} \Omega / \text{milha}$

RD_i = raio do condutor i (pés)

GMR_i = raio médio geométrico do condutor i (pés)

f = frequência do sistema (Hz)

ρ = resistividade da terra ($\Omega - m$)

D_{ij} = distância entre os condutores i e j (pés)

S_{ij} = distância entre o condutor i e a imagem j (pés)

θ_{ij} = ângulo formado entre o par de linhas do condutor i e sua imagem com a imagem do condutor j

Seguem-se as equações 18 e 19 para as impedâncias próprias e mútuas nas demais frequências múltiplas inteiras (n) de 60Hz.

$$\hat{Z}_{ii} = r_i + \left[0,09530 + j0,12134 \left(\ln \frac{1}{GMR_i} + 7,6786 + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{5}{3} \times n^{-1} \right) \right) \right] \times n \quad (18)$$

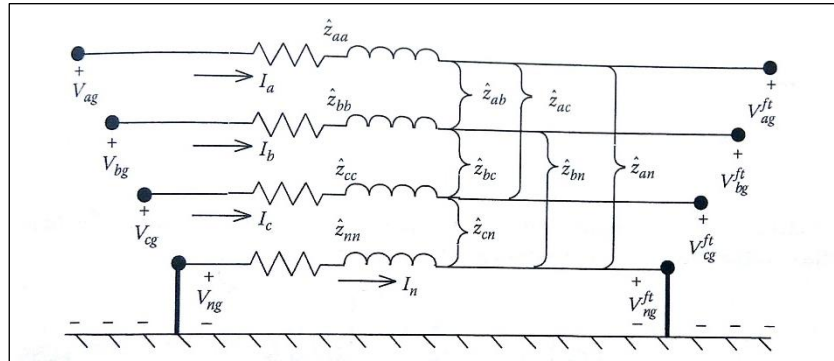
$$\hat{Z}_{ij} = \left[0,09530 + j0,12134 \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + 7,6786 + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{5}{3} \times n^{-1} \right) \right) \right] \times n \quad (19)$$

As impedâncias próprias e mútuas são utilizadas para formação de uma matriz chamada matriz de impedância primitiva $[Z_{\text{primitiva}}]$, cujo tamanho dependerá do número de condutores de fase e neutro da rede a ser analisada, sendo expressa pela equação (20) (KERSTING, 2012).

$$[\hat{Z}_{\text{primitiva}}] = \begin{bmatrix} [\hat{Z}_{ij}] & [\hat{Z}_{in}] \\ [\hat{Z}_{nj}] & [\hat{Z}_{nn}] \end{bmatrix} \quad (20)$$

Em redes de distribuição com três fases e um neutro a matriz primitiva possui um tamanho de 4 x 4, porém, em algumas aplicações é necessário que se reduza o tamanho da matriz para 3 x 3. Para se conseguir realizar tal redução, recorre-se a um método chamado redução de Kron. Nesta metodologia assume-se que o condutor de neutro é multi-aterrado, fazendo com que as tensões V_{ng} e V'_{ng} sejam iguais a zero, conforme a Figura 8.

Figura 8 - Rede aérea de distribuição com neutro multi-aterrado



Fonte: Kersting (2012).

Realizando o equacionamento das linhas aéreas de distribuição apresentadas na Figura 8 arranja-se as equações (21) e (22).

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{ag} \\ V'_{bg} \\ V'_{cg} \\ V'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{Z}_{aa} & \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{ac} & \hat{Z}_{an} \\ \hat{Z}_{ba} & \hat{Z}_{bb} & \hat{Z}_{bc} & \hat{Z}_{bn} \\ \hat{Z}_{ca} & \hat{Z}_{cb} & \hat{Z}_{cc} & \hat{Z}_{cn} \\ \hat{Z}_{na} & \hat{Z}_{nb} & \hat{Z}_{nc} & \hat{Z}_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (21)$$

$$\begin{bmatrix} V_{abc} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{abc} \\ V'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{Z}_{ij} & \hat{Z}_{in} \\ \hat{Z}_{nj} & \hat{Z}_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_n \end{bmatrix} \quad (22)$$

Com base na equação (22) e no valor das tensões de V_{ng} e V'_{ng} , obtém-se as equações (25-27).

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + [\hat{Z}_{ij}] \times [I_{abc}] + [\hat{Z}_{in}] \times [I_n] \quad (23)$$

$$[0] = [0] + [\hat{Z}_{nj}] \times [I_{abc}] + [\hat{Z}_{nn}] \times [I_n] \quad (24)$$

$$[I_n] = -[\hat{Z}_{nn}]^{-1} \times [\hat{Z}_{nj}] \times [I_{abc}] \quad (25)$$

Efetuada a substituição da equação (24) na equação (25) resulta-se na equação (26).

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + \left([\hat{Z}_{ij}] - [\hat{Z}_{in}] \times [\hat{Z}_{nn}]^{-1} \times [\hat{Z}_{nj}] \right) \times [I_{abc}] \quad (26)$$

Portanto, analisando a equação (26) é possível perceber que para a obtenção da redução da matriz primitiva utiliza-se a equação (27).

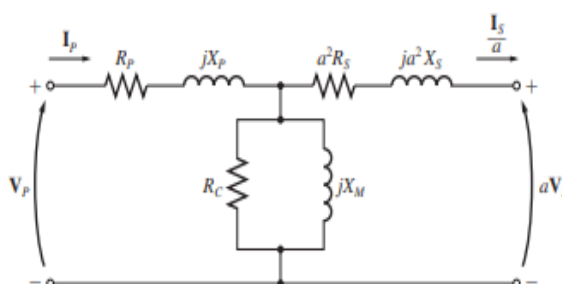
$$\left[\hat{\mathbf{Z}}_{\text{reduzida}} \right] = \left[\hat{\mathbf{Z}}_{ij} \right] - \left[\hat{\mathbf{Z}}_{in} \right] \times \left[\hat{\mathbf{Z}}_{nn} \right]^{-1} \times \left[\hat{\mathbf{Z}}_{nj} \right] \quad (27)$$

2.9.2 TRANSFORMADORES

Conforme Umans (2014), um transformador consiste em dois ou mais enrolamentos acoplados por meio de um fluxo magnético comum. De acordo com o autor, nos casos que o enrolamento primário for conectado a uma fonte de tensão alternada, haverá a produção de um fluxo alternado cuja amplitude será dependente da tensão do primário, da frequência da tensão aplicada e do número de espiras. Parte do fluxo, denominado fluxo mútuo, concatena um segundo enrolamento, o secundário, induzindo a tensão cujo valor dependerá do número de espiras do secundário, da magnitude do fluxo comum e da frequência. Qualquer relação de tensão ou transformação pode ser obtida quando houver adequação entre número de espiras do primário e do secundário.

Chapman (2013) define que a representação do transformador real possui algumas características próprias, como perdas no cobre, perdas por corrente parasita, perdas por histerese e fluxo de dispersão. O autor descreve que as perdas no cobre são de modelagem simples, com perdas resistivas nos enrolamentos primários e secundários do núcleo do transformador, modeladas por uma resistência R_p no circuito primário e R_s no circuito secundário. A Figura 9 apresenta um modelo de transformador real.

Figura 9 – Modelo real de um transformador monofásico



Fonte: Chapman (2013).

Em um modelo simplificado, Arrillaga e Watson (2004) definem como equacionamento para admitância, a equação 28.

$$[Y] = \frac{1}{R \times \sqrt{h} + j \times X_1 \times h} \quad (28)$$

sendo:

$[Y]$ = admitância do transformador

R = resistência na frequência fundamental

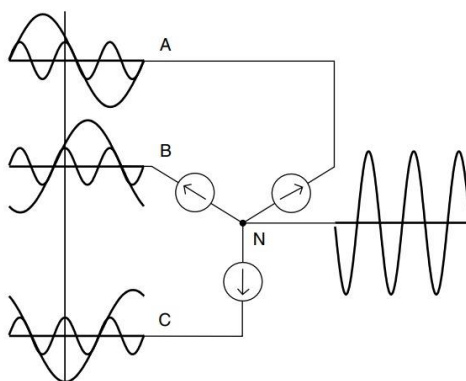
X_1 = reatância de dispersão

h = múltiplos da frequência fundamental

Arrillaga e Watson (2004) definem que a indutância do magnetismo não é levada em conta, devido a não ser significativa quando o transformador se encontra em regime permanente. Dugan (2012) complementa que os harmônicos triplos podem atuar de forma excepcional em relação aos demais harmônicos nos transformadores, depende da sua ligação. Os harmônicos de terceira ordem são a denominação para harmônicos múltiplos de três. Estes possuem relevância quando presentes em sistemas estrela aterrados com corrente fluindo no neutro. Um dos problemas mais comuns é a sobrecarga no neutro em função da terceira ordem de harmônicos, podendo interferir na funcionalidade da vida útil de certos equipamentos eletrônicos.

Os componentes de terceira ordem estão presentes em sistemas com cargas monofásicas perfeitamente balanceadas. Somando as correntes no nó N, conforme a Figura 10, a componente da corrente da frequência fundamental no neutro é considerada zero, ainda que as correntes de terceira harmônica são três vezes maiores que a corrente fase, pois estas coincidem em fase e tempo Dugan (2012).

Figura 10 – Corrente de neutro em circuitos com carga não-linear



Fonte: Dugan (2012).

Nos transformadores de distribuição, a conexão delta estrela aterrada é a mais comum empregada. O uso do formato estrela aterrado permite que as correntes triplas equilibradas fluam do sistema de baixa tensão para o sistema de alta tensão Dugan (2012). Já do lado de média tensão, a conexão delta não permite que elas fluam para as linhas de média tensão. Desta forma, o autor ressalta que a medição da corrente no lado delta de um transformador não expressa completamente as harmônicas triplas, sendo assim não demonstra o real aquecimento ao qual o transformador está submetido.

2.9.3 CARGAS

Huddart e Brewer (1966) definem que as cargas são responsáveis tanto pela variação de tensão de rede, quanto pelas condições de ressonância do sistema, essencialmente em altas frequências. Kersting (2012) complementa que em sistemas de distribuição de energia elétrica, é usual classificar os consumidores pelas cargas utilizadas, conforme as seguintes alternativas;

- Potência complexa (kVA) e fator de potência;
- Potência ativa (kW) e fator de potência;
- Potência ativa (kW) e reativa (kVAr).

Ainda conforme Kersting (2012), as cargas também podem ser classificadas em trifásicas, bifásicas ou monofásicas, em qualquer grau de desbalanço. O autor complementa que as cargas trifásicas podem ser conectadas tanto em estrela, quanto delta. No que se refere a modelação nos sistemas de distribuição, o mesmo autor define as cargas da seguinte forma;

- Potências ativa e reativa constantes (P constante);
- Corrente constante (I constante);
- Impedância constante (Z constante).
- Modelo ZIP (modelo híbrido com uma parcela percentual dos três modelos anteriores)

Kundur (1994) declara que a carga na frequência fundamental é modelada em uma injeção de potência dependente da tensão. Ainda conforme o autor, o modelo da carga é definido como polinomial, ou modelo ZIP, cuja potência é formada por componentes de impedância constante de corrente e de potência constante. Portanto, Kundur (1994) especifica que para a frequência fundamental da rede, as potências ativas e reativas em uma dada fase s, de uma carga conectada em estrela pode ser representada pelas equações (29) e (30).

$$P^s = P_0^s [p_Z \bar{V}^2 + p_I \bar{V} + p_P] = P_Z^s \bar{V}^2 + P_I^s \bar{V} + P_P^s \quad (29)$$

$$Q^s = Q_0^s [q_Z \bar{V}^2 + q_I \bar{V} + q_P] = Q_Z^s \bar{V}^2 + Q_I^s \bar{V} + Q_P^s \quad (30)$$

onde:

$$p_Z + p_I + p_P = 1 \quad (31)$$

$$q_Z + q_I + q_P = 1 \quad (32)$$

$$\bar{V} = \frac{V^s}{V_0^s} \quad (33)$$

V_0^s = tensão inicial de operação na fase s;

P_0 e Q_0 = parcela ativa e reativa inicial de operação

p_Z e q_Z = parcela ativa e reativa do modelo como impedância constante

p_i e q_i = parcela ativa e reativa do modelo como corrente constante

p_P e q_P = parcela ativa e reativa do modelo como potência constante

P_Z^s, Q_Z^s = parcela da potência ativa e reativa na fase com característica de impedância constante;

P_I^s, Q_I^s = parcela da potência ativa e reativa na fase com característica de corrente constante;

P_P^s, Q_P^s = parcela da potência ativa e reativa na fase com característica de potência constante;

Rocha e Radatz (2017) descrevem as cargas como elementos do sistema elétricos de potência que são responsáveis pela existência dos sistemas de transmissão e distribuição. A carga absorve uma corrente dependente da tensão aplicada, e pode ser representada pela equação 34.

$$I = f(V) \quad (34)$$

onde:

I = corrente consumida pela carga

$f(V)$ = em função da tensão de alimentação da carga

Rocha e Radatz (2017) em consonância com os autores anteriores descrevem quatro modelos principais de cargas dos sistemas de distribuição; impedância constante, corrente constante, potência constante ou uma combinação dos três modelos descritos anteriormente. No modelo de potência constante, a potência ativa e a reativa da carga são constantes e iguais devido a carga consumir a potência independentemente do valor da tensão aplicada em seus terminais. O modelo de corrente constante, por sua vez, define que o módulo da corrente absorvida e o fator de potência são constantes porque a potência ativa e reativa consumidas pela carga variam linearmente com o módulo de tensão aplicada em seus terminais. Em outro modelo, impedância constante, a representação da impedância não se altera em função da variação da tensão de carga. Por fim, o último modelo une as características dos três modelos anteriores, e é denominado modelo ZIP.

2.9.4 GERADOR

Kagan (2009) defende que nas análises de distorção harmônica de geradores se faz necessário a obtenção da impedância interna. Desenvolve-se um barramento interno e outro externo interligados pela impedância própria a cada fase, em que fontes de tensão são interligadas em estrela, havendo resistência de aterramento. O modelo proposto pelo autor baseia-se em duas equações fundamentais (35) e (36):

$$Z'_P = Z_P + r_T = (r_P + r_T) + j \times X_P \quad (35)$$

$$Z'_M = Z_M + r_T = r_T + j \times X_M \quad (36)$$

onde:

e_A = tensão imposta pelo gerador na fase A

Z'_P = impedância própria modificada pela resistência de aterramento

Z'_M = impedância mútua modificada pela resistência de aterramento

r_T = resistência de aterramento

r_P = resistência própria de cada fase

X_P = reatância própria de cada fase

X_M = reatância mútua entre as fases

Kagan (2009), continua indicando que as frequências múltiplas da fundamental possuem resistências consideradas constantes e as reatâncias com alteração, recalculadas pelas equações (37) e (38):

$$Z'_P(h) = (r_P + r_T) + jhX_P \quad (37)$$

$$Z'_M(h) = r_T + jhX_M \quad (38)$$

sendo:

h = frequências múltiplas da fundamental

Com o intuito de equacionar as linhas e encontrar a matriz de impedâncias, encontra-se a matriz admitância dos elementos do gerador. Na

sequência, a matriz representativa da admitância do sistema será a inversa da matriz impedância, conforme as equações (39) a (43);

$$V_A = e_A + Z'_P \times i_A + Z'_M \times i_B + Z'_M \times i_C + r_T \times i_N \quad (39)$$

$$V_B = e_B + Z'_P \times i_B + Z'_M \times i_A + Z'_M \times i_C + r_T \times i_N \quad (40)$$

$$V_C = e_C + Z'_P \times i_C + Z'_M \times i_A + Z'_M \times i_B + r_T \times i_N \quad (41)$$

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_N \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} e_A \\ e_B \\ e_C \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z'_P & Z'_M & Z'_M & Z'_M \\ Z'_M & Z'_P & Z'_M & Z'_M \\ Z'_M & Z'_M & Z'_P & Z'_M \\ r_T & r_T & r_T & r_T \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \\ i_N \end{bmatrix} \quad (42)$$

$$[Y] = \begin{bmatrix} Z'_P & Z'_M & Z'_M & Z'_M \\ Z'_M & Z'_P & Z'_M & Z'_M \\ Z'_M & Z'_M & Z'_P & Z'_M \\ r_T & r_T & r_T & r_T \end{bmatrix}^{-1} \quad (43)$$

onde,

e_B = tensão imposta pelo gerador na fase B

e_C = tensão imposta pelo gerador na fase C

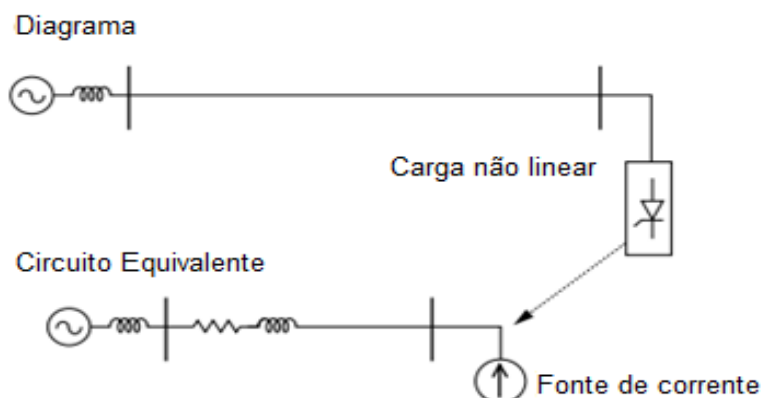
$[Y]$ = matriz impedância do gerador

Lopez (2013) define, por sua vez, que a utilização dos geradores em centros de distúrbio de energia pode causar falta de sincronismo na carga transferida, distorção de tensão provocando operações indevidas e impulsos de alta frequência que podem danificar o controlador.

2.10 MODELO DE CARGA NÃO LINEAR

Conforme Dugan (2012), na maior parte dos estudos sobre fontes não lineares, elas são consideradas por fontes de injeção em modelos de rede linear. A Figura 11 demonstra uma representação de uma carga não linear com injeção de correntes harmônicas.

Figura 11 – Representação de uma carga não linear com corrente harmônica

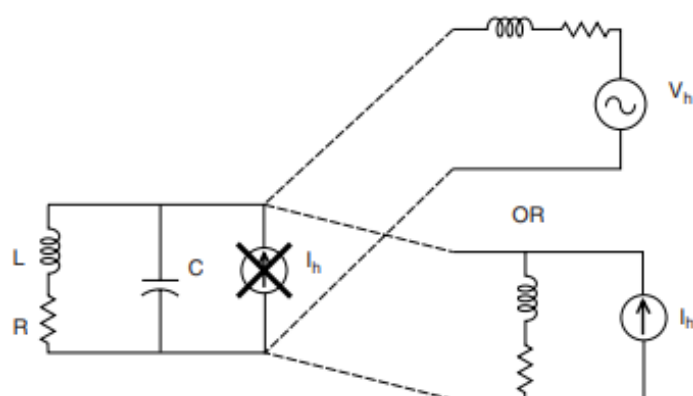


Fonte: Dugan (2012).

Conforme a Figura 11, um conversor eletrônico de energia é substituído por uma fonte de corrente no circuito equivalente. Dugan (2012) define que a distorção de tensão de alimentação no barramento de serviço é inferior a 5%. Desta forma, a distorção de dispositivos não lineares é constante e independe da distorção no sistema de alimentação.

Por fim, Dugan (2012) define que os valores de corrente injetados devem ser determinados por medição. Na ausência de medidores, se assume que o conteúdo harmônico é inversamente proporcional ao número harmônico. O método possui como base uma série de Fourier para ondas quadradas, base de dispositivos não lineares. A Figura 12, apresenta um modelo de circuito equivalente.

Figura 12 – Modelo de Circuito Equivalente



Fonte: Dugan (2012).

A impedância adicional modera a resposta do circuito paralelo. Um dispositivo de Thevenin é obtido de maneira direta para cargas não lineares. A

impedância em série é simplesmente a impedância de um curto-circuito do transformador e dos cabos. Devido à dificuldade de determinação de impedâncias equivalentes em dispositivos não lineares, se faz necessária a simulação detalhada de componentes internos da carga produtora da harmônica.

2.11 MODELAGEM DE FLUXOS HARMÔNICOS POR SOFTWARE

A modelagem de fluxos harmônicos pode ocorrer por meio de diferentes softwares. Os principais softwares indicados para análise são; ATP-EMTP, PSCAD-EMTDC, HARMZS e OPENDSS. A Tabela 5 apresenta as principais características dos softwares no estudo de harmônicos.

Tabela 5 – Programas no estudo dos harmônicos

Programa	País	Ano	Interface Gráfica	Módulo de Análise de Harmônicos	Domínio para Harmônicos
ATP-EMTP	EUA	1984	Sim	Principal	Tempo
PSCAD-EMTDC	Canadá	1993	Sim	Principal	Tempo ou Frequência
Harm	Brasil	2001	Parcial	HarmZs	Frequência
OpenDSS	EUA	1997	Sim	Principal	Frequência

Fonte: Adaptado de Silva, Losada y Gonzales, Nohme e Silva (2010).

O software HARM foi desenvolvido pelo CEPEL, especificamente para estudo de harmônicos nos sistemas de potência. A entrada de dados ocorre via linhas de código e a saída de resultados por interface gráfica. A versão mais recente do programa é o HARMZW. O modelo possibilita a simulação da interação entre o usuário e as interfaces gráficas do programa. A grande vantagem do software é a diminuição do tempo usuário na produção dos dados. O software permite maior armazenamento de informação e automação via programação por arquivo de comando batch (Costa e Varricchio, 2009).

Conforme descrição do CEPEL (2020), o HarmZs permite a leitura de arquivos de dados dos programas de Análise de Fluxo de Potência e Análise de

Transitórios Eletromecânicos, permitindo a obtenção de dados de componentes de rede como linhas de transmissão, transformadores, cargas e geradores. A análise de harmônicos ocorre via ferramenta batch, por meio do cálculo do inverso das admitâncias. Desta maneira, primeiro deve-se calcular as impedâncias harmônicas inserindo o código de execução PLANORX. O código executa o cálculo dos pontos de resistência e reatância de forma simultânea, podendo exportar as informações para o EXCEL. A metodologia engloba a codificação PLANORX, RANGE, BARRA, Nome de Contingência, Contingência e FIMCONT.

Outro software indicado para a análise de harmônicos é o ATP-EMTP, desenvolvido originalmente na Alemanha na década de 60. A modelagem inicial era monofásica por meio de indutâncias, resistências, capacitâncias e linhas sem perdas, incluindo chave e fonte de excitação. O ATP possui um programa suporte denominado ATPDRAW, que proporciona interface gráfica para entrada de dados via WINDOWS. Também é possível trabalhar no domínio de tempo utilizando valores discretos ou domínios de frequência. Sua vantagem é a capacidade de possuir os principais elementos de modelagem de sistemas de distribuição, transmissão e indústrias. O programa PSCAD-EMTDC foi desenvolvido pela empresa Manitoba HVDC Research Center no Canadá. Possui interface gráfica e simula respostas transitórias em sistemas elétricos. O FDHAP é um modelo complementar e independente para análise de harmônicos via linhas de comando. (Silva, Gonzalez, Nohme e Silva, 2010).

O OpenDSS foi projetado para executar um fluxo de energia básico no estilo de distribuição, no qual o sistema de energia é a fonte dominante de energia. O software OpenDSS utiliza como base um domínio de frequência em regime permanente e possibilita interface com outros programas como o MatLab, e Phyton, possibilitando fluxo de potência e análise harmônica. O programa permite sintaxe de programação e liberdade de modelagem em diferentes sistemas. Costa e Varricchio (Dugan, Montenegro e Ballanti, 2018).

Dugan (2012), define que o OpenDSS utiliza linhas de comando para a relação de cadastro, relatórios e método de resolução. A linguagem de programação é a Delphi, combinando programação a objeto Pascal e plataforma Windows. A matriz impedância do sistema e as matrizes associadas são

baseadas em solucionadores de espaçamento implementadas em DLL. O sistema de criação divide-se em dois blocos, *Power Delivery-PD* e *Power Conversion-PC*. O primeiro bloco envolve linhas, transformadores e capacitores. O Segundo, por sua vez, cargas e geradores. Os elementos de controle e medição são criados como elementos suporte.

Para a solução do fluxo harmônico, Dugan (2012) especifica que um fluxo de energia deve ser capturado inicialmente, combinando magnitude e ângulos. A cada solução, é inserido o comando *solve mode = harmonics*. Desta forma, o sistema resolve para cada frequência, a partir dos elementos do circuito. No que se refere as varreduras de frequência, o sistema permite que se incluam espectros por meio do comando *spectrum* contendo valores de frequência de interesse atribuindo a fontes de tensão ou corrente. As fontes podem realizar as varreduras em sequência positiva, sequência zero ou sem sequência. Na sequência positiva, os fasores contêm tensões e correntes de iguais magnitudes, deslocados 120 graus. Na sequência zero, por sua vez, as três tensões são iguais em magnitude e fase. Por fim, no caso sem sequência definida, os fasores possuem permissão para girar independentemente da sequência.

O software escolhido para análise é o OpenDSS, devido a sua flexibilidade para modelagem e gratuidade de utilização. Para a metodologia abordada, o OpenDSS se enquadra na inserção de variáveis.

2.11 TRABALHOS CORRELATOS

Esta parte do trabalho avalia os principais trabalhos nacionais e internacionais que mencionam os impactos dos harmônicos nos sistemas de distribuição de energia elétrica, comparando as diferentes perspectivas dos autores. Os estudos apresentados abordam a utilização de diferentes softwares, como OpenDSS, ATP e HarmZs.

Sharma e Sunderman (2011) abordam os impactos harmônicos do uso generalizado de lâmpadas fluorescentes compactas em sistemas de distribuição. Os autores definiram a utilização do OpenDSS pela sua capacidade de modelagem de modelos trifásicos do sistema, incluindo a definição de espectro harmônico para carga individual por pontos. A base de dados abrangeu o período

entre dezembro de 1998 a dezembro de 2002 e incluiu um total de 69 locais no centro de distribuição. Dos 69 locais: um estava na classe de tensão de 5 kV, 52 estavam na tensão de 15 kV, seis estavam na classe de tensão de 25 kV e os demais estavam na tensão de 35 kV. Para simulação, os autores consideraram toda iluminação elétrica constituída em aproximadamente 21 a 23% da carga da rede elétrica nos Estados Unidos composta por lâmpadas fluorescentes. Como conclusão, os autores verificaram que o uso generalizado de lâmpadas CFL pode resultar em um impacto nos níveis harmônicos gerais. O impacto será significativo se o sistema estiver ressonando em torno de ordem harmônicas (3º e 5º em particular).

Silva (2017) avalia as perdas de potência ocasionadas pela presença de frequências diferentes da frequência fundamental por meio do software OpenDSS. O autor utilizou um sistema de nível de tensão 135 kV, composto por quatro barras. Nas simulações, o autor utilizou espectros de cargas não lineares e de um inversor de frequência para a simulação do sistema no modo harmônico, direcionando para quais ordens harmônicas as perdas são relevantes. Os objetos analisados foram computadores, televisores e lâmpadas fluorescentes convencionais. Para representar os harmônicos provenientes de um sistema fotovoltaico utilizou-se o espectro do inversor de frequência SIW700 da WEG que são utilizados em instalações desde 8kW até em classes acima de 1000 kW. Com os espectros destas cargas não-lineares e do inversor de frequência é possível simular essas cargas no sistema implementado no OpenDSS para qualquer ordem harmônica. O autor encontrou o maior valor de potência na 5ª harmônica com um valor em torno de $1,5E-06$ kVA.

Vieira, Ribeiro e Bonatto (2018) abordam harmônicos no OpenDSS considerando energia renovável e modelos de carga linear agregada. A análise de impedância baseou-se na varredura de frequência. No OpenDSS, um modelo de fonte de corrente monofásico unitário foi usado para varredura de frequência e seu objeto de espectro foi definido a partir do 1º ao 40º harmônico, com um passo de 5 Hz. Os autores encontraram como principais resultados que modelos de carga agregada têm um impacto significativo, principalmente perto dos pontos de ressonância paralelos. Todavia, falham em representar cargas resistivas corretamente podendo causar irrealismo às tensões harmônicas. As

impedâncias harmônicas do sistema podem variar significativamente entre diferentes representações de modelos de carga e composição da carga e sua composição afeta a distorção de tensão e amortecimento de ressonância e frequências.

Nunes (2007) utiliza o ATP na análise da penetração de harmônicas em redes de distribuição desequilibradas por cargas residenciais. O sistema proposto consistiu em um alimentador secundário residencial, que sai de um transformador de 45 kVA e alimenta 39 residências, e um alimentador primário de 11 km de comprimento que atende a este transformador de 45 kVA, 69 transformadores residenciais/comerciais de propriedade da concessionária e 46 transformadores particulares que alimentam principalmente indústrias. Os filtros apresentaram reduções consideráveis de distorção harmônica total no alimentador. A redução média foi de cerca de 50%, apresentando um máximo de 80% junto ao filtro central. Em relação à tensão, uma redução média próxima a 50% da DHTv observada, tendo uma máxima redução de cerca de 62%. Como resultado, o autor ressalta a eficácia na utilização de filtros no alimentador, mitigando os harmônicos no sistema elétrico.

Oliveira (2009) analisa a conservação e qualidade de energia elétrica por meio do software ION 7600 da *Power Measurement*. O autor justifica a utilização do software pela eficácia na medição da tensão, corrente, potência e energia, assim como a capacidade de registros de eventos. Por modelagem matemática, o autor aplicou um filtro ativo paralelo que atua na corrente elétrica da carga, eliminando ou minimizando seus componentes harmônicos e impedindo a circulação pelo sistema. Em uma carga não linear com uma corrente composta de componentes da fundamental e harmônicas, o filtro adquire os sinais de tensão e correntes de carga, determinando as correntes a serem compensadas e produzindo as correntes de compensação confinando as correntes harmônicas da carga entre seus terminais, evitando poluição do sistema. O filtro é caracterizado pelo compensador de correntes e pelo controle de correntes.

Portela e Rosa (2016) utilizam um filtro passivo sintonizado do tipo RLC, junto ao transformador para mitigar efeitos de harmônicos. A simulação dos filtros foi realizada por meio do software HarmZs. Para a utilização do software, os autores incluíram uma carga resistiva em cada transformador, com valor

nominal do transformador. Como resultado, comprova-se que para a eficácia do filtro e durabilidade de seu tempo de uso, o mesmo deve ser projetado para uma faixa de frequência abaixo da frequência do nível harmônico, ao qual se pretende fazer a mitigação dos efeitos, visto que, com o tempo, seus componentes sofrem envelhecimento e suas características de funcionamento se alteram para uma ordem de harmônico maior do que a ordem para o qual foi projetado.

O comparativo entre os trabalhos realizados, que está representado no Quadro 1, aborda os seguintes itens: *software* para modelamento do sistema, tipo de sistema de distribuição avaliado, modelo de análise harmônica, os tipos de cenários e parâmetros avaliados.

Quadro 1 – Comparativo dos trabalhos realizados via OpenDSS

	Vieira, Ribeiro e Bonatto (2018)	Sharma e Sunderman (2011)	Portela e Rosa (2016)	Nunes (2007)
SOFTWARE	OpenDSS	OpenDSS	HarmZs	ATP
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO ANALISADO	Rede de média tensão	Rede de teste IEEE	Rede de baixa tensão	Rede de baixa tensão
MODO DE ANÁLISE HARMONICA	Resolução realizada no domínio do tempo	Resolução realizada no domínio do tempo	Resolução realizada no domínio do tempo	Resolução realizada no domínio do tempo
TIPO DE CONSUMIDOR	Residencial	Residencial	Residencial	Residencial
PARAMETRO AVALIADO	Nível das distorções harmônicas de corrente e tensão	Nível das distorções harmônicas de corrente e tensão	Caracterização das harmônicas injetadas na rede de distribuição por eletrodomésticos residenciais	Nível das distorções harmônicas de corrente e tensão

Fonte: Elaborado pelo Autor (2020).

3 METODOLOGIA

Este capítulo aborda a modelagem dos componentes do sistema de distribuição por meio do OpenDSS, software que será utilizado na modelagem deste trabalho. Os principais modelos de componentes no OpenDSS são as linhas, cargas não-lineares, e transformadores.

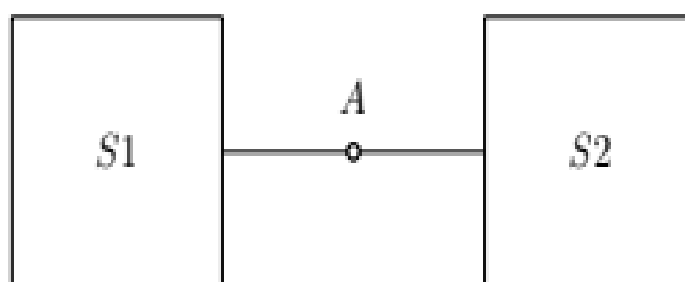
3.1 MODELOS DOS COMPONENTES NO OPENDSS

Nesta etapa, descreve-se o modelo dos principais componentes do sistema a serem utilizados no software OpenDSS. A abordagem do modelo abrange circuitos, linhas, cargas, fluxos de potência e transformadores.

3.1.1 CIRCUITOS

Por definição, todo sistema no OpenDSS deve declarar um único elemento *Circuit* (equivalente de Thévenin) por primeiro. O *Circuit* representa qualquer sistema linear de um ponto do circuito elétrico por uma fonte de tensão em série com uma impedância (Rocha e Radatz, 2017). A Figura 13 apresenta um sistema fictício constituído por dois subsistemas, S1 e S2, conectados entre si através do ponto A.

Figura 13 – Sistema Elétrico Fictício

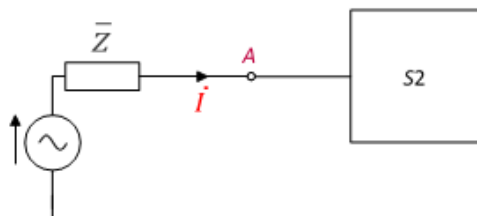


Fonte: Rocha e Radatz (2017).

O OpenDSS permite que se analise especificamente o subsistema S1 da Figura 13, por exemplo. Neste caso, o elemento *Circuit* pode representar uma

fonte de tensão em série com uma impedância capaz de representar todo circuito, conforma Figura 14.

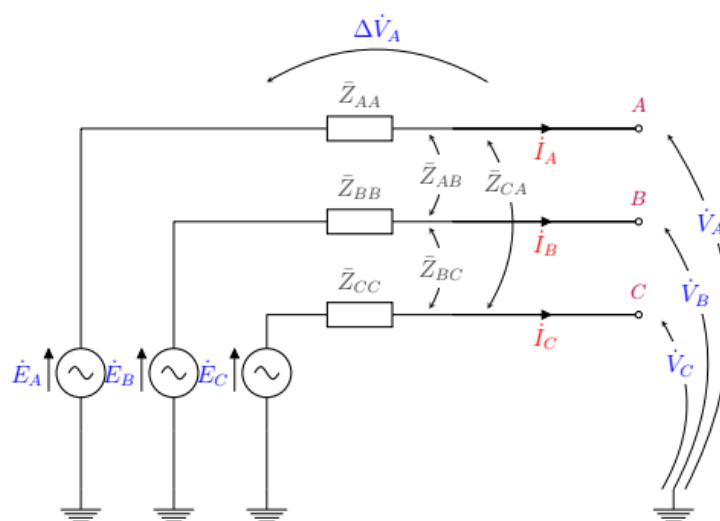
Figura 14 – Equivalente de Thévenin do Sistema A



Fonte: Rocha e Radatz (2017).

A modelagem do elemento *Circuit* é representada pelo modelo matemático da Figura 14. A Figura 15, por definição, corresponde a uma fonte de tensão trifásica e simétrica.

Figura 15 – Modelo matemático do elemento *Circuit*



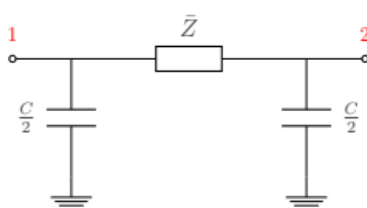
Fonte: Rocha e Radatz (2017).

A análise da Figura 16 revela que o elemento *Circuit* pode ser representado por três fontes de tensão senoidais de mesma amplitude e defasadas entre si de 120°. Além disso, as impedâncias próprias e as impedâncias mútuas são iguais entre si, conforme as equações de Carson mencionadas no subcapítulo 2.9, impedâncias em linhas aéreas.

3.1.2 LINHAS

Rocha e Radatz (2017) especificam que as linhas são elementos chaves para o OpenDSS. As configurações podem apresentar linhas trifásicas (4 ou 3 fios), linhas bifásicas (3 ou 2 fios) ou linhas monofásicas (1 ou 2 fios). Os autores complementam que conceitos como Redução de Kron, Correção de Carson e a utilização de componentes simétricos em definição de linhas podem facilitar a modelagem. A Figura 16 apresenta a modelagem para linhas no OpenDSS.

Figura 16 - Linha Representada pelo Modelo π



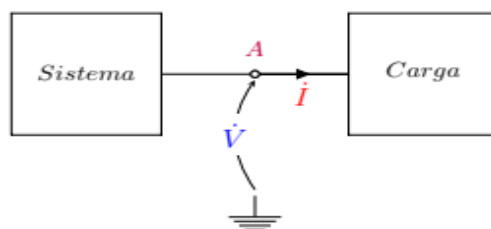
Fonte: Rocha e Radatz (2017).

O modelo π , apresentado na Figura 16, representa linhas nas quais $\bar{z}$ e $\bar{c}$ são as matrizes de impedância série e de capacitância nodal, respectivamente, conforme as equações de Carson mencionadas no subcapítulo 2.9, impedância em linhas aéreas.

3.1.3 CARGAS

As cargas possuem função fundamental em sistemas elétricos de potências porque são responsáveis pela existência dos sistemas transmissores e de distribuição. Por meio da Figura 17, apresenta-se um sistema de tensão V , em uma carga conectada a A.

Figura 17 – Sistema suprindo uma carga



Fonte: Rocha e Radatz (2017).

A análise da Figura 17 permite o desenvolvimento da equação 44, relatando a dependência entre a tensão aplicada e a corrente absorvida por uma carga.

$$\dot{I} = f(\dot{V}) \quad (44)$$

A potência consumida, por sua vez, pode ser representada pela equação 45.

$$\bar{S} = |\bar{S}| \phi = P + j \times Q = \dot{V} \times \dot{I}^* \quad (45)$$

onde,

- $\dot{V} = |\dot{V}|$ é o fasor da tensão que o sistema fornece a carga;
- $\dot{I} = |\dot{I}| \alpha$ é o fasor da corrente absorvida pela carga;
- $\bar{s}$ é a potência complexa consumida pela carga;
- $|\bar{s}|$ é a potência aparente consumida pela carga;
- P é a potência ativa consumida pela carga;
- Q é a potência reativa consumida pela carga;
- ϕ é o ângulo cujo cosseno é igual ao fator de potência da carga.

Conforme Rocha e Radatz (2017), a natureza das cargas em função das tensões aplicadas pode ser tratada por meio de diversos modelos. Todavia, destacam-se o modelo de potência constante, o modelo de corrente constante e, por fim, o modelo ZIP, conforme subcapítulo 2.9.3, cargas.

No que se refere a cargas não lineares, Dugan, Montenegro e Ballanti (2018), indica que se faz necessário a inserção de magnitude e ângulo, retirados de ensaios ou dados previamente fornecidos delas, associado via sintaxe de programação o espectro com sua respectiva carga.

3.1.4 FLUXO DE POTÊNCIA HARMÔNICO

Rocha e Radatz (2017) relatam que o algoritmo de fluxo de potência permite visão holística do processo de simulação, auxiliando na detecção de eventuais erros. Devido a característica do software, no domínio de frequência, as tensões e correntes encontram-se em regime permanente. Os autores

complementam que os fasores são trabalhados por meio de sistemas de equações algébricas, construindo uma matriz de admitância nodal.

O OpenDSS resolve o fluxo de potência sem potências injetadas diretamente no sistema. Desta forma, o sistema trabalha diretamente a partir da matriz admitância nodal do sistema, com fasores de tensões nodais e correntes injetadas. Ressalta-se, no entanto, que valores por unidade e componentes simétricos são utilizados apenas como dados de entrada e saída do programa (Rocha e Radatz, 2017).

Conforme o manual do OpenDSS (2020), o fluxo harmônico pode ser resolvido no software. O modelo permite uma solução direta suficiente para iniciar a solução harmônica. Após a primeira resolução, as fontes harmônicas podem ser inicializadas para magnitudes e ângulos de fases apropriados para combinar a solução.

3.1.5 TRANSFORMADORES

No OpenDSS, a função é definida como *transformer*, podendo ser modelado por um transformador monofásico, trifásico ou de fase dividida. As informações necessárias para modelagem do transformador são: tensão dos enrolamentos, potência nominal, quantidade de fases, número de enrolamentos, tipos de conexão, impedância de curto-circuito e admitância de circuito aberto. Os parâmetros atribuídos ao sistema, conforme equações (46) e (47), possuem o propósito de obtenção dos valores de impedância de curto-circuito e de admitância de circuito aberto (Rocha e Radatz, 2017).

$$\bar{Z}_{SC} = R_{SC} + j \times X_{SC} \quad (46)$$

$$\bar{Y}_{OC} = G_{OC} + j \times B_{OC} \quad (47)$$

onde,

$\bar{Z}_{SC}$: Impedância de Curto-Circuito

R_{SC} : Resistência que representa as Perdas no Cobre

X_{SC} : Reatância de Curto-Circuito

$\bar{Y}_{oc}$: Admitância de Curto-Circuito

G_{oc} : Condutância que representa as Perdas no Ferro

B_{oc} : Suceptância de Magnetização

3.2 ESTUDO DE CASO

O estudo de caso abrange um alimentador de distribuição pertencente a uma concessionária da região sul do Brasil, baseado no trabalho de Da Silva (2018), reduzido para efeito de simplificação. Os consumidores, por sua vez, serão divididos em três classes de consumo; consumo baixo, consumo médio e consumo alto.

3.2.1 SISTEMA

As características do sistema consistem em um comprimento aproximado de 15 km em seu maior segmento, tensão nominal oriunda da subestação de 13,8 kV. A Figura 18 ilustra a rede de distribuição que será utilizada e seus respectivos trechos.

3.2.2 PERFIL DOS CLIENTES RESIDENCIAIS

Os consumidores do estudo de caso serão representados por três perfis. Os perfis são representados por três amostras de consumo; consumo baixo, consumo médio e consumo alto, respectivamente.

3.2.2.1 CONSUMO BAIXO

A residência de baixo consumo é caracterizada por consumidores atendidos por apenas uma fase. Neste tipo de consumidor, há uma baixa quantidade de aparelhos eletrônicos, como uma televisão e um rádio, por exemplo. Outros eletrodomésticos podem ser geladeira, chuveiro ou carregador de celular (Carvalho, 2015).

3.2.2.2 CONSUMO MÉDIO

Neste padrão de consumo, o perfil dos eletrodomésticos assemelha-se com os consumidores de baixo consumo. Todavia, adicionam-se outros equipamentos como chuveiro elétricos, liquidificador, cafeteira, lavadora de roupas, geladeira, computadores e outros aparelhos de som (Carvalho, 2015).

3.2.2.3 CONSUMO ALTO

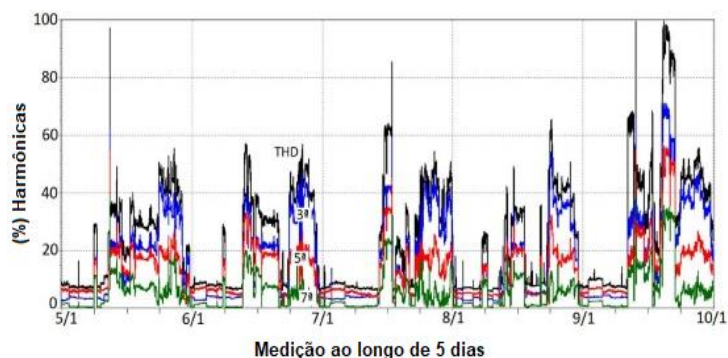
O consumidor de alto consumo é caracterizado por grande variedade de eletrodomésticos. Além dos aparelhos de baixo e médio consumo, também há freezers, banheiras de hidromassagem, aparelhos de som, chuveiros e máquina de lavar. Outros equipamentos como secadores de cabelo, multiprocessadores e grill elétrico (Carvalho, 2015).

3.2.3 CENÁRIOS DE TESTES

Os dados de consumo das medições das cargas residenciais serão obtidos com base em (Carvalho, 2015). A Figura 19 apresenta as medições

harmônicas em uma residência de baixo consumo observadas pelo autor durante cinco dias.

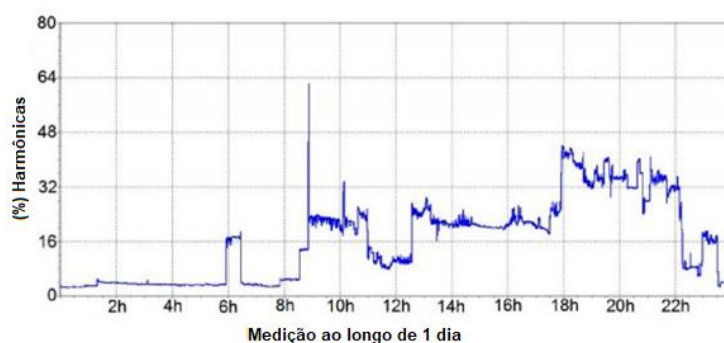
Figura 19 – Medições Harmônicas em residência de baixo consumo



Fonte Carvalho (2015).

Por meio da Figura 19, observa-se que na segunda parte dos dias ocorrem mais distorções, havendo picos no final do dia. Com o intuito de mensurar a distorção harmônica, se propõe a obtenção de 720 valores a cada 10 minutos, para cada ordem harmônica, totalizando 6 valores para cada hora. A Figura 20 demonstra o comportamento da medição individual da terceira harmônica obtida no primeiro dia para o consumidor de baixo consumo (percentual em função da corrente da frequência fundamental).

Figura 20 – Medição da terceira harmônica no primeiro dia



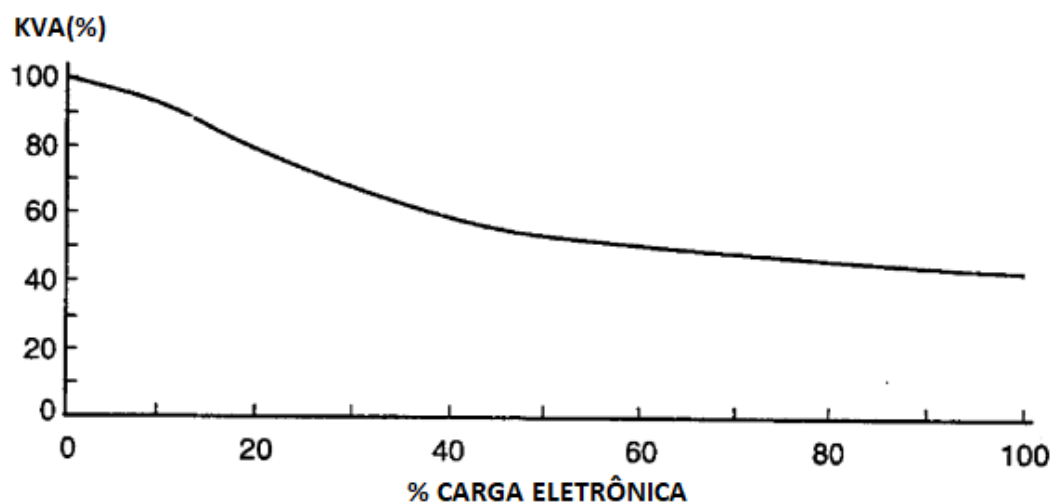
Fonte Carvalho (2015).

A Figura 20 demonstra as medições realizadas de 2h em 2h. A partir disso, foi possível obter o valor de magnitude de todas as harmônicas ao longo

de 24h. O processo se repetiu para os três níveis de consumo e diferentes ordens.

Conforme Leão, Sampaio e Antunes (2014), em plena carga, o transformador dissipa a potência nominal e o calor com base na hipótese de que o sistema é composto por cargas lineares. Uma das premissas, é a de que não produzem harmônicas, visto que se baseiam no aquecimento de correntes senoidais em 60 Hz. O transformador pode sofrer um aquecimento caso por ele circule correntes que contenham harmônicos, diminuindo sua vida útil. Desta forma, todo transformador deve ser avaliado em condições de sobrecarga e nominais, por poder transformar correntes harmônicas. A Figura 21 demonstra a redução de potência de saída à medida em que cresce a participação de cargas eletrônicas supridas, para que sejam mantidas as condições nominais de dissipação de calor e vida útil (IEEE, 2005).

Figura 21 – Classificação de potência do transformador com carga não linear



Fonte: Adaptado de IEEE std.1100 (2005).

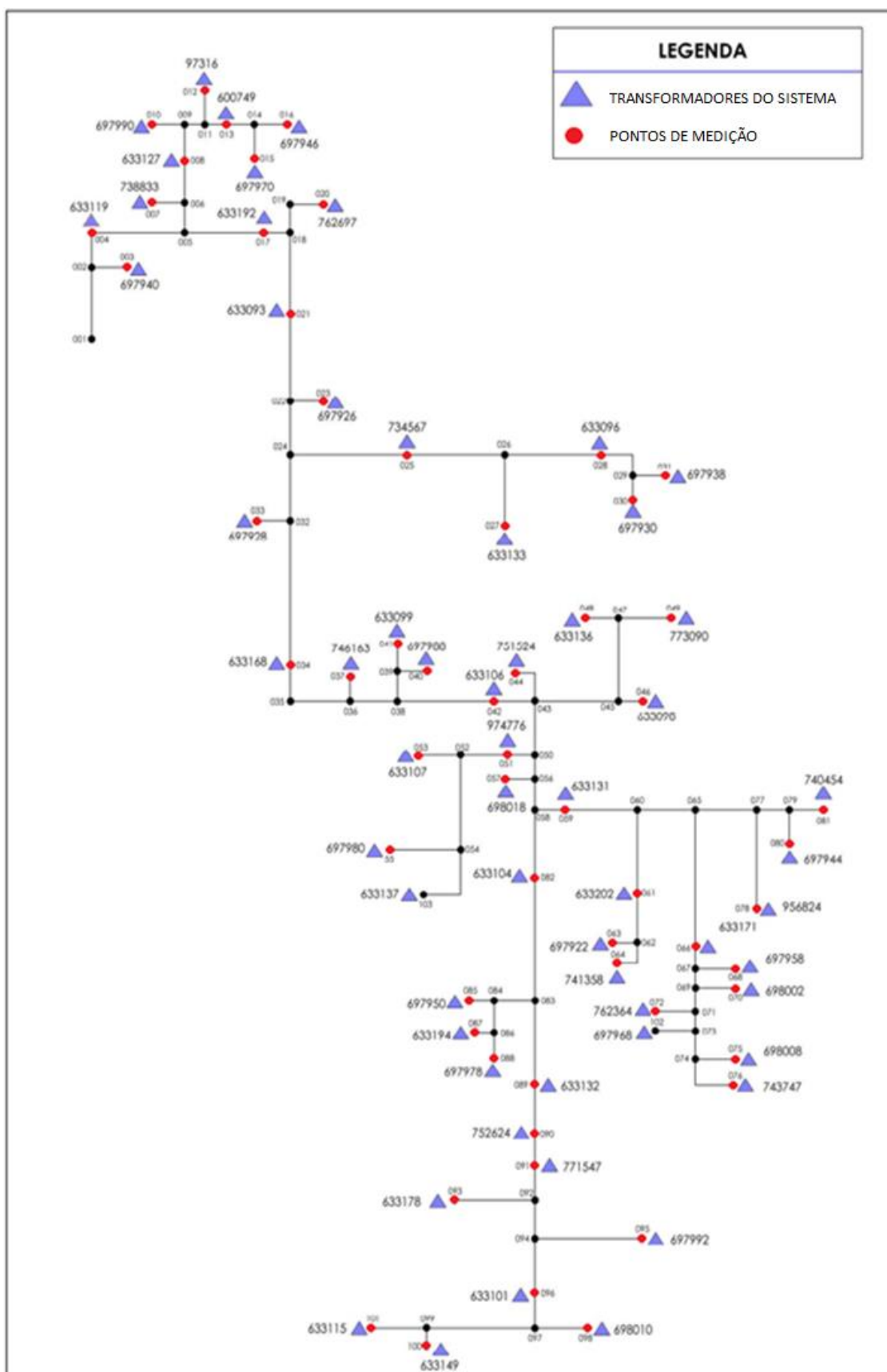
Desta forma, a partir da rede de distribuição proposta na Figura 18, em cada transformador do sistema foram alocados clientes distintos, respeitando-se a condição nominal do transformador (os valores nominais encontram-se nos anexos A e B). Foram arbitrados clientes de alto, médio e baixo consumo nos devidos transformadores, variando-se de 78% a 122% da sua capacidade nominal. Foi considerada uma demanda máxima no período de 10 minutos de

3,28 kVA para o consumidor de alto consumo, 2,48 kVA para o de médio consumo e 1,33 kVA para o de baixo consumo, máximo valores obtidos pela medição do trabalho usado como referência para os dados.

A codificação foi definida inicialmente pelos dados dos trechos do sistema, inserindo os dados do transformador conforme seu número, número de fases, o nó que ele se encontra no trecho, o tipo de ligação, e os dados de potência, e, alocando os dados de 10 minutos para cada tipo de cliente.

No quesito ângulo, foi adotado o padrão do software, visto que este dado não estava disponível pelas medições, para os clientes de alto, médio e baixo consumo. Quanto aos dados das cargas, foi considerado um cliente trifásico para alto consumo, e monofásico para baixo e médio consumo. São ligados para se conectar ao secundário do transformador, contendo as potências, e seu fator de potência. Por fim, foi colocado um monitor para cada linha de média tensão onde havia transformador, e um comando para exportar os nós analisados no sistema, neste caso 60 nós. Os códigos gerados podem ser observados no Apêndice A. A Figura 22 apresenta os pontos de medição da rede de distribuição.

Figura 22 – Pontos de medição na rede de distribuição

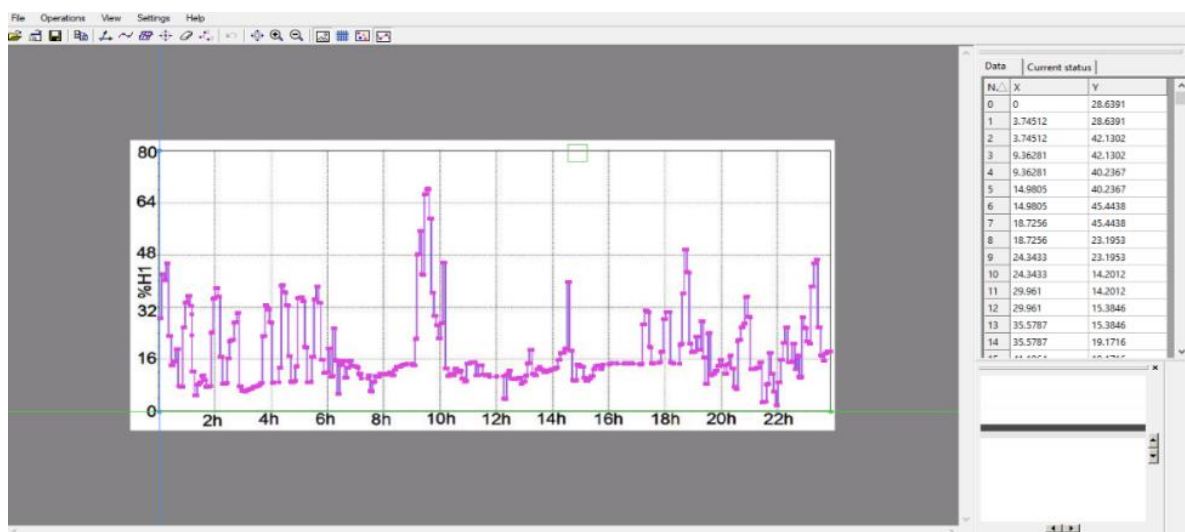


Fonte: Adaptado de Da Silva (2018).

3.3 OBTENÇÃO DOS DADOS

A alocação de cargas no sistema e, a posterior extração de dados, se iniciou pela análise das 720 amostras das medições de cinco dias encontradas em Carvalho (2015). Visto que a base de dados se apresentou de forma gráfica, para inserção dos dados de magnitude solicitados pelo OpenDSS, foi necessária a extração dos dados pelo software *GetData Graph Digitizer*. A extração forneceu as informações acerca das harmônicas de 3º, 5º, 7º, 9º e 11º, potência aparente (kVA) e do fator de potência, conforme apresentado na Figura 23. Ressalta-se que, ainda que o PRODIST Módulo defina 1008 (mil e oito) leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos ao longo de 7 dias, a base utilizada foi de 5 dias devido aos dados disponibilizados por Carvalho (2015) não conterem os dias de final de semana. Desta forma, se obteve 720 amostras.

Figura 23 – Extração de dados via *GetData Graph Digitizer*

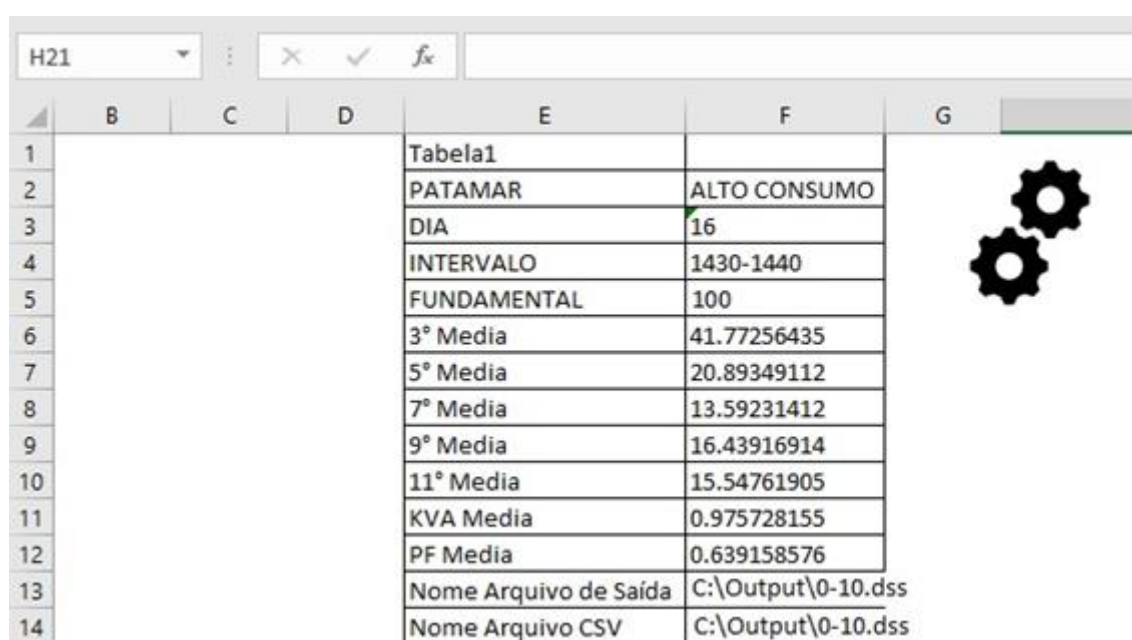


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Ainda conforme a Figura 23, inicialmente foram colocados os valores dos eixos X (iniciando em 0 a 1440 minutos) e consecutivamente o eixo Y (iniciando em 0 a 80 % de percentual de magnitude em relação a corrente da frequência fundamental), e após exportou-se em Excel os valores em X e Y para consumidores de alto, médio e baixo consumo. Por fim, foram obtidos em Excel

os valores de 10 em 10 minutos, por meio da média dos pontos de cada intervalo. Nesta etapa, fez-se necessário o desenvolvimento de um código automático, utilizando a plataforma VBA (Visual Basic for Applications) do Excel, para trazer os valores automaticamente por 720 vezes, de 10 em 10 minutos, com cada linha de cada harmônica do Excel. No Apêndice D, é mostrada a estrutura do código. Ao clicar nas engrenagens mostradas na Figura 24, o código é substituído por intervalos de 10 em 10 minutos até atingir os 1440 minutos.

Figura 24 – Demonstração VBA



	B	C	D	E	F	G
1				Tabela1		
2				PATAMAR	ALTO CONSUMO	
3				DIA	16	
4				INTERVALO	1430-1440	
5				FUNDAMENTAL	100	
6				3° Media	41.77256435	
7				5° Media	20.89349112	
8				7° Media	13.59231412	
9				9° Media	16.43916914	
10				11° Media	15.54761905	
11				KVA Media	0.975728155	
12				PF Media	0.639158576	
13				Nome Arquivo de Saída	C:\Output\0-10.dss	
14				Nome Arquivo CSV	C:\Output\0-10.dss	

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A Figura 24 consolida as informações do Apêndice E, onde é realizada a estrutura do código.

4 RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos por meio das simulações realizadas no software OpenDSS. Os subitens a seguir, conterão os dados resultantes da determinação dos níveis de distorção harmônicas na rede de média tensão.

4.1 ALOCAÇÃO DOS CONSUMIDORES

A alocação dos consumidores se fez variando a capacidade da potência nominal entre 78% e 122% da potência nominal de cada transformador. Os resultados da alocação são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Alocação dos consumidores

Número do Transformador	S Nominal (kVA)	Número de consumidores Alto Consumo	Número de consumidores Média Consumo	Número de consumidores Baixa Potência	(%) da Potência Nominal
697940	112,50	6	18	32	95
633093	112,50	5	13	38	88
633192	150,00	8	22	45	94
633119	75,00	7	12	18	102
600749	112,50	5	12	39	87
97316	150,00	6	21	48	90
738833	75,00	9	10	18	104
734567	30,00	7	2	6	120
633133	112,50	4	15	37	88
633096	112,50	5	21	30	96
633106	75,00	7	9	21	98
751524	112,50	7	10	39	89
633099	112,50	4	12	40	85
633168	75,00	8	21	8	119
697938	75,00	6	12	19	100
773090	150,00	4	26	45	92
633098	150,00	7	35	33	102
633104	112,50	9	19	28	101
974776	75,00	3	9	25	87
633107	75,00	5	10	22	94
633137	112,50	6	6	44	83
633131	112,50	9	19	28	101
633132	150,00	8	26	41	97
752624	300,00	13	49	88	94

Número do Transformador	S Nominal (kVA)	Número de consumidores Alto Consumo	Número de consumidores Média Consumo	Número de consumidores Baixa Potência	(%) da Potência Nominal
771547	45,00	9	3	10	112
633194	75,00	5	13	19	99
633101	112,50	7	16	33	95
633178	75,00	6	11	20	98
697980	30,00	4	6	5	116
740454	112,50	8	9	39	89
956824	150,00	5	26	44	93
633171	75,00	3	12	22	92
633202	45,00	4	6	12	98
697968	150,00	8	21	46	93
698008	112,50	5	16	35	91
633149	75,00	7	7	23	95
633115	112,50	9	17	30	99
698010	112,50	8	15	33	95
633127	75,00	5	17	15	105
762697	112,50	7	16	33	95
697990	75,00	8	8	21	99
697970	300,00	10	45	95	90
697946	225,00	10	37	65	94
697928	300,00	12	9	129	78
697926	300,00	11	20	119	81
697930	75,00	7	11	19	101
633136	112,50	8	22	26	103
697988	300,00	10	35	105	86
746163	300,00	12	29	109	85
698018	75,00	8	23	6	122
697950	150,00	3	44	28	104
697978	112,50	6	31	19	108
697944	75,00	5	20	12	109
698002	112,50	7	22	27	101
697958	300,00	13	37	100	89
741358	300,00	12	40	98	90
743747	300,00	13	53	84	95
762364	150,00	9	7	59	84
697922	150,00	8	29	38	99
697992	300,00	11	60	79	97

Fonte: Elaborado pelo Autor, 2020.

Conforme a Tabela 6, os Clientes de Alto Consumo foram limitados em no máximo 15 clientes por transformador, por serem considerados consumidores de alto padrão.

4.2 RESULTADOS DA COLETA DE DADOS E DAS DISTORÇÕES TOTAIS HARMÔNICAS

A partir do desenvolvimento do código contendo as informações do sistema no OpenDSS, para cada 10 minutos, se obteve os resultados das distorções de tensão para cada ordem harmônica considerada. O exemplo de código completo para uma entrada de 10 minutos é ilustrado no Apêndice E. Da mesma forma, é mostrado um exemplo de saída do software nos 60 pontos de medição analisados no Apêndice A, B e C. Na Tabela 7 é mostrado um resultado exemplo do nó 102 no dia 5 aos 1440 minutos, obtido pela simulação do OpenDSS. A coluna frequência identifica a ordem harmônica, as colunas V1, V2 e V3 os resultados das magnitudes de tensões nas fases A, B e C para cada ordem, e VAngle1, VAngle 2 e VAngle3, o resultado dos ângulos para a fase A, B e C respectivamente.

Tabela 7 - Resultados de simulação OpenDSS para o nó 102 no dia 5 aos 1440 minutos

Frequência (Hz)	Harmônica	V1 (V)	VAngle1 (graus)	V2 (V)	VAngle2 (graus)	V3 (V)	VAngle3 (graus)
60	1	7936,34	-0,0622	7937,2	-120,061	7936,98	119,933
180	3	0,2016	-127,875	0,1646	-126,548	0,3662	527,214
300	5	15	504,404	14	169,804	15	-70,939
420	7	8	-443,455	8	-165,296	8	759,713
540	9	0,1168	-148,919	0,0981	-147,61	0,2150	316,781
660	11	4	-839,802	4	334,338	4	157,17

Fonte: Elaborado pelo autor, 2020.

. A partir do resultado das magnitudes de cada nó medido, a cada 10 minutos, foram aplicadas as equações do subcapítulo 2.5, página 23, referente a DHI%, Distorção Harmônica Individual (equação 1), DHTv% Distorção Harmônica Total de Tensão (equação 2), DTTI% Distorção Harmônica Total de Tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 (equação 4), e DTT3% Distorção Harmônica Total de Tensão para as componentes múltiplas de 3

(equação 5), respectivamente. A Tabela 8 mostra o resultado da análise do 5 dia, no nó 102 aonde 1440 minutos

Tabela 8 - Aplicação das fórmulas segundo PRODIST módulo 8, do 5 dia, no nó 102 aos 1440 minutos.

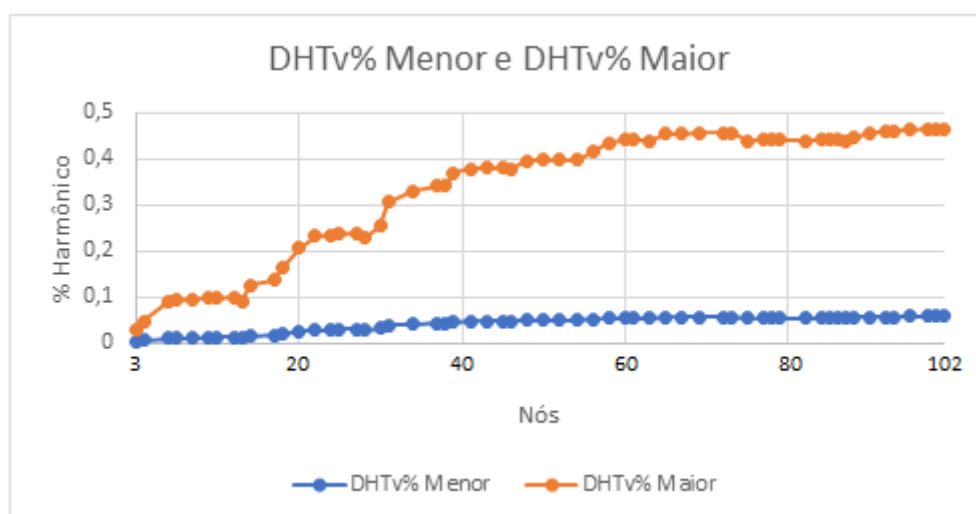
Harmônica	DHI%
3°	0,0025
5°	0,1852
7°	0,1044
9°	0,0014
11°	0,0515
DTT3%	0,0029
DTTI%	0,2188
DHTv%	0,2188

Fonte: Elaborado pelo autor, 2020.

O resultado completo para um período de 10 minutos é apresentado pelo Apêndice A. Foram gerados ao total 43.200 valores para DHTv%, DTTI% e DTT3% (60 pontos medidos a cada 10 minutos para 5 dias). A aplicação da Tabela 2, página 26, foi considerada para comparação dos valores obtidos em relação ao que propõe o PRODIST Módulo 8 como limite. Os dados concentrados permitiram concluir que nenhum ponto ultrapassou as medidas previstas pelo PRODIST Módulo 8, de 8% para DHTv%, 6% para DTTI% e 5% para DTT3%.

Quando analisado os valores de distorções totais de menor e maior valor percentual dos cinco dias simulados, verificou-se que estes se concentraram em 2 horários do dia, a menor distorção ocorreu no período dos 450-460 minutos, (7:50-8:00 horas da manhã do dia 4). Já o período de maior distorção é encontrado nos 1190-2000 minutos, (19:50-20:00 horas da noite do dia 2), conforme mostra a Figura 25.

Figura 25 - Menor valor de DHTv% do dia 4 as 8 horas da manhã nó 3 e maior valor de DHTv% do dia 2 as 20 horas da noite, nó 102.



Fonte: Elaborado pelo autor, (2020).

Após a obtenção de todos os resultados, pode-se notar que os menores valores de DHTv% ao longo dos trechos estão nos nós iniciais do sistema, assim como os maiores valores de DHTv% estão nos trechos finais do alimentador, como mostra a figura 25. O primeiro nó de medição correspondeu a 0,0035% de distorção da harmônica total, com a menor distorção de todas as amostras para esse horário. O valor de maior tensão de todas as amostras foi encontrado no final do nó 102, que é um dos últimos nós, correspondendo a 0,4670% de distorção harmônica total de tensão. Isto se deve aos nós finais receberem o acúmulo de distorções dos nós anteriores.

Ao comparar estes resultados com os dados de entrada extraídos de Carvalho (2015), usado como referência dos dados de injeção, pode-se notar que naquele instante do dia os maiores valores de distorção harmônica de corrente dos clientes estão no período dos 1190-2000 minutos (19:50-20:00 horas), assim como os menores valores estão no período das 450-460 minutos (07:50-8:00 horas). As magnitudes percentuais de distorção da corrente de cada um destes horários para cada classe de consumo são indicadas na Tabela 9.

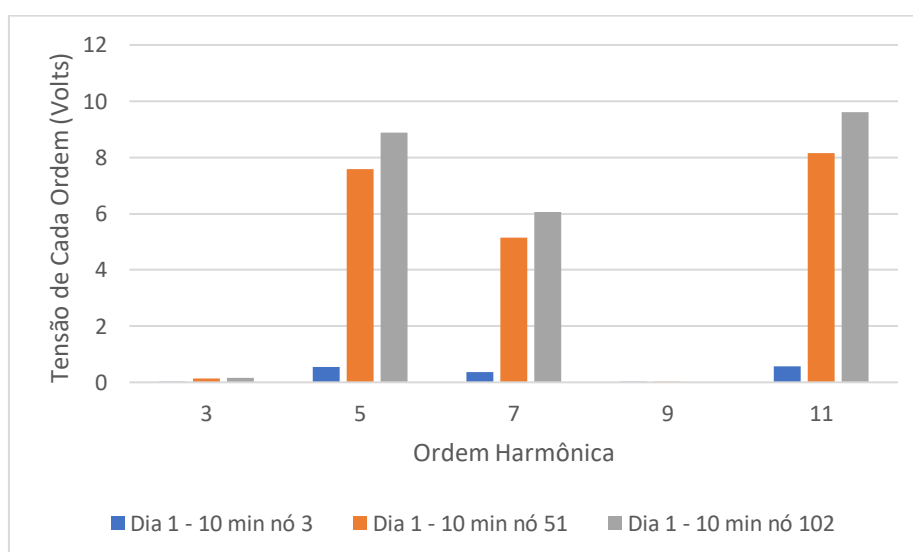
Tabela 9 – Valores das magnitudes no período das 20h e das 8h

	MAIORES VALORES			MENORES VALORES		
HARMÔNICA	ALTO (% em relação a I1)	MEDIO (% em relação a I1)	BAIXO (% em relação a I1)	ALTO (% em relação a I1)	MEDIO (% em relação a I1)	BAIXO (% em relação a I1)
3 ^a	17,0524	38,9542	31,7094	15,8160	8,0655	2,4176
5 ^a	13,9626	18,1161	17,2268	6,8289	5,9081	4,6691
7 ^a	11,0496	8,4023	5,8421	6,4497	0,9281	1,5849
9 ^a	11,9082	7,5814	7,3667	6,3501	1,4749	1,4016
11 ^a	9,6165	4,2432	7,2028	2,6479	0,3692	1,0376
Potência (kVA)	1,8918	1,1844	0,6621	0,8980	1,4373	0,6311
FP	0,7936	0,7729	0,8213	0,4004	0,7479	0,7082

Fonte: Elaborado pelo autor.

Outro resultado relevante é a tensão obtida para cada ordem harmônica. A terceira e a nona ordem ficam praticamente zeradas comparadas as outras ordens, como mostra no Figura 26. Dados obtidos no primeiro dia nos primeiros 10 minutos no início, meio e final do alimentador.

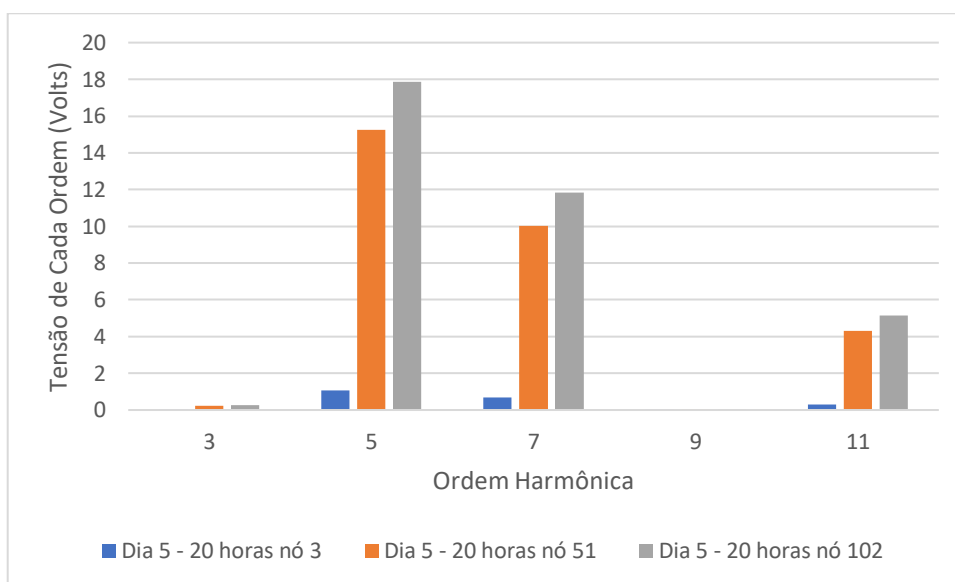
Figura 26 – Tensão por ordem harmônica no 1º dia nos primeiros 10 minutos, nó 003, nó 51 e nó 102.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2020.

Este fato ocorre pela questão da ligação delta do transformador em média tensão, atuando como um filtro para estas ordens. Os valores são diferentes de zero, devido ao sistema ser desequilibrado pela conexão dos clientes monofásicos (baixo e médio consumo). Conforme a figura 27, a nível de comparação foram coletados dados do dia 5 aos 1190-2000 minutos (19:50-20:00 horas), (horário de pico) a fim de comparar os resultados com os da figura 26.

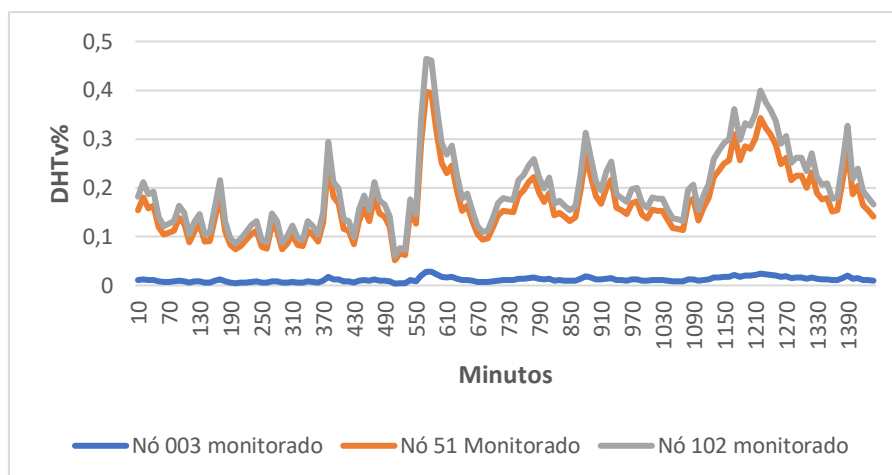
Figura 27 – Tensão por ordem harmônica nas 5° dia as 20 horas no nó 003, nó 51 e nó 102.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2020.

Como nota-se na Figura 27, os resultados do 5 dia aos 1190-2000 minutos (19:50-20:00 horas) a terceira e nona ordem continuam com valores próximos a zero. Os maiores valores de tensão em volts ficam na 5° harmônica com 17,8546V já os menores valores de tensão ficam na 9° harmônica com 0,0026V como comentado por questão do filtro. De forma complementar, a Figura 28 apresenta a variação da distorção total de tensão ao longo de um dia, medição feita no primeiro dia para os 3 nós indicados.

Figura 28 – Nó 3, Nó 51 e Nó 102 monitorados no dia 1



Fonte: Elaborado pelo autor, 2020.

A análise da Figura 28 demonstra o comportamento do nó três (início do alimentador), nó 51 (metade do alimentador) e nó 102 (fim do alimentador) ao longo de um dia. Nota-se que no início do trecho, mais precisamente no nó 3 a distorção máxima é baixa, chegando a 0,0281%, já na metade o comportamento é semelhante ao final, podendo chegar a 0,2121%.

Por fim nos apêndices D, E e F, apresenta-se o resultado completo da medição dos 60 nós do primeiro dia, nos primeiros 10 minutos, no terceiro dia aos 590-600 minutos (9:50-10:00 horas), e por fim, no quinto dia aos 1190-2000 minutos (19:50-20:00 horas). Estes dados coletados permitiram uma análise da diferença entre os dias e as horas da medição. Nota-se que os valores de distorção harmônica total ao longo do dia aumentam até o período dos 1190-2000 minutos, (19:50-20:00 horas), após começam a apresentar uma queda, pelo menor uso de equipamentos eletrônicos após este horário.

5 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentada a fundamentação teórica acerca de harmônicas, suas causas e impactos nos sistemas, os limites normativos do PRODIST, métodos de fluxos e redes de distribuição. Com base na fundamentação, obteve-se dados de simulação das harmônicas entre 3º, 7º, 5º, 9º e 11º ordem, geradas por consumidores de consumo alto, médio e baixo por meio do *software* OpenDSS.

O principal resultado da análise se refere ao fato de que a geração de harmônicos, pelos consumidores residenciais, independentemente da combinação de alocação dos padrões de consumo (alto, baixo, médio), nas 43.200 simulações geradas, não excedeu o limite do PRODIST em nenhum nó. Uma possível justificativa para os resultados obtidos conterem baixos valores de distorção, é o fato do número de clientes não contemplarem o limite nominal do transformador. Além disso, os valores de medição utilizados como referência são do ano de 2015, possivelmente dados já defasados quanto ao uso de cargas eletrônicas por consumidores residenciais. Desta forma, para avaliar melhor essa relação, uma sugestão de trabalhos futuros seria variar a potência da alocação, ultrapassando a potência nominal de cada transformador, por exemplo, e obter medições mais atualizadas e contendo maiores faixas de consumo.

As harmônicas de terceira e nonas ordens ficaram com valores reduzidos de distorção de tensão, devido a ligação delta do transformador no lado de média tensão. Esta ligação faz com que as harmônicas fiquem confinadas no delta do transformador, sem que ocorra uma dispersão para a linha. Se o sistema fosse totalmente equilibrado, as harmônicas múltiplas de três seriam nulas. Todavia, os clientes monofásicos promovem um desequilíbrio na carga. Se esta conexão fosse realizada com outro tipo de ligação no transformador, estrela aterrado (primário) estrela aterrado (secundário), por exemplo, seriam obtidos outros resultados.

Também se observou ao longo das medições que o período de maior distorção se encontra às 20 horas, devido ao fato de que há maior concentração de consumidores utilizando equipamentos eletrônicos neste período. Em

contrapartida, o período com a menor distorção encontra-se às 8 horas da manhã, ocasionado por um intervalo de tempo no qual muitas pessoas estão se deslocando aos seus ambientes de trabalho. Fato também observado a partir das medições coletadas por Carvalho (2015).

Concluiu-se também que as distorções harmônicas de tensão próximas aos nós iniciais dos alimentadores possuem pouca relevância quando comparadas às do fim do alimentador. De forma complementar, quanto maior for a distância do trecho em relação a subestação, maior será a distorção harmônica de tensão, demonstrando que estes nós são os mais preocupantes para uma possível transgressão (o que não ocorreu nas simulações deste trabalho).

No que tange ao uso do software OpenDSS, este apresentou-se de simples manuseio, capaz de permitir análises baseadas no fluxo harmônico a partir da entrada de dados do sistema. Além disso, a possibilidade do seu uso com ferramentas auxiliares, como o Excel, permite uma maior agilidade na obtenção das soluções.

Para futuros estudos, recomenda-se também a discussão quanto ao comportamento do ângulo das injeções, dados que possam ser extraídos por um medidor de qualidade de energia, evitando a extração de apenas dados de magnitude, proporcionando um resultado mais preciso. Também pode-se fazer um estudo variando-se os ângulos entre os consumidores, e assim, gerando resultados diferentes nas simulações.

Outra sugestão seria fazer estudos para avaliar o impacto das distorções na baixa tensão. De forma complementar, também se sugere uma aplicação mais probabilística do que determinística em relação aos dados de entrada, por exemplo da magnitude, potência e ângulo dos consumidores, tendência que se observa em estudos mais recentes no sistema de distribuição.

REFERÊNCIAS

ANEEL, P. d. D. d. E. **Elétrica no sistema elétrico nacional–prodist: Módulo 8-qualidade de energia elétrica**. ANEEL Resolução Normativa, 2018.

ARRILLAGA, J. **Power System Harmonic analyses**. Chiester; New Yor: Wiley, 1997.

ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. **Power system harmonics**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2004.

BRONDANI, M. F. e FRANSOZI, L. e FREITAS, D. J. B. **Modelagem matemática do tempo de vida de baterias de lítio íon polímero utilizando algoritmos genéticos**, Dissertação de Mestrado, Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, Ijuí-RS, fev. 2015.

CARVALHO, F. G., **Caracterização do conteúdo harmônico em ambientes residenciais: estudo de caso**, 2015 Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa.

CEPEL. **Estudo do comportamento harmônico e análise modal de redes elétricas**. Disponível em:

http://www.cepel.br/pt_br/produtos/harmzs-estudos-de-comportamento-harmonico-e-analise-modal-de-redes-eletricas.htm>. Acesso em 19 jun. 2020.

CHAPMAN, S, J. **Fundamentos de máquinas elétricas**; tradução: Anatólio Laschuk – 5. Ed. – Dados eletronicos. – Porto Alegre: AMGH, 2013.

DA SILVA, A. **Análise da distorção harmonica de tensão em uma rede de distribuição com a conexão de veículos elétricos**. Trabalho de conclusão de curso, Engenharia Elétrica, UCS, 2018.

DUGAN, Roger C.; MCGRANAGHAN, Mark F.; SANTOSO, Surya; BEATY, H. Wayne. **Electrical power systems quality**. 2nd ed. New York: McGraw-Hill, 2012. 528p.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, Davis; BALLANTI, Andrea. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. [s. L.]: Electric Power Research Institute, 2018. 199 p. Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Distrib/Doc/OpenDSSManual.pdf>>. Acesso em: 15 jun. 2020.

DUQUE, M, B.; **Fluxo de carga trifásico para análise de distorções harmônicas em redes de distribuição de energia elétrica**. 2013, Dissertação de mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Universidade Estadual de Campinas.

FRANCO, Edgard. **Qualidade de energia - causas, efeitos e soluções**. Engecomp Tecnologia em Automação e Controle Ltda. Disponível em: <<http://www.engecomp.com.br>>. Acesso em: 23 jan. 2008.

GONZALEZ, M. L. **Correntes harmônicas em aparelhos eletrodomésticos**. VI SBQEE, Belém - Pará, 1-6 p, Agosto de 2005.

GONZALEZ M. L. y, VISACRO F. S, ALMEIDA P. C. A. , Pires I. A, **Impacto de Cargas Eletrônicas Residenciais e Comerciais Eficientes e Não-lineares no Sistema de Distribuição - Parte II – Medições das cargas em alimentadores típicos**, submetido ao Comitê Técnico do III Citenel. Disponível em: <<http://www.cgti.org.br>> Acesso em: 18/04/2020.

GONZALEZ M. L, Pires I. A, **Caracterização de harmônicos causados por equipamentos eletro-eletrônicos residenciais e comerciais no sistema de distribuição de energia elétrica** Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da UFMG, Março de 2006.

GRADY, W. Mack; SANTOSO, Surya. **Understand power system harmonics**. IEEE Power Engineering Review. v.21, n.11, p.8-11, Nov. 2001. Disponível em: <<http://www.ieee.org>>. Acesso em: 25 abr. 2008.

HUDDART, K.W., BREWER, G.L., 1966, **Factors influencing the Harmonic Impedance of a Power System**, Conference on High Voltage D.C Transmission, IEE, No.22, pp.450-452.

IBGE – **Brasil em síntese – Habitação** – Domicílios com bens duráveis 2013 a 2015, disponível em www.ibge.gov.br, 2015.

IEEE – **Institute of Electrical and Electronics Engineers**, INC. Powering and Grounding Electronic Equipment, Std 1100, 2005.

KAGAN, Nelson; ROBBA, Ernesto João; SCHMIDT, Hernán Prieto. **Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica**. São Paulo: Blucher, 2009. iii, 230 p. ISBN 9788521204879.

KERSTING, William H. **Distribution system modeling and analysis**. Boca Raton, Estados Unidos: CRC Press, 2012. xi, 439 p. ISBN 9781439856222.

KUNDUR, P., 1994, **Power System Stability and Control**, McGraw-Hill.

LARSON, E.V., BAKER, D.H., McIVER, J.C., 1989, **Low order harmonic interaction on AC/DC Systems**, IEEE Transactions on Power Delievery. Vol.4. No.1, pp.493-501.

LEÃO, R.; SAMPAIO, R.; ANTUNES, F. **Harmônicos em Sistemas elétricos**. 1 edição. ed. Brasil: Elsevier, 2014. ISBN 978-85-352-7439-4.

LOPEZ, Ricardo Aldabó. **Qualidade na energia elétrica**. 2 ed. São Paulo: Artliber, 2013.

MARTINHO, E. **Distúrbios da Energia Elétrica. Conceitos de Distúrbios que influenciam na Qualidade de Energia.** p.35-87. Editora Érica, 2ª Edição, São Paulo 2012.

MARTINS, J. S.; COUTO, C.; AFONSO, J.L. **Qualidade de Energia Elétrica. 3º Congresso Luso-Moçambicano de Energia - CLME'2003**
Engenharia e Inovação para o Desenvolvimento Maputo, Moçambique, 19-21 Agosto 2003, pp. 219-231.

MCDONALD, John, D. **Eletric Power Substation Enginerring.** Edition 3, april 2016.

MONTICELLI, A. and GARCIA, A, **Introdução a sistemas de energia elétrica.** Campinas, SP: Editora da Unicamp, 2001.

NUNES, R. V. **Análise da penetração harmônica em redes de distribuição desequilibradas devido às cargas residenciais e comerciais com a utilização do ATP,** PPGE, UFMG, 2007.

OLIVEIRA, Caio Gomes; **Estudo sobre conservação de energia elétrica e qualidade de energia elétrica,** 2009.

POMILIO, José Antenor. **Compensação capacitiva e filtros passivos em redes secundárias parte 2.** Revista O Setor Elétrico. São Paulo, v.2, n.13, p.18-20, fev. 2007. Disponível em: <<http://www.osetoreletrico.com.br>>. Acesso em: 8 maio 2008.

PORTELA, T. K., ROSA, S. J., **Estudo dos efeitos dos harmônicos gerados por residências na rede de distribuição secundária** 2016, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba.

ROCHA, Celso; RADATZ, Paulo. **Elemento Load do OpenDSS**. 2017. <<https://drive.google.com/drive/folders/0B0GTsli12nHXSI9ONG1pOWRhZW8>>. Acesso em: 01 maio 2018.

ROSA, Francisco de la. **Harmonics and power systems**. Boca Raton: CRC Press, 2006.

ROSSETTO L., TENTI P., **Evaluation of instantaneous power terms in multi-phase systems: techniques and applications to power-conditioning equipment**", European Transactions on Electrical Power, vol. 4, 1994

SHARMA, H. SUNDERMAN, W. G. e Gaikwad A., **Harmonic impacts of widespread use of CFL lamps on distribution systems**, in Proc. Power Energy Soc. Gen. Meet., 2011, pp. 1–7.

SILVA, L. R. **Avaliação de perdas na presença de cargas não lineares na rede elétrica utilizando o software OpenDSS**. Universidade de Brasília. 2017.

SITI, Saleha; BINTI, Abas; **Simulation of Harmonic Currents and Voltages Due to Power Electronic Equipments** May 2006.

SMITH, B.C, et al., 1995, **A steady State Model of the AC-DC Converter in the Harmonic Domain**, IEE Proceedings Generation Transmission and Distribution, Val.142, No.2, pp. 109-118.

SURESH M., PANDA, A, K., **Power Quality Issues Current Harmonics**, International Standard Book, vol. 1, 2016.

UMANS, Stephen D. Fitzgerald & Kingsley's, **Electric Machinery**, 7th Edition, 2014.

VARIZ, Abilio Manuel. **Cálculo do fluxo de harmônicas em sistemas trifásicos utilizando o método de injeção de correntes**. 2006. 259 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <<http://pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2006120501.pdf>>. Acesso em: 27 abr. 2018.

VIEIRA, L. F., RIBEIRO, P. F., BONATTO, B.D.Vieira. **Harmonic Studies in OpenDSS Considering Renewable DG and Aggregate Linear Load Models**, 2018 13th IEEE International Conf

WAKILEH, G, J., **Power systems harmonics: fundamentals, analysis, and filter design**. Berlin; New York: Springer, 2001.

ANEXO A – TABELA DE DADOS DO TRANSFORMADOR DISTRIBUIDORA

Código ET	Barra ligação	S Nominal (KVA)
697940	003	112,5
633093	021	112,5
633192	017	150
633119	004	75
600749	013	112,5
97316	012	150
738833	007	75
734567	025	30
633133	027	112,5
633096	028	112,5
633106	042	75
751524	044	112,5
633099	041	112,5
633168	034	75
697938	031	75
773090	049	150
633098	046	150
633104	082	112,5
974776	051	75
633107	053	75
633137	103	112,5
633131	059	112,5
633132	089	150
752624	090	300
771547	091	45
633194	087	75
633101	096	112,5
633178	093	75
697980	055	30
740454	081	112,5
956824	078	150
633171	066	75
633202	061	45
697968	102	150
698008	075	112,5
633149	100	75
633115	101	112,5
698010	098	112,5

ANEXO B – TABELA DE DADOS DO TRANSFORMADOR CONSUMIDOR

Código EP	Barra Ligação	Snom(KVA)
633127	008	75
762697	020	112,5
697990	010	75
697970	015	300
697946	016	225
697928	033	300
697926	023	300
697930	030	75
633136	048	112,5
697988	040	300
746163	037	300
698018	057	75
697950	085	150
697978	088	112,5
697944	080	75
698002	070	112,5
697958	068	300
741358	064	300
743747	076	300
762364	072	150
697922	063	150
697992	095	300

ANEXO C – DADOS DAS LINHAS DO SISTEMA

(continua)

Cód. Trecho	Comprimento (km)	R0 (ohm/km)	X0 (ohm/km)	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)	C0 (F/km)	C1 (F/km)	Número de condutores
001-002	0,0992	0,876	1,685	0,211	0,251	0,000	0,000	3
002-003	0,0048	1,229	2,396	0,667	0,167	0,000	0,000	3
002-004	0,0630	0,724	1,813	0,205	0,291	0,000	0,000	3
004-005	0,0988	0,364	2,097	0,187	0,388	0,000	0,000	3
005-006	0,0370	1,000	1,500	0,589	0,435	0,000	0,000	3
006-007	0,0109	1,220	2,385	0,670	0,165	0,000	0,000	3
006-008	0,0518	1,000	1,502	0,591	0,434	0,000	0,000	3
008-009	0,0448	1,000	1,502	0,592	0,435	0,000	0,000	3
009-010	0,0109	1,000	1,495	0,587	0,431	0,000	0,000	3
009-011	0,0279	1,000	1,502	0,591	0,434	0,000	0,000	3
011-012	0,0146	1,233	1,726	0,569	0,295	0,000	0,000	3
011-013	0,0219	1,000	1,502	0,589	0,434	0,000	0,000	3
013-014	0,0399	1,000	1,501	0,592	0,436	0,000	0,000	3
014-015	0,0109	1,229	2,413	0,670	0,174	0,000	0,000	3
014-016	0,0424	1,057	1,724	0,609	0,370	0,000	0,000	3
005-017	0,1036	0,365	2,098	0,188	0,386	0,000	0,000	3
017-018	0,0294	0,364	2,102	0,187	0,388	0,000	0,000	3
018-019	0,0218	0,362	2,101	0,188	0,390	0,000	0,000	3
019-020	0,0152	1,224	2,217	1,046	0,507	0,000	0,000	3
018-021	0,0714	0,364	2,095	0,189	0,387	0,000	0,000	3
021-022	0,1280	0,366	2,101	0,188	0,388	0,000	0,000	3
022-023	0,0920	1,327	1,663	0,892	0,405	0,000	0,000	3
022-024	0,0673	0,364	2,100	0,187	0,386	0,000	0,000	3
024-025	0,1275	1,000	1,502	0,590	0,435	0,000	0,000	3
025-026	0,1216	1,000	1,502	0,591	0,435	0,000	0,000	3
026-027	0,0906	1,000	1,501	0,589	0,435	0,000	0,000	3
026-028	0,1255	1,000	1,502	0,590	0,435	0,000	0,000	3
028-029	0,0677	1,000	1,502	0,591	0,436	0,000	0,000	3
029-030	0,0379	1,235	1,515	0,826	0,449	0,000	0,000	3
029-031	0,0080	1,888	1,550	1,475	0,488	0,000	0,000	3
024-032	0,0816	0,364	2,099	0,188	0,387	0,000	0,000	3
032-033	0,0122	1,221	2,385	0,664	0,172	0,000	0,000	3
032-034	0,1785	0,364	2,099	0,188	0,388	0,000	0,000	3
034-035	0,0389	0,365	2,098	0,188	0,388	0,000	0,000	3
035-036	0,0670	0,878	1,685	0,210	0,252	0,000	0,000	3
036-037	0,0200	1,230	2,400	0,670	0,170	0,000	0,000	3
036-038	0,0600	0,877	1,685	0,210	0,250	0,000	0,000	3
038-039	0,0329	1,000	1,502	0,590	0,435	0,000	0,000	3
039-040	0,0119	1,008	1,513	0,597	0,437	0,000	0,000	3
039-041	0,0231	1,000	1,502	0,589	0,437	0,000	0,000	3
038-042	0,1587	0,877	1,685	0,212	0,251	0,000	0,000	3
042-043	0,0509	0,876	1,686	0,212	0,250	0,000	0,000	3
043-044	0,0551	1,196	1,717	0,534	0,289	0,000	0,000	3
043-045	0,1084	0,716	1,489	0,290	0,399	0,000	0,000	3
045-047	0,0899	1,000	1,502	0,591	0,434	0,000	0,000	3
047-049	0,0748	1,177	1,673	0,574	0,326	0,000	0,000	3
047-048	0,0338	1,000	1,503	0,592	0,435	0,000	0,000	3
045-046	0,0293	0,703	1,474	0,294	0,410	0,000	0,000	3
043-050	0,1187	0,876	1,684	0,210	0,252	0,000	0,000	3

(continua)

Cód. Trecho	Comprimento (km)	R0 (ohm/km)	X0 (ohm/km)	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)	C0 (F/km)	C1 (F/km)	Número de condutores
050-051	0,0338	1,902	1,536	1,494	0,470	0,000	0,000	3
051-052	0,0580	1,907	1,538	1,497	0,471	0,000	0,000	3
052-053	0,0537	1,903	1,536	1,494	0,469	0,000	0,000	3
052-054	0,1188	1,000	1,502	0,591	0,435	0,000	0,000	3
054-055	0,1079	1,001	1,502	0,591	0,436	0,000	0,000	3
054-103	0,1090	1,001	1,503	0,591	0,436	0,000	0,000	3
050-056	0,0191	0,880	1,686	0,209	0,251	0,000	0,000	3
056-057	0,0114	1,342	1,518	0,939	0,447	0,000	0,000	3
056-058	0,1188	0,876	1,684	0,211	0,251	0,000	0,000	3
058-059	0,0931	0,875	1,683	0,211	0,250	0,000	0,000	3
059-060	0,1999	0,877	1,685	0,211	0,251	0,000	0,000	3
060-061	0,1047	1,904	1,537	1,494	0,471	0,000	0,000	3
061-062	0,0511	1,566	1,632	1,025	0,380	0,000	0,000	3
062-063	0,0177	1,893	1,559	1,486	0,492	0,000	0,000	3
062-064	0,0371	1,235	1,725	0,566	0,294	0,000	0,000	3
060-065	0,0738	0,877	1,686	0,211	0,251	0,000	0,000	3
065-066	0,1724	1,000	1,502	0,591	0,436	0,000	0,000	3
066-067	0,0359	1,000	1,501	0,591	0,435	0,000	0,000	3
067-068	0,0131	1,221	2,389	0,664	0,168	0,000	0,000	3
067-069	0,0189	1,000	1,503	0,593	0,434	0,000	0,000	3
069-070	0,0131	1,000	1,504	0,588	0,435	0,000	0,000	3
069-071	0,0208	1,000	1,500	0,591	0,433	0,000	0,000	3
071-072	0,0146	1,349	1,521	0,938	0,452	0,000	0,000	3
071-073	0,0042	1,000	1,476	0,595	0,429	0,000	0,000	3
073-102	0,0083	1,012	1,506	0,590	0,434	0,000	0,000	3
073-074	0,0538	1,000	1,502	0,589	0,435	0,000	0,000	3
074-075	0,0143	1,000	1,504	0,587	0,434	0,000	0,000	3
074-076	0,0224	1,000	1,500	0,589	0,438	0,000	0,000	3
065-077	0,0618	0,877	1,685	0,212	0,251	0,000	0,000	3
077-078	0,1580	1,172	1,717	0,507	0,285	0,000	0,000	3
077-079	0,0588	0,878	1,684	0,211	0,252	0,000	0,000	3
079-081	0,0388	0,879	1,686	0,211	0,250	0,000	0,000	3
079-080	0,0138	1,225	2,391	0,667	0,167	0,000	0,000	3
058-082	0,0686	0,706	1,475	0,295	0,410	0,000	0,000	3
082-083	0,1765	0,963	1,499	0,551	0,431	0,000	0,000	3
083-084	0,0152	1,000	1,507	0,592	0,434	0,000	0,000	3
084-085	0,0202	1,000	1,500	0,589	0,436	0,000	0,000	3
084-086	0,0346	1,000	1,500	0,593	0,434	0,000	0,000	3
086-087	0,0266	1,004	1,504	0,590	0,436	0,000	0,000	3
086-088	0,0180	1,000	1,506	0,594	0,439	0,000	0,000	3
083-089	0,0659	1,000	1,501	0,590	0,436	0,000	0,000	3
089-090	0,1040	1,000	1,501	0,590	0,436	0,000	0,000	3
090-091	0,0610	1,000	1,502	0,590	0,434	0,000	0,000	3
091-092	0,0502	1,000	1,502	0,592	0,436	0,000	0,000	3
092-093	0,1027	1,001	1,502	0,591	0,435	0,000	0,000	3
092-094	0,0209	1,000	1,507	0,593	0,435	0,000	0,000	3
094-095	0,2337	1,327	1,518	0,917	0,451	0,000	0,000	3
094-096	0,0776	1,001	1,503	0,591	0,436	0,000	0,000	3
096-097	0,0533	1,000	1,501	0,591	0,433	0,000	0,000	3
097-099	0,1619	0,778	1,721	0,404	0,392	0,000	0,000	3

(conclusão)

Cód. Trecho	Comprimento (km)	R0 (ohm/km)	X0 (ohm/km)	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)	C0 (F/km)	C1 (F/km)	Número de condutores
099-100	0,0119	1,008	1,513	0,597	0,437	0,000	0,000	3
099-101	0,1672	0,893	1,718	0,478	0,386	0,000	0,000	3
097-098	0,0335	1,072	1,782	0,615	0,352	0,000	0,000	3

APÊNDICE A – AMOSTRA 1º DIA 10 min

DIA 1 - 10 min			
Nº	DHTv%	DTTI%	DTT3%
3	0,01088	0,010879	0,000111
4	0,01873	0,018729	0,000191
7	0,03571	0,035708	0,000364
8	0,03674	0,036738	0,000369
10	0,037535	0,037533	0,000373
12	0,037937	0,037935	0,000376
13	0,038191	0,03819	0,000378
15	0,038567	0,038565	0,000382
16	0,034836	0,034834	0,000357
17	0,049513	0,04951	0,000514
20	0,053609	0,053606	0,000556
21	0,06334	0,063337	0,000653
23	0,080582	0,080578	0,000817
25	0,090886	0,090881	0,000904
27	0,092062	0,092057	0,000906
28	0,093038	0,093034	0,000907
30	0,093412	0,093407	0,000907
31	0,089301	0,089297	0,000903
33	0,099003	0,098998	0,001006
34	0,119417	0,119411	0,001233
37	0,128628	0,128621	0,001338
40	0,132833	0,132825	0,001389
41	0,13277	0,132763	0,001388
42	0,143606	0,143598	0,001521
44	0,146983	0,146974	0,001563
46	0,148321	0,148313	0,001581
48	0,147829	0,147821	0,001572
49	0,146983	0,146974	0,001563
51	0,154412	0,154403	0,001654
53	0,154818	0,154809	0,001661
55	0,155329	0,15532	0,001661
57	0,155181	0,155172	0,001663
59	0,161537	0,161527	0,001742
61	0,169287	0,169277	0,001828
63	0,171005	0,170995	0,001846
64	0,171005	0,170995	0,001846
66	0,170732	0,170722	0,001845

DIA 1 - 10 min			
Nó	DHTv%	DTTI%	DTT3%
68	0,176163	0,176152	0,001928
70	0,176519	0,176508	0,001934
72	0,176846	0,176835	0,001938
75	0,176895	0,176884	0,001938
76	0,177341	0,17733	0,001944
78	0,170732	0,170722	0,001845
80	0,171016	0,171006	0,001845
81	0,171207	0,171197	0,001845
82	0,171207	0,171197	0,001845
85	0,171505	0,171495	0,001867
87	0,171604	0,171594	0,00187
88	0,171697	0,171687	0,001874
89	0,171697	0,171687	0,001874
90	0,171505	0,171495	0,001867
91	0,173767	0,173757	0,001887
93	0,178469	0,178458	0,001931
95	0,179531	0,17952	0,001941
96	0,179918	0,179908	0,001945
98	0,180955	0,180944	0,001961
100	0,182493	0,182483	0,001979
101	0,182493	0,182483	0,001979
102	0,1815	0,181489	0,001966

APÊNDICE B – AMOSTRA 3º DIA 10H

DIA 3 – 590-600 min			
Nó	DHTv%	DTTI%	DTT3%
3	0,004179355	0,0041788006	0,0000680613
4	0,007190168	0,0071892087	0,0001174451
7	0,01372033	0,0137185194	0,0002229060
8	0,014150039	0,0141482412	0,0002255662
10	0,014486923	0,0144851306	0,0002278729
12	0,014670283	0,0146684905	0,0002293092
13	0,014786765	0,0147849693	0,0002304357
15	0,014962421	0,0149606149	0,0002325003
16	0,013376042	0,0133742465	0,0002191756
17	0,019001743	0,0189991005	0,0003168627
20	0,020571471	0,0205686034	0,0003434772
21	0,024306688	0,0243033142	0,0004049495
23	0,030916889	0,0309126829	0,0005099487
25	0,034777459	0,0347728019	0,0005691467
27	0,035216041	0,0352113753	0,0005732033
28	0,035555548	0,0355508829	0,0005759364
30	0,03567155	0,0356668763	0,0005774204
31	0,034242272	0,0342376117	0,0005649078
33	0,037980707	0,0379754919	0,0006293735
34	0,045827389	0,0458209050	0,0007708623
37	0,049392588	0,0493854969	0,0008369210
40	0,051018714	0,0510113264	0,0008682210
41	0,050989548	0,0509821626	0,0008678398
42	0,055153876	0,0551457110	0,0009489895
44	0,056459277	0,0564508590	0,0009749404
46	0,057040241	0,0570317494	0,0009842015
48	0,056826681	0,0568182355	0,0009797067
49	0,056459277	0,0564508590	0,0009749404
51	0,05930308	0,0592940970	0,0010321789
53	0,059438351	0,0594293123	0,0010365190
55	0,059607167	0,0595981544	0,0010364970
57	0,059608886	0,0595998626	0,0010371274
59	0,062082587	0,0620730801	0,0010864083
61	0,065201936	0,0651920138	0,0011374298
63	0,065935726	0,0659257456	0,0011471723
64	0,065935726	0,0659257456	0,0011471723
66	0,065784479	0,0657744730	0,0011473189
68	0,068001025	0,0679904835	0,0011973052
70	0,068143179	0,0681326046	0,0012004156

DIA 3 – 590-600 min			
Nó	DHTv%	DTTI%	DTT3%
72	0,068275592	0,068264996	0,001202782
75	0,068296426	0,068285829	0,001203042
76	0,068492272	0,068481658	0,001205798
78	0,065784479	0,065774473	0,001147319
80	0,065896432	0,065886444	0,001147306
81	0,065962189	0,065952211	0,001147297
82	0,065962189	0,065952211	0,001147297
85	0,065907833	0,065897492	0,001167484
87	0,065955102	0,065944733	0,001169478
88	0,065994148	0,065983747	0,001171608
89	0,065994148	0,065983747	0,001171608
90	0,065907833	0,065897492	0,001167484
91	0,06674075	0,066730311	0,001180415
93	0,068428171	0,068417491	0,001208975
95	0,068819458	0,068808729	0,001215191
96	0,068964512	0,06895376	0,001217776
98	0,069305411	0,069294558	0,001226519
100	0,069790013	0,069779051	0,001236914
101	0,069790013	0,069779051	0,001236914
102	0,069479556	0,069468672	0,001229776

APÊNDICE C – AMOSTRA 5º DIA 20H

DIA 5 – 1190-1200 min			
Nó	DHTv%	DTTI%	DTT3%
3	0,01654129	0,0165402444	0,0001860067
4	0,028459822	0,0284580123	0,0003209566
7	0,05430366	0,0543003154	0,0006026505
8	0,055986319	0,0559830456	0,0006054011
10	0,057290857	0,0572876327	0,0006078084
12	0,057994633	0,0579914317	0,0006093141
13	0,058442911	0,0584397222	0,0006105031
15	0,059123349	0,0591201742	0,0006126911
16	0,052942296	0,0529389084	0,0005989108
17	0,075201483	0,0751963432	0,0008792197
20	0,081411949	0,0814063152	0,0009577373
21	0,096184964	0,0961781537	0,0011446055
23	0,122351633	0,1223427483	0,0014744691
25	0,137787239	0,1377768045	0,0016956814
27	0,139551029	0,1395401552	0,0017420215
28	0,14094968	0,1409385186	0,0017737829
30	0,141432639	0,1414212991	0,0017909876
31	0,135604174	0,1355941685	0,0016473044
33	0,150480917	0,1504697458	0,0018335503
34	0,182039584	0,1820257741	0,0022422591
37	0,196323079	0,1963080016	0,0024330374
40	0,202857654	0,2028419560	0,0025235932
41	0,202752786	0,2027371327	0,0025193887
42	0,219560048	0,2195429729	0,0027382127
44	0,224829445	0,2248119063	0,0028082214
46	0,227236397	0,2272189309	0,0028173727
48	0,226372244	0,2263547621	0,0028132915
49	0,224829445	0,2248119063	0,0028082214
51	0,236291044	0,2362722695	0,0029786206
53	0,236847031	0,2368281492	0,0029906376
55	0,237489044	0,2374702141	0,0029905911
57	0,237531791	0,2375129990	0,0029878309
59	0,247499164	0,2474794277	0,0031255179
61	0,259754675	0,2597344692	0,0032398774
63	0,262619441	0,2625993679	0,0032469723
64	0,262619441	0,2625993679	0,0032469723
66	0,262036003	0,2620156734	0,0032639792
68	0,270655645	0,2706345289	0,0033807848
70	0,271213882	0,2711927453	0,0033859482

DIA 5 – 1190-1200 min			
Nó	DHTv%	DTTI%	DTT3%
72	0,271727106	0,271705951	0,003390627
75	0,271809298	0,27178814	0,003391355
76	0,272585865	0,272564734	0,003394037
78	0,262036003	0,262015673	0,003263979
80	0,262486909	0,262466615	0,003263953
81	0,262754594	0,262734321	0,003263935
82	0,262754594	0,262734321	0,003263935
85	0,263237073	0,263215186	0,003394492
87	0,263439412	0,263417452	0,003401445
88	0,263614075	0,263592053	0,003407352
89	0,263614075	0,263592053	0,003407352
90	0,263237073	0,263215186	0,003394492
91	0,266619243	0,266597092	0,003436776
93	0,27349079	0,273467982	0,003532013
95	0,275081838	0,275058939	0,003549363
96	0,275669749	0,275646805	0,003556584
98	0,277057143	0,277034094	0,003573699
100	0,279035983	0,279012887	0,003590037
101	0,279035983	0,279012887	0,003590037
102	0,277767984	0,277744877	0,003582808

APÊNDICE D – CÓDIGO VBA

```

Function IsFileOpen(fileName As String)

Dim fileNum As Integer
Dim errNum As Integer

'Allow all errors to happen
On Error Resume Next
fileNum = FreeFile()

'Try to open and close the file for input.
'Errors mean the file is already open
Open fileName For Input Lock Read As #fileNum
Close fileNum

'Get the error number
errNum = Err

'Do not allow errors to happen
On Error GoTo 0

'Check the Error Number
Select Case errNum

    'errNum = 0 means no errors, therefore file closed
    Case 0
        IsFileOpen = False

    'errNum = 70 means the file is already open
    Case 70
        IsFileOpen = True

    'Something else went wrong
    Case Else
        IsFileOpen = errNum

End Select

End Function

Sub ve_se_existe()

    Application.ScreenUpdating = False
    Application.Calculation = xlCalculationManual

    Sheets("Lista de Arquivos").Select
    Range("G6:G2000").ClearContents
    Range("G6").Select

    Do While ActiveCell.Offset(0, -6).Value <> ""
        DirFile = ActiveCell.Offset(0, -1).Value
        If Dir(DirFile) = "" Then
            ActiveCell.Value = "Não"
        Else
            ActiveCell.Value = "Sim"
        End If
        ActiveCell.Offset(1, 0).Select
    Loop

    Application.ScreenUpdating = True
    Application.Calculation = xlCalculationAutomatic

End Sub

Sub importa_dados()

    Application.ScreenUpdating = False
    Application.Calculation = xlCalculationManual
    Application.AutoCorrect.AutoFillFormulasInLists = False

    Range("U9:AB10000").ClearContents

```

```

Range("U9").Select

For i = 1 To 8
    Do While ActiveCell.Offset(0, -20).Value <> ""
        If IsFileOpen(ActiveCell.Offset(-1, -9).Value) = True Then
            Workbooks(ActiveCell.Offset(-1, -17).Value).Close
        End If

        Workbooks.Open fileName:=ActiveCell.Offset(0, -9).Value
        'ThisWorkbook.Activate
        Workbooks("Gerador de Códigos.xlsm").Activate

        For j = 1 To 144
            ActiveCell.FormulaR1C1 =
"=IFERROR(VLOOKUP(RC20,INDIRECT("""&RC3&""["""&R8C&""".xlsx]DADOS!$A:$B"""),2,FALSE),R[-1]C)"
            Selection.Copy
            Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:=False, Transpose:=False
            Application.CutCopyMode = False
            ActiveCell.Offset(1, 0).Select
        Next j
    Loop

    Workbooks(ActiveCell.Offset(-1, -17).Value).Close
    ActiveCell.Offset(-1, 0).Select
    Selection.End(xlUp).Select
    ActiveCell.Offset(1, 1).Select
Next i

Application.ScreenUpdating = True
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic
Application.AutoCorrect.AutoFillFormulasInLists = True

End Sub
Sub loop_geral()

    ve_se_existe

    If Range("A1").Value <> "OK" Then
        MsgBox "algum arquivo está com o nome errado"
        Exit Sub
    End If

    Application.ScreenUpdating = False
    Application.Calculation = xlCalculationManual

    Sheets("Alto Consumo").Select
    importa_dados

    Application.ScreenUpdating = True
    Application.Calculation = xlCalculationAutomatic

End Sub
Sub export()

    Application.ScreenUpdating = False
    Application.Calculation = xlCalculationManual

    Sheets("Info").Select
    Range("A7").Select

    Dim dia As String
    Dim intervalo As String

    Do While ActiveCell.Value <> ""
        dia = ActiveCell.Offset(0, 2).Value

        Sheets("Código").Select
        Range("F3").Value = dia

        Sheets("Alto Consumo").Select
        Range("T9").Select

        For i = 1 To 144
            intervalo = ActiveCell.Value

```



```

Sheets("Código").Select
Range("F4").Value = intervalo

Calculate

Dim fso As Object
Set fso = CreateObject("Scripting.FileSystemObject")
Dim oFile As Object
Set oFile = fso.CreateTextFile(Range("F13").Value)
Range("A1").Select
Do While ActiveCell.Value <> "FIM"
    oFile.WriteLine ActiveCell.Value
    ActiveCell.Offset(1, 0).Select
Loop
oFile.Close
Set fso = Nothing
Set oFile = Nothing

Sheets("Alto Consumo").Select
ActiveCell.Offset(1, 0).Select
Next i

Sheets("Info").Select
ActiveCell.Offset(1, 0).Select
Loop

Application.ScreenUpdating = True
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic

End Sub
Sub REATIVA()

    Application.ScreenUpdating = True
    Application.Calculation = xlCalculationAutomatic
    Application.AutoCorrect.AutoFillFormulasInLists = True

End Sub
Sub ListaArquivosESubPastas()

    Application.ScreenUpdating = False
    Application.Calculation = xlCalculationManual

    Dim oFSO As Object
    Dim oFolder As Object
    Dim oFile As Object
    Dim i As Integer

    Sheets("Arquivos").Select
    Range("A2:B1000000").ClearContents
    'Range("D2:F1000000").ClearContents

    Sheets("Pastas").Select
    Range("A1").Select

    For j = 1 To 720
        Pasta = ActiveCell.Value

        Set oFSO = CreateObject("Scripting.FileSystemObject")
        Set oFolder = oFSO.GetFolder(Pasta)

        Sheets("Arquivos").Select
        Range("A1").Select
        Selection.End(xlDown).Select
        Selection.End(xlDown).Select
        Selection.End(xlUp).Select
        ActiveCell.Offset(1, 0).Select

        i = 0
        For Each oFile In oFolder.Files
            Cells(ActiveCell.Row + i, 1) = Pasta
            Cells(ActiveCell.Row + i, 2) = oFile.Name
            i = i + 1
        Next oFile
    Next j

```

```

Next oFile

Sheets("Pastas").Select
ActiveCell.Offset(1, 0).Select
Next j

Application.ScreenUpdating = True
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic

EditaArquivos

End Sub
Sub EditaArquivos()

Application.ScreenUpdating = False
Application.Calculation = xlCalculationManual

Sheets("Arquivos").Select
'Range("D2").Select
Range("D15449").Select

Do While ActiveCell.Offset(0, -2).Value <> ""
If ActiveCell.Offset(0, -1).Value = "Sim" Then
arquivo = ActiveCell.Offset(0, -2).Value

Workbooks.Open fileName:=ActiveCell.Offset(0, -3).Value & "\" & ActiveCell.Offset(0, -2).Value
Windows(arquivo).Activate

'Cells.Replace What:="," , Replacement:=";", LookAt:=xlPart, SearchOrder:=xlByRows, MatchCase:=False,
SearchFormat:=False, ReplaceFormat:=False
'Cells.Replace What:="." , Replacement:=";", LookAt:=xlPart, SearchOrder:=xlByRows, MatchCase:=False,
SearchFormat:=False, ReplaceFormat:=False

'Columns("A:A").Select
'Selection.TextToColumns Destination:=Range("A1"), DataType:=xlDelimited, _
'TextQualifier:=xlDoubleQuote, ConsecutiveDelimiter:=False, Tab:=True, _
'Semicolon:=True, Comma:=False, Space:=False, Other:=False, FieldInfo _
':=Array(Array(1, 1), Array(2, 1), Array(3, 1), Array(4, 1), Array(5, 1), Array(6, 1), _
'Array(7, 1), Array(8, 1), Array(9, 1), Array(10, 1), Array(11, 1), Array(12, 1), Array(13, 1 _
'), Array(14, 1)), TrailingMinusNumbers:=True

'Selection.TextToColumns Destination:=Range("A1"), DataType:=xlDelimited, _
'TextQualifier:=xlDoubleQuote, ConsecutiveDelimiter:=False, Tab:=False, _
'Semicolon:=True, Comma:=False, Space:=False, Other:=False, FieldInfo _
':=Array(Array(1, 1), Array(2, 1), Array(3, 1), Array(4, 1), Array(5, 1), Array(6, 1), _
'Array(7, 1), Array(8, 1), Array(9, 1), Array(10, 1), Array(11, 1), Array(12, 1), Array(13, 1 _
'), Array(14, 1)), TrailingMinusNumbers:=True

Range("C10").FormulaR1C1 = "DHI%"
Range("C11").FormulaR1C1 = "=(R[-8]C/R[-9]C)*100"
Range("C12").FormulaR1C1 = "=(R[-8]C/R[-10]C)*100"
Range("C13").FormulaR1C1 = "=(R[-8]C/R[-11]C)*100"
Range("C14").FormulaR1C1 = "=(R[-8]C/R[-12]C)*100"
Range("C15").FormulaR1C1 = "=(R[-8]C/R[-13]C)*100"
Range("D10").FormulaR1C1 = "DHTv%"
Range("D11").FormulaR1C1 = "=(SQRT(SUM((R[-8]C[-1]*R[-8]C[-1])+(R[-7]C[-1]*R[-7]C[-1])+(R[-6]C[-1]*R[-6]C[-1])+(R[-5]C[-1]*R[-5]C[-1])+(R[-4]C[-1]*R[-4]C[-1])))/R[-9]C[-1])*100"
Range("E10").FormulaR1C1 = "DTT1%"
Range("E11").FormulaR1C1 = "=((SQRT(SUM((R[-7]C[-2]*R[-7]C[-2])+(R[-6]C[-2]*R[-6]C[-2])+(R[-4]C[-2]*R[-4]C[-2])))/R[-9]C[-2])*100"
Range("F10").FormulaR1C1 = "DTT3%"
Range("F11").FormulaR1C1 = "=(SQRT(SUM((R[-8]C[-3]*R[-8]C[-3])+(R[-5]C[-3]*R[-5]C[-3])))/R[-9]C[-3])*100"

Calculate

Range("D11:F11").Select
Selection.Copy
Windows("Gerador de Códigos.xlsm").Activate
Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks:=False, Transpose:=False
Application.CutCopyMode = False

Workbooks(arquivo).Close True
End If

```

```
ActiveCell.Offset(1, 0).Select  
  
Loop  
  
Application.ScreenUpdating = True  
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic  
  
End Sub
```

APÊNDICE E – CÓDIGO OPENDSS PRIMEIROS DEZ MINUTOS DIA 1

```
// Reinicia o Programa
Clear

// Dados de Fronteira
New Circuit.Equivalente bus1=barra_001 pu=1.00 basekv=13.8
~ Z0=[0.0001, 0.0001] Z1=[0.0001, 0.0001]

//Defini dados do algoritmo
Set DefaultBaseFrequency=60
Set datapath = C: \Saída\1

// Dados dos Trechos
New Line.Linha001_002 bus1=barra_001 bus2=barra_002 length=0.0992 units=km
~ r1=0.211 x1=0.251 r0=0.876 x0=1.685 c1=0 c0=0
New Line.Linha002_003 bus1=barra_002 bus2=barra_003 length=0.0048 units=km
~ r1=0.667 x1=0.167 r0=1.229 x0=2.396 c1=0 c0=0
New Line.Linha002_004 bus1=barra_002 bus2=barra_004 length=0.0630 units=km
~ r1=0.205 x1=0.291 r0=0.724 x0=1.813 c1=0 c0=0
New Line.Linha004_005 bus1=barra_004 bus2=barra_005 length=0.0988 units=km
~ r1=0.187 x1=0.388 r0=0.364 x0=2.097 c1=0 c0=0
New Line.Linha005_006 bus1=barra_005 bus2=barra_006 length=0.0370 units=km
~ r1=0.589 x1=0.435 r0=1.00 x0=1.5 c1=0 c0=0
New Line.Linha006_007 bus1=barra_006 bus2=barra_007 length=0.0109 units=km
~ r1=0.670 x1=0.165 r0=1.22 x0=2.385 c1=0 c0=0
New Line.Linha006_008 bus1=barra_006 bus2=barra_008 length=0.0518 units=km
~ r1=0.591 x1=0.434 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
New Line.Linha008_009 bus1=barra_008 bus2=barra_009 length=0.0448 units=km
~ r1=0.592 x1=0.435 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
New Line.Linha009_010 bus1=barra_009 bus2=barra_010 length=0.0109 units=km
~ r1=0.587 x1=0.431 r0=1.00 x0=1.495 c1=0 c0=0
New Line.Linha009_011 bus1=barra_009 bus2=barra_011 length=0.0279 units=km
~ r1=0.591 x1=0.434 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
New Line.Linha011_012 bus1=barra_011 bus2=barra_012 length=0.0146 units=km
~ r1=0.569 x1=0.295 r0=1.233 x0=1.726 c1=0 c0=0
New Line.Linha011_013 bus1=barra_011 bus2=barra_013 length=0.0219 units=km
~ r1=0.589 x1=0.434 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
New Line.Linha013_014 bus1=barra_013 bus2=barra_014 length=0.0399 units=km
~ r1=0.592 x1=0.436 r0=1.00 x0=1.501 c1=0 c0=0
New Line.Linha014_015 bus1=barra_014 bus2=barra_015 length=0.0109 units=km
~ r1=0.670 x1=0.174 r0=1.229 x0=2.413 c1=0 c0=0
New Line.Linha014_016 bus1=barra_014 bus2=barra_016 length=0.0424 units=km
~ r1=0.609 x1=0.370 r0=1.057 x0=1.724 c1=0 c0=0
New Line.Linha005_017 bus1=barra_005 bus2=barra_017 length=0.1036 units=km
~ r1=0.188 x1=0.386 r0=0.365 x0=2.098 c1=0 c0=0
New Line.Linha017_018 bus1=barra_017 bus2=barra_018 length=0.0294 units=km
~ r1=0.187 x1=0.388 r0=0.364 x0=2.102 c1=0 c0=0
New Line.Linha018_019 bus1=barra_018 bus2=barra_019 length=0.0218 units=km
~ r1=0.188 x1=0.390 r0=0.362 x0=2.101 c1=0 c0=0
New Line.Linha019_020 bus1=barra_019 bus2=barra_020 length=0.0152 units=km
~ r1=1.046 x1=0.507 r0=1.224 x0=2.217 c1=0 c0=0
New Line.Linha018_021 bus1=barra_018 bus2=barra_021 length=0.0714 units=km
~ r1=0.189 x1=0.387 r0=0.364 x0=2.095 c1=0 c0=0
New Line.Linha021_022 bus1=barra_021 bus2=barra_022 length=0.1280 units=km
~ r1=0.188 x1=0.388 r0=0.366 x0=2.101 c1=0 c0=0
New Line.Linha022_023 bus1=barra_022 bus2=barra_023 length=0.0920 units=km
~ r1=0.892 x1=0.405 r0=1.327 x0=1.663 c1=0 c0=0
New Line.Linha022_024 bus1=barra_022 bus2=barra_024 length=0.0673 units=km
~ r1=0.187 x1=0.386 r0=0.364 x0=2.100 c1=0 c0=0
New Line.Linha024_025 bus1=barra_024 bus2=barra_025 length=0.1275 units=km
~ r1=0.590 x1=0.435 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
New Line.Linha025_026 bus1=barra_025 bus2=barra_026 length=0.1216 units=km
~ r1=0.591 x1=0.435 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
New Line.Linha026_027 bus1=barra_026 bus2=barra_027 length=0.0906 units=km
~ r1=0.589 x1=0.435 r0=1.00 x0=1.501 c1=0 c0=0
New Line.Linha026_028 bus1=barra_026 bus2=barra_028 length=0.1255 units=km
~ r1=0.590 x1=0.435 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
New Line.Linha028_029 bus1=barra_028 bus2=barra_029 length=0.0677 units=km
~ r1=0.591 x1=0.436 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
New Line.Linha029_030 bus1=barra_029 bus2=barra_030 length=0.0379 units=km
~ r1=0.826 x1=0.449 r0=1.235 x0=1.515 c1=0 c0=0
New Line.Linha029_031 bus1=barra_029 bus2=barra_031 length=0.0080 units=km
~ r1=1.475 x1=0.488 r0=1.888 x0=1.550 c1=0 c0=0
```

New Line.Linha024_032 bus1=barra_024 bus2=barra_032 length=0.0816 units=km
 ~ r1=0.188 x1=0.387 r0=0.364 x0=2.099 c1=0 c0=0
 New Line.Linha032_033 bus1=barra_032 bus2=barra_033 length=0.0122 units=km
 ~ r1=0.664 x1=0.172 r0=1.221 x0=2.385 c1=0 c0=0
 New Line.Linha032_034 bus1=barra_032 bus2=barra_034 length=0.1785 units=km
 ~ r1=0.188 x1=0.388 r0=0.364 x0=2.099 c1=0 c0=0
 New Line.Linha034_035 bus1=barra_034 bus2=barra_035 length=0.0389 units=km
 ~ r1=0.188 x1=0.388 r0=0.365 x0=2.098 c1=0 c0=0
 New Line.Linha035_036 bus1=barra_035 bus2=barra_036 length=0.0670 units=km
 ~ r1=0.210 x1=0.252 r0=0.878 x0=1.685 c1=0 c0=0
 New Line.Linha036_037 bus1=barra_036 bus2=barra_037 length=0.0200 units=km
 ~ r1=0.670 x1=0.170 r0=1.230 x0=2.400 c1=0 c0=0
 New Line.Linha036_038 bus1=barra_036 bus2=barra_038 length=0.0600 units=km
 ~ r1=0.210 x1=0.250 r0=0.877 x0=1.685 c1=0 c0=0
 New Line.Linha038_039 bus1=barra_038 bus2=barra_039 length=0.0329 units=km
 ~ r1=0.590 x1=0.435 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
 New Line.Linha039_040 bus1=barra_039 bus2=barra_040 length=0.0119 units=km
 ~ r1=0.597 x1=0.437 r0=1.008 x0=1.513 c1=0 c0=0
 New Line.Linha039_041 bus1=barra_039 bus2=barra_041 length=0.0231 units=km
 ~ r1=0.589 x1=0.437 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
 New Line.Linha038_042 bus1=barra_038 bus2=barra_042 length=0.1587 units=km
 ~ r1=0.212 x1=0.251 r0=0.877 x0=1.685 c1=0 c0=0
 New Line.Linha042_043 bus1=barra_042 bus2=barra_043 length=0.0509 units=km
 ~ r1=0.212 x1=0.250 r0=0.876 x0=1.686 c1=0 c0=0
 New Line.Linha043_044 bus1=barra_043 bus2=barra_044 length=0.0551 units=km
 ~ r1=0.534 x1=0.289 r0=1.196 x0=1.717 c1=0 c0=0
 New Line.Linha043_045 bus1=barra_043 bus2=barra_045 length=0.1084 units=km
 ~ r1=0.290 x1=0.399 r0=0.716 x0=1.489 c1=0 c0=0
 New Line.Linha045_047 bus1=barra_045 bus2=barra_047 length=0.0899 units=km
 ~ r1=0.591 x1=0.434 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
 New Line.Linha047_049 bus1=barra_047 bus2=barra_049 length=0.0748 units=km
 ~ r1=0.574 x1=0.326 r0=1.177 x0=1.673 c1=0 c0=0
 New Line.Linha047_048 bus1=barra_047 bus2=barra_048 length=0.0338 units=km
 ~ r1=0.592 x1=0.435 r0=1.00 x0=1.503 c1=0 c0=0
 New Line.Linha045_046 bus1=barra_045 bus2=barra_046 length=0.0293 units=km
 ~ r1=0.294 x1=0.410 r0=0.703 x0=1.474 c1=0 c0=0
 New Line.Linha043_050 bus1=barra_043 bus2=barra_050 length=0.1187 units=km
 ~ r1=0.210 x1=0.252 r0=0.876 x0=1.684 c1=0 c0=0
 New Line.Linha050_051 bus1=barra_050 bus2=barra_051 length=0.0338 units=km
 ~ r1=1.494 x1=0.470 r0=1.902 x0=1.536 c1=0 c0=0
 New Line.Linha051_052 bus1=barra_051 bus2=barra_052 length=0.0580 units=km
 ~ r1=1.497 x1=0.471 r0=1.907 x0=1.538 c1=0 c0=0
 New Line.Linha052_053 bus1=barra_052 bus2=barra_053 length=0.0537 units=km
 ~ r1=1.494 x1=0.469 r0=1.903 x0=1.536 c1=0 c0=0
 New Line.Linha052_054 bus1=barra_052 bus2=barra_054 length=0.1188 units=km
 ~ r1=0.591 x1=0.435 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
 New Line.Linha054_055 bus1=barra_054 bus2=barra_055 length=0.1079 units=km
 ~ r1=0.591 x1=0.436 r0=1.001 x0=1.502 c1=0 c0=0
 New Line.Linha054_103 bus1=barra_054 bus2=barra_103 length=0.1090 units=km
 ~ r1=0.591 x1=0.436 r0=1.001 x0=1.503 c1=0 c0=0
 New Line.Linha050_056 bus1=barra_050 bus2=barra_056 length=0.0191 units=km
 ~ r1=0.209 x1=0.251 r0=0.880 x0=1.686 c1=0 c0=0
 New Line.Linha056_057 bus1=barra_056 bus2=barra_057 length=0.0114 units=km
 ~ r1=0.939 x1=0.447 r0=1.342 x0=1.518 c1=0 c0=0
 New Line.Linha056_058 bus1=barra_056 bus2=barra_058 length=0.1188 units=km
 ~ r1=0.211 x1=0.251 r0=0.876 x0=1.684 c1=0 c0=0
 New Line.Linha058_059 bus1=barra_058 bus2=barra_059 length=0.0931 units=km
 ~ r1=0.211 x1=0.250 r0=0.875 x0=1.683 c1=0 c0=0
 New Line.Linha059_060 bus1=barra_059 bus2=barra_060 length=0.1999 units=km
 ~ r1=0.211 x1=0.251 r0=0.877 x0=1.685 c1=0 c0=0
 New Line.Linha060_061 bus1=barra_060 bus2=barra_061 length=0.1047 units=km
 ~ r1=1.494 x1=0.471 r0=1.904 x0=1.537 c1=0 c0=0
 New Line.Linha061_062 bus1=barra_061 bus2=barra_062 length=0.0511 units=km
 ~ r1=1.025 x1=0.380 r0=1.566 x0=1.632 c1=0 c0=0
 New Line.Linha062_063 bus1=barra_062 bus2=barra_063 length=0.0177 units=km
 ~ r1=1.486 x1=0.492 r0=1.893 x0=1.559 c1=0 c0=0
 New Line.Linha062_064 bus1=barra_062 bus2=barra_064 length=0.0371 units=km
 ~ r1=0.566 x1=0.294 r0=1.235 x0=1.725 c1=0 c0=0
 New Line.Linha060_065 bus1=barra_060 bus2=barra_065 length=0.0738 units=km
 ~ r1=0.211 x1=0.251 r0=0.877 x0=1.686 c1=0 c0=0
 New Line.Linha065_066 bus1=barra_065 bus2=barra_066 length=0.1724 units=km
 ~ r1=0.591 x1=0.436 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
 New Line.Linha066_067 bus1=barra_066 bus2=barra_067 length=0.0359 units=km
 ~ r1=0.591 x1=0.435 r0=1.00 x0=1.501 c1=0 c0=0
 New Line.Linha067_068 bus1=barra_067 bus2=barra_068 length=0.0131 units=km

```

~ r1=0.664 x1=0.168 r0=1.221 x0=2.389 c1=0 c0=0
New Line.Linha067_069 bus1=barra_067 bus2=barra_069 length=0.0189 units=km
~ r1=0.593 x1=0.434 r0=1.00 x0=1.503 c1=0 c0=0
New Line.Linha069_070 bus1=barra_069 bus2=barra_070 length=0.0131 units=km
~ r1=0.588 x1=0.435 r0=1.00 x0=1.504 c1=0 c0=0
New Line.Linha069_071 bus1=barra_069 bus2=barra_071 length=0.0208 units=km
~ r1=0.591 x1=0.433 r0=1.00 x0=1.500 c1=0 c0=0
New Line.Linha071_072 bus1=barra_071 bus2=barra_072 length=0.0146 units=km
~ r1=0.938 x1=0.452 r0=1.349 x0=1.521 c1=0 c0=0
New Line.Linha071_073 bus1=barra_071 bus2=barra_073 length=0.0042 units=km
~ r1=0.595 x1=0.429 r0=1.00 x0=1.476 c1=0 c0=0
New Line.Linha073_102 bus1=barra_073 bus2=barra_102 length=0.0083 units=km
~ r1=0.590 x1=0.434 r0=1.012 x0=1.506 c1=0 c0=0
New Line.Linha073_074 bus1=barra_073 bus2=barra_074 length=0.0538 units=km
~ r1=0.589 x1=0.435 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
New Line.Linha074_075 bus1=barra_074 bus2=barra_075 length=0.0143 units=km
~ r1=0.587 x1=0.434 r0=1.00 x0=1.504 c1=0 c0=0
New Line.Linha074_076 bus1=barra_074 bus2=barra_076 length=0.0224 units=km
~ r1=0.589 x1=0.438 r0=1.00 x0=1.500 c1=0 c0=0
New Line.Linha065_077 bus1=barra_065 bus2=barra_077 length=0.0618 units=km
~ r1=0.212 x1=0.251 r0=0.877 x0=1.685 c1=0 c0=0
New Line.Linha077_078 bus1=barra_077 bus2=barra_078 length=0.1580 units=km
~ r1=0.507 x1=0.285 r0=1.172 x0=1.717 c1=0 c0=0
New Line.Linha077_079 bus1=barra_077 bus2=barra_079 length=0.0588 units=km
~ r1=0.211 x1=0.252 r0=0.878 x0=1.684 c1=0 c0=0
New Line.Linha079_081 bus1=barra_079 bus2=barra_081 length=0.0388 units=km
~ r1=0.211 x1=0.250 r0=0.879 x0=1.686 c1=0 c0=0
New Line.Linha079_080 bus1=barra_079 bus2=barra_080 length=0.0138 units=km
~ r1=0.667 x1=0.167 r0=1.225 x0=2.391 c1=0 c0=0
New Line.Linha058_082 bus1=barra_058 bus2=barra_082 length=0.0686 units=km
~ r1=0.295 x1=0.410 r0=0.706 x0=1.475 c1=0 c0=0
New Line.Linha082_083 bus1=barra_082 bus2=barra_083 length=0.1765 units=km
~ r1=0.551 x1=0.431 r0=0.963 x0=1.499 c1=0 c0=0
New Line.Linha083_084 bus1=barra_083 bus2=barra_084 length=0.0152 units=km
~ r1=0.592 x1=0.434 r0=1.00 x0=1.507 c1=0 c0=0
New Line.Linha084_085 bus1=barra_084 bus2=barra_085 length=0.0202 units=km
~ r1=0.589 x1=0.436 r0=1.00 x0=1.500 c1=0 c0=0
New Line.Linha084_086 bus1=barra_084 bus2=barra_086 length=0.0346 units=km
~ r1=0.593 x1=0.434 r0=1.00 x0=1.500 c1=0 c0=0
New Line.Linha086_087 bus1=barra_086 bus2=barra_087 length=0.0266 units=km
~ r1=0.590 x1=0.436 r0=1.004 x0=1.504 c1=0 c0=0
New Line.Linha086_088 bus1=barra_086 bus2=barra_088 length=0.0180 units=km
~ r1=0.594 x1=0.439 r0=1.00 x0=1.506 c1=0 c0=0
New Line.Linha083_089 bus1=barra_083 bus2=barra_089 length=0.0659 units=km
~ r1=0.590 x1=0.436 r0=1.00 x0=1.501 c1=0 c0=0
New Line.Linha089_090 bus1=barra_089 bus2=barra_090 length=0.1040 units=km
~ r1=0.590 x1=0.436 r0=1.00 x0=1.501 c1=0 c0=0
New Line.Linha090_091 bus1=barra_090 bus2=barra_091 length=0.0610 units=km
~ r1=0.590 x1=0.434 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
New Line.Linha091_092 bus1=barra_091 bus2=barra_092 length=0.0502 units=km
~ r1=0.592 x1=0.436 r0=1.00 x0=1.502 c1=0 c0=0
New Line.Linha092_093 bus1=barra_092 bus2=barra_093 length=0.1027 units=km
~ r1=0.591 x1=0.435 r0=1.001 x0=1.502 c1=0 c0=0
New Line.Linha092_094 bus1=barra_092 bus2=barra_094 length=0.0209 units=km
~ r1=0.593 x1=0.435 r0=1.00 x0=1.507 c1=0 c0=0
New Line.Linha094_095 bus1=barra_094 bus2=barra_095 length=0.2337 units=km
~ r1=0.917 x1=0.451 r0=1.327 x0=1.518 c1=0 c0=0
New Line.Linha094_096 bus1=barra_094 bus2=barra_096 length=0.0776 units=km
~ r1=0.591 x1=0.436 r0=1.001 x0=1.503 c1=0 c0=0
New Line.Linha096_097 bus1=barra_096 bus2=barra_097 length=0.0533 units=km
~ r1=0.591 x1=0.433 r0=1.00 x0=1.501 c1=0 c0=0
New Line.Linha097_099 bus1=barra_097 bus2=barra_099 length=0.1619 units=km
~ r1=0.404 x1=0.392 r0=0.778 x0=1.721 c1=0 c0=0
New Line.Linha099_100 bus1=barra_099 bus2=barra_100 length=0.0119 units=km
~ r1=0.597 x1=0.437 r0=1.008 x0=1.513 c1=0 c0=0
New Line.Linha099_101 bus1=barra_099 bus2=barra_101 length=0.1672 units=km
~ r1=0.478 x1=0.386 r0=0.893 x0=1.718 c1=0 c0=0
New Line.Linha097_098 bus1=barra_097 bus2=barra_098 length=0.0335 units=km
~ r1=0.615 x1=0.352 r0=1.072 x0=1.782 c1=0 c0=0

```

//Dados Transformadores

New Transformer.697940 Phases=3 wdg=1 bus=barra_003 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
bus=barra_003bt Conn=wye Kv=0.38

New Transformer.633119 Phases=3 wdg=1 bus=barra_004 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_004bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.738833 Phases=3 wdg=1 bus=barra_007 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_007bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633127 Phases=3 wdg=1 bus=barra_008 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_008bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697990 Phases=3 wdg=1 bus=barra_010 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_010bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.97316 Phases=3 wdg=1 bus=barra_012 Conn=delta Kv=13.8 Kva=150 Sub=No wdg=2
 bus=barra_012bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.600749 Phases=3 wdg=1 bus=barra_013 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_013bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697970 Phases=3 wdg=1 bus=barra_015 Conn=delta Kv=13.8 Kva=300 Sub=No wdg=2
 bus=barra_015bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697946 Phases=3 wdg=1 bus=barra_016 Conn=delta Kv=13.8 Kva=225 Sub=No wdg=2
 bus=barra_016bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633192 Phases=3 wdg=1 bus=barra_017 Conn=delta Kv=13.8 Kva=150 Sub=No wdg=2
 bus=barra_017bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.762697 Phases=3 wdg=1 bus=barra_020 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_020bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633093 Phases=3 wdg=1 bus=barra_021 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_021bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697926 Phases=3 wdg=1 bus=barra_023 Conn=delta Kv=13.8 Kva=300 Sub=No wdg=2
 bus=barra_023bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.734567 Phases=3 wdg=1 bus=barra_025 Conn=delta Kv=13.8 Kva=30 Sub=No wdg=2
 bus=barra_025bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633133 Phases=3 wdg=1 bus=barra_027 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_027bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633096 Phases=3 wdg=1 bus=barra_028 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_028bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697930 Phases=3 wdg=1 bus=barra_030 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_030bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697938 Phases=3 wdg=1 bus=barra_031 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_031bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697928 Phases=3 wdg=1 bus=barra_033 Conn=delta Kv=13.8 Kva=300 Sub=No wdg=2
 bus=barra_033bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633168 Phases=3 wdg=1 bus=barra_034 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_034bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.746163 Phases=3 wdg=1 bus=barra_037 Conn=delta Kv=13.8 Kva=300 Sub=No wdg=2
 bus=barra_037bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697988 Phases=3 wdg=1 bus=barra_040 Conn=delta Kv=13.8 Kva=300 Sub=No wdg=2
 bus=barra_040bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633099 Phases=3 wdg=1 bus=barra_041 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_041bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633106 Phases=3 wdg=1 bus=barra_042 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_042bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.751524 Phases=3 wdg=1 bus=barra_044 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_044bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633098 Phases=3 wdg=1 bus=barra_046 Conn=delta Kv=13.8 Kva=150 Sub=No wdg=2
 bus=barra_046bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633136 Phases=3 wdg=1 bus=barra_048 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_048bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.773090 Phases=3 wdg=1 bus=barra_049 Conn=delta Kv=13.8 Kva=150 Sub=No wdg=2
 bus=barra_049bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.974776 Phases=3 wdg=1 bus=barra_051 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_051bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633107 Phases=3 wdg=1 bus=barra_053 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_053bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697980 Phases=3 wdg=1 bus=barra_055 Conn=delta Kv=13.8 Kva=30 Sub=No wdg=2
 bus=barra_055bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.698018 Phases=3 wdg=1 bus=barra_057 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_057bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633131 Phases=3 wdg=1 bus=barra_059 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_059bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633202 Phases=3 wdg=1 bus=barra_061 Conn=delta Kv=13.8 Kva=45 Sub=No wdg=2
 bus=barra_061bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697922 Phases=3 wdg=1 bus=barra_063 Conn=delta Kv=13.8 Kva=150 Sub=No wdg=2
 bus=barra_063bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.741358 Phases=3 wdg=1 bus=barra_064 Conn=delta Kv=13.8 Kva=750 Sub=No wdg=2
 bus=barra_064bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633171 Phases=3 wdg=1 bus=barra_066 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_066bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697958 Phases=3 wdg=1 bus=barra_068 Conn=delta Kv=13.8 Kva=500 Sub=No wdg=2
 bus=barra_068bt Conn=weye Kv=0.38

New Transformer.698002 Phases=3 wdg=1 bus=barra_070 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_070bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.762364 Phases=3 wdg=1 bus=barra_072 Conn=delta Kv=13.8 Kva=150 Sub=No wdg=2
 bus=barra_072bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.698008 Phases=3 wdg=1 bus=barra_075 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_075bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.743747 Phases=3 wdg=1 bus=barra_076 Conn=delta Kv=13.8 Kva=300 Sub=No wdg=2
 bus=barra_076bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.956824 Phases=3 wdg=1 bus=barra_078 Conn=delta Kv=13.8 Kva=150 Sub=No wdg=2
 bus=barra_078bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697944 Phases=3 wdg=1 bus=barra_080 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_080bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.740454 Phases=3 wdg=1 bus=barra_081 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_081bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633104 Phases=3 wdg=1 bus=barra_082 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_082bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697950 Phases=3 wdg=1 bus=barra_085 Conn=delta Kv=13.8 Kva=150 Sub=No wdg=2
 bus=barra_085bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633194 Phases=3 wdg=1 bus=barra_087 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_087bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697978 Phases=3 wdg=1 bus=barra_088 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_088bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633132 Phases=3 wdg=1 bus=barra_089 Conn=delta Kv=13.8 Kva=150 Sub=No wdg=2
 bus=barra_089bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.752624 Phases=3 wdg=1 bus=barra_090 Conn=delta Kv=13.8 Kva=300 Sub=No wdg=2
 bus=barra_090bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.771547 Phases=3 wdg=1 bus=barra_091 Conn=delta Kv=13.8 Kva=45 Sub=No wdg=2
 bus=barra_091bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633178 Phases=3 wdg=1 bus=barra_093 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_093bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697992 Phases=3 wdg=1 bus=barra_095 Conn=delta Kv=13.8 Kva=300 Sub=No wdg=2
 bus=barra_095bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633101 Phases=3 wdg=1 bus=barra_096 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_096bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.698010 Phases=3 wdg=1 bus=barra_098 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_098bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633149 Phases=3 wdg=1 bus=barra_100 Conn=delta Kv=13.8 Kva=75 Sub=No wdg=2
 bus=barra_100bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633115 Phases=3 wdg=1 bus=barra_101 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_101bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.697968 Phases=3 wdg=1 bus=barra_102 Conn=delta Kv=13.8 Kva=150 Sub=No wdg=2
 bus=barra_102bt Conn=weye Kv=0.38
 New Transformer.633137 Phases=3 wdg=1 bus=barra_103 Conn=delta Kv=13.8 Kva=112.5 Sub=No wdg=2
 bus=barra_103bt Conn=weye Kv=0.38

//Linha sem impedância

New Line.003bt-PCC bus1=barra_003bt bus2=PCC003 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0
 C0=0.0
 New Line.004bt-PCC bus1=barra_004bt bus2=PCC004 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0
 C0=0.0
 New Line.007bt-PCC bus1=barra_007bt bus2=PCC007 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0
 C0=0.0
 New Line.008bt-PCC bus1=barra_008bt bus2=PCC008 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0
 C0=0.0
 New Line.010bt-PCC bus1=barra_010bt bus2=PCC010 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0
 C0=0.0
 New Line.012bt-PCC bus1=barra_012bt bus2=PCC012 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0
 C0=0.0
 New Line.013bt-PCC bus1=barra_013bt bus2=PCC013 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0
 C0=0.0
 New Line.015bt-PCC bus1=barra_015bt bus2=PCC015 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0
 C0=0.0
 New Line.016bt-PCC bus1=barra_016bt bus2=PCC016 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0
 C0=0.0
 New Line.017bt-PCC bus1=barra_017bt bus2=PCC017 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0
 C0=0.0
 New Line.020bt-PCC bus1=barra_020bt bus2=PCC020 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0
 C0=0.0
 New Line.021bt-PCC bus1=barra_021bt bus2=PCC021 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0
 C0=0.0
 New Line.023bt-PCC bus1=barra_023bt bus2=PCC023 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0
 C0=0.0
 New Line.025bt-PCC bus1=barra_025bt bus2=PCC025 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0
 C0=0.0

[illegible]

New Line.091bt-PCC bus1=barra_091bt bus2=PCC091 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0 C0=0.0
 New Line.093bt-PCC bus1=barra_093bt bus2=PCC093 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0 C0=0.0
 New Line.095bt-PCC bus1=barra_095bt bus2=PCC095 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0 C0=0.0
 New Line.096bt-PCC bus1=barra_096bt bus2=PCC096 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0 C0=0.0
 New Line.098bt-PCC bus1=barra_098bt bus2=PCC098 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0 C0=0.0
 New Line.100bt-PCC bus1=barra_100bt bus2=PCC100 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0 C0=0.0
 New Line.101bt-PCC bus1=barra_101bt bus2=PCC101 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0 C0=0.0
 New Line.102bt-PCC bus1=barra_102bt bus2=PCC102 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0 C0=0.0
 New Line.103bt-PCC bus1=barra_103bt bus2=PCC103 Length=1 Phases=3 R1=1e-4 X1=0.0 R0=1e-4 X0=0.0 C1=0.0 C0=0.0

// ALTO CONSUMO Dia 16 1190-1200

New Spectrum.spCarga_Alta NumHarm=6 harmonic=(1 3 5 7 9 11) %mag=(100 21.37096774 17.86242604 15.25341131 14.16419387 11.03174603) angle=(0 180 180 180 180 180 180)

// MEDIO CONSUMO Dia 23 1190-1200

New Spectrum.spCarga_Media NumHarm=6 harmonic=(1 3 5 7 9 11) %mag=(100 9.628664495 10.78431373 4.719869707 1.616883117 1.421568627) angle=(0 180 180 180 180 180 180)

// BAIXO CONSUMO Dia 09 1190-1200

New Spectrum.spCarga_Baixa NumHarm=6 harmonic=(1 3 5 7 9 11) %mag=(100 37.87114846 19.04878905 5.282229965 8.311373093 8.337142857) angle=(0 180 180 180 180 180 180)

// Dados das Cargas do Sistema

//Transformador a ser utilizado 697940

New Load.Carga_Cliente361 phases=3 bus1=barra_003bt kv=0.38 kva=1.155339806 pf=0.796116505 model=1 spectrum=spCarga_Alta
 New Load.Carga_Cliente362 phases=3 bus1=barra_003bt kv=0.38 kva=1.155339806 pf=0.796116505 model=1 spectrum=spCarga_Alta
 New Load.Carga_Cliente363 phases=3 bus1=barra_003bt kv=0.38 kva=1.155339806 pf=0.796116505 model=1 spectrum=spCarga_Alta
 New Load.Carga_Cliente364 phases=3 bus1=barra_003bt kv=0.38 kva=1.155339806 pf=0.796116505 model=1 spectrum=spCarga_Alta
 New Load.Carga_Cliente365 phases=3 bus1=barra_003bt kv=0.38 kva=1.155339806 pf=0.796116505 model=1 spectrum=spCarga_Alta
 New Load.Carga_Cliente366 phases=3 bus1=barra_003bt kv=0.38 kva=1.155339806 pf=0.796116505 model=1 spectrum=spCarga_Alta

New Load.Carga_Cliente368 phases=1 bus1=barra_003bt.1 kv=0.38 kva=1.87960688 pf=0.820884521 model=1 spectrum=spCarga_Media
 New Load.Carga_Cliente369 phases=1 bus1=barra_003bt.2 kv=0.38 kva=1.87960688 pf=0.820884521 model=1 spectrum=spCarga_Media
 New Load.Carga_Cliente370 phases=1 bus1=barra_003bt.3 kv=0.38 kva=1.87960688 pf=0.820884521 model=1 spectrum=spCarga_Media
 New Load.Carga_Cliente371 phases=1 bus1=barra_003bt.1 kv=0.38 kva=1.87960688 pf=0.820884521 model=1 spectrum=spCarga_Media
 New Load.Carga_Cliente372 phases=1 bus1=barra_003bt.2 kv=0.38 kva=1.87960688 pf=0.820884521 model=1 spectrum=spCarga_Media
 New Load.Carga_Cliente373 phases=1 bus1=barra_003bt.3 kv=0.38 kva=1.87960688 pf=0.820884521 model=1 spectrum=spCarga_Media
 New Load.Carga_Cliente374 phases=1 bus1=barra_003bt.1 kv=0.38 kva=1.87960688 pf=0.820884521 model=1 spectrum=spCarga_Media
 New Load.Carga_Cliente375 phases=1 bus1=barra_003bt.2 kv=0.38 kva=1.87960688 pf=0.820884521 model=1 spectrum=spCarga_Media
 New Load.Carga_Cliente376 phases=1 bus1=barra_003bt.3 kv=0.38 kva=1.87960688 pf=0.820884521 model=1 spectrum=spCarga_Media
 New Load.Carga_Cliente377 phases=1 bus1=barra_003bt.1 kv=0.38 kva=1.87960688 pf=0.820884521 model=1 spectrum=spCarga_Media
 New Load.Carga_Cliente378 phases=1 bus1=barra_003bt.2 kv=0.38 kva=1.87960688 pf=0.820884521 model=1 spectrum=spCarga_Media
 New Load.Carga_Cliente379 phases=1 bus1=barra_003bt.3 kv=0.38 kva=1.87960688 pf=0.820884521 model=1 spectrum=spCarga_Media
 New Load.Carga_Cliente380 phases=1 bus1=barra_003bt.1 kv=0.38 kva=1.87960688 pf=0.820884521 model=1 spectrum=spCarga_Media
 New Load.Carga_Cliente381 phases=1 bus1=barra_003bt.2 kv=0.38 kva=1.87960688 pf=0.820884521 model=1 spectrum=spCarga_Media

[illegible]

New Load.Carga_Cliente460 phases=1 bus1=barra_004bt.2 kv=0.38 kva=0.720915842 pf=0.946997323 model=1
spectrum=spCarga_Baixa

// Monitores nas linhas

```
New Monitor.mon_m001 element=Line.Linha001_002 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m002 element=Line.Linha002_003 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m003 element=Line.Linha002_004 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m004 element=Line.Linha004_005 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m005 element=Line.Linha005_006 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m006 element=Line.Linha006_007 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m007 element=Line.Linha006_008 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m008 element=Line.Linha008_009 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m009 element=Line.Linha009_010 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m010 element=Line.Linha009_011 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m011 element=Line.Linha011_012 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m012 element=Line.Linha011_013 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m013 element=Line.Linha013_014 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m014 element=Line.Linha014_015 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m015 element=Line.Linha014_016 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m016 element=Line.Linha005_017 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m017 element=Line.Linha017_018 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m018 element=Line.Linha018_019 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m019 element=Line.Linha019_020 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m020 element=Line.Linha018_021 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m021 element=Line.Linha021_022 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m022 element=Line.Linha022_023 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m023 element=Line.Linha022_024 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m024 element=Line.Linha024_025 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m025 element=Line.Linha025_026 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m026 element=Line.Linha026_027 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m027 element=Line.Linha026_028 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m028 element=Line.Linha028_029 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m029 element=Line.Linha029_030 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m030 element=Line.Linha029_031 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m031 element=Line.Linha024_032 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m032 element=Line.Linha032_033 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m033 element=Line.Linha032_034 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m034 element=Line.Linha034_035 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m035 element=Line.Linha035_036 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m036 element=Line.Linha036_037 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m037 element=Line.Linha036_038 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m038 element=Line.Linha038_039 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m039 element=Line.Linha039_040 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m040 element=Line.Linha039_041 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m041 element=Line.Linha038_042 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m042 element=Line.Linha042_043 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m043 element=Line.Linha043_044 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m044 element=Line.Linha043_045 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m045 element=Line.Linha045_047 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m046 element=Line.Linha047_049 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m047 element=Line.Linha047_048 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m048 element=Line.Linha045_046 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m049 element=Line.Linha043_050 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m050 element=Line.Linha050_051 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m051 element=Line.Linha051_052 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m052 element=Line.Linha052_053 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m053 element=Line.Linha052_054 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m054 element=Line.Linha054_055 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m055 element=Line.Linha054_103 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m056 element=Line.Linha050_056 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m057 element=Line.Linha056_057 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m058 element=Line.Linha056_058 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m059 element=Line.Linha058_059 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m060 element=Line.Linha059_060 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m061 element=Line.Linha060_061 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m062 element=Line.Linha061_062 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m063 element=Line.Linha062_063 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m064 element=Line.Linha062_064 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m065 element=Line.Linha060_065 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m066 element=Line.Linha065_066 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m067 element=Line.Linha066_067 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m068 element=Line.Linha067_068 terminal=1 mode=0
```

```

New Monitor.mon_m069 element=Line.Linha067_069 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m070 element=Line.Linha069_070 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m071 element=Line.Linha069_071 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m072 element=Line.Linha071_072 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m073 element=Line.Linha071_073 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m074 element=Line.Linha073_102 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m075 element=Line.Linha073_074 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m076 element=Line.Linha074_075 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m077 element=Line.Linha074_076 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m078 element=Line.Linha065_077 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m079 element=Line.Linha077_078 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m080 element=Line.Linha077_079 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m081 element=Line.Linha079_081 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m082 element=Line.Linha079_080 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m083 element=Line.Linha058_082 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m084 element=Line.Linha082_083 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m085 element=Line.Linha083_084 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m086 element=Line.Linha084_085 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m087 element=Line.Linha084_086 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m088 element=Line.Linha086_087 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m089 element=Line.Linha086_088 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m090 element=Line.Linha083_089 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m091 element=Line.Linha089_090 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m092 element=Line.Linha090_091 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m093 element=Line.Linha091_092 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m094 element=Line.Linha092_093 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m095 element=Line.Linha092_094 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m096 element=Line.Linha094_095 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m097 element=Line.Linha094_096 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m098 element=Line.Linha096_097 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m099 element=Line.Linha097_099 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m100 element=Line.Linha099_100 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m101 element=Line.Linha099_101 terminal=1 mode=0
New Monitor.mon_m102 element=Line.Linha097_098 terminal=1 mode=0

```

//Monitores na BT

```

New monitor.003 element=Line.003bt-PCC mode=0
New monitor.004 element=Line.004bt-PCC mode=0
New monitor.007 element=Line.007bt-PCC mode=0
New monitor.008 element=Line.008bt-PCC mode=0
New monitor.010 element=Line.010bt-PCC mode=0
New monitor.012 element=Line.012bt-PCC mode=0
New monitor.013 element=Line.013bt-PCC mode=0
New monitor.015 element=Line.015bt-PCC mode=0
New monitor.016 element=Line.016bt-PCC mode=0
New monitor.017 element=Line.017bt-PCC mode=0
New monitor.020 element=Line.020bt-PCC mode=0
New monitor.021 element=Line.021bt-PCC mode=0
New monitor.023 element=Line.023bt-PCC mode=0
New monitor.025 element=Line.025bt-PCC mode=0
New monitor.027 element=Line.027bt-PCC mode=0
New monitor.028 element=Line.028bt-PCC mode=0
New monitor.030 element=Line.030bt-PCC mode=0
New monitor.031 element=Line.031bt-PCC mode=0
New monitor.033 element=Line.033bt-PCC mode=0
New monitor.034 element=Line.034bt-PCC mode=0
New monitor.037 element=Line.037bt-PCC mode=0
New monitor.040 element=Line.040bt-PCC mode=0
New monitor.041 element=Line.041bt-PCC mode=0
New monitor.042 element=Line.042bt-PCC mode=0
New monitor.044 element=Line.044bt-PCC mode=0
New monitor.046 element=Line.046bt-PCC mode=0
New monitor.048 element=Line.048bt-PCC mode=0
New monitor.049 element=Line.049bt-PCC mode=0
New monitor.051 element=Line.051bt-PCC mode=0
New monitor.053 element=Line.053bt-PCC mode=0
New monitor.055 element=Line.055bt-PCC mode=0
New monitor.057 element=Line.057bt-PCC mode=0
New monitor.059 element=Line.059bt-PCC mode=0
New monitor.061 element=Line.061bt-PCC mode=0
New monitor.063 element=Line.063bt-PCC mode=0
New monitor.064 element=Line.064bt-PCC mode=0
New monitor.066 element=Line.066bt-PCC mode=0
New monitor.068 element=Line.068bt-PCC mode=0
New monitor.070 element=Line.070bt-PCC mode=0

```

```
New monitor.072 element=Line.072bt-PCC mode=0
New monitor.075 element=Line.075bt-PCC mode=0
New monitor.076 element=Line.076bt-PCC mode=0
New monitor.078 element=Line.078bt-PCC mode=0
New monitor.080 element=Line.080bt-PCC mode=0
New monitor.081 element=Line.080bt-PCC mode=0
New monitor.082 element=Line.082bt-PCC mode=0
New monitor.085 element=Line.085bt-PCC mode=0
New monitor.087 element=Line.087bt-PCC mode=0
New monitor.088 element=Line.088bt-PCC mode=0
New monitor.089 element=Line.089bt-PCC mode=0
New monitor.090 element=Line.090bt-PCC mode=0
New monitor.091 element=Line.091bt-PCC mode=0
New monitor.093 element=Line.093bt-PCC mode=0
New monitor.095 element=Line.095bt-PCC mode=0
New monitor.096 element=Line.096bt-PCC mode=0
New monitor.098 element=Line.098bt-PCC mode=0
New monitor.100 element=Line.100bt-PCC mode=0
New monitor.101 element=Line.101bt-PCC mode=0
New monitor.102 element=Line.102bt-PCC mode=0
New monitor.103 element=Line.103bt-PCC mode=0
```

```
// Harmonics Mode
Set mode=SnapShot
Solve
Set mode=Harmonic
Solve
```

```
// Exporta Arquivos dos Monitores
```

```
Export Monitor mon_m003
Export Monitor mon_m004
Export Monitor mon_m007
Export Monitor mon_m008
Export Monitor mon_m010
Export Monitor mon_m012
Export Monitor mon_m013
Export Monitor mon_m015
Export Monitor mon_m016
Export Monitor mon_m017
Export Monitor mon_m020
Export Monitor mon_m021
Export Monitor mon_m023
Export Monitor mon_m025
Export Monitor mon_m027
Export Monitor mon_m028
Export Monitor mon_m030
Export Monitor mon_m031
Export Monitor mon_m033
Export Monitor mon_m034
Export Monitor mon_m037
Export Monitor mon_m040
Export Monitor mon_m041
Export Monitor mon_m042
Export Monitor mon_m044
Export Monitor mon_m046
Export Monitor mon_m048
Export Monitor mon_m049
Export Monitor mon_m051
Export Monitor mon_m053
Export Monitor mon_m055
Export Monitor mon_m057
Export Monitor mon_m059
Export Monitor mon_m061
Export Monitor mon_m063
Export Monitor mon_m064
Export Monitor mon_m066
Export Monitor mon_m068
Export Monitor mon_m070
Export Monitor mon_m072
Export Monitor mon_m075
Export Monitor mon_m076
Export Monitor mon_m078
Export Monitor mon_m080
Export Monitor mon_m081
```

Export Monitor mon_m082
Export Monitor mon_m085
Export Monitor mon_m087
Export Monitor mon_m088
Export Monitor mon_m089
Export Monitor mon_m090
Export Monitor mon_m091
Export Monitor mon_m093
Export Monitor mon_m095
Export Monitor mon_m096
Export Monitor mon_m098
Export Monitor mon_m100
Export Monitor mon_m101
Export Monitor mon_m102