



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ

INSTITUTO DE TECNOLOGIA

FACULDADE DE ENGENHARIAS ELÉTRICA E BIOMÉDICA

ALFA MARINE DAMASCENO FERREIRA

**ANÁLISE MODAL APLICADA NA AVALIAÇÃO DE ZONAS CRÍTICAS DE
RESSONÂNCIA HARMÔNICA**

BELÉM – PA

2025

ALFA MARINE DAMASCENO FERREIRA

**ANÁLISE MODAL APLICADA NA AVALIAÇÃO DE ZONAS CRÍTICAS DE
RESSONÂNCIA HARMÔNICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharias Elétrica e Biomédica (FEEB), do Instituto de Tecnologia (ITEC), da Universidade Federal do Pará (UFPA) como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Thiago Mota Soares

BELÉM – PA

2025

ALFA MARINE DAMASCENO FERREIRA

ANÁLISE MODAL APLICADA NA AVALIAÇÃO DE ZONAS CRÍTICAS DE RESSONÂNCIA HARMÔNICA


Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharias Elétrica e Biomédica (FEEB), do Instituto de Tecnologia (ITEC), da Universidade Federal do Pará (UFPA) como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Thiago Mota Soares

Data de aprovação: 28/03/2025


Conceito: Excelente

Banca Examinadora:

Documento assinado digitalmente
 THIAGO MOTA SOARES
Data: 05/04/2025 05:05:01-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>


Orientador

Prof. Dr. Thiago Mota Soares – UFPA

Documento assinado digitalmente
 EDSON ORTIZ DE MATOS
Data: 04/04/2025 10:53:39-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Membro Interno

Prof. Dr. Edson Ortiz De Matos – UFPA

Documento assinado digitalmente
 JESSICA CRISTINA ARAUJO DE SOUSA
Data: 04/04/2025 09:56:54-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Membro Externo

Eng. Me. Jéssica Cristina Araújo De Sousa

Dedico este trabalho à minha mãe e aos amigos feitos ao longo do caminho.

AGRADECIMENTOS

À minha mãe, que tem me apoiado durante toda minha trajetória pessoal e acadêmica, e que sempre acreditou em mim.

Aos meus familiares, por torcerem por mim e por minha conclusão de curso.

Aos meus amigos, por me acompanharem nos altos e baixos da vida e que me ajudaram a seguir em frente.

Aos colegas de graduação e laboratório, por estarem ao meu lado no período de maior aprendizagem da minha vida.

Ao corpo docente e todos os demais acadêmicos, que de algum modo ampliaram meus conhecimentos e aprimoraram meu modo de pensar.

Aos servidores, que auxiliaram a tornar a universidade minha segunda casa.

Ao meu orientador, Dr. Thiago Mota Soares, por ter me guiado nesse último passo da graduação.

Aos membros da banca, pelo tempo dedicado a avaliar meu trabalho de conclusão de curso.

À Deus.

A todos citados, muito obrigada.

“Se vi mais longe, foi porque estava sobre os ombros de gigantes.” (Sir Isaac Newton)

RESUMO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica apresentam-se mais sensíveis às variações de sinais ocasionados por alterações de carga, visto que estão mais próximos do consumidor. Estas variações de sinais vão afetar os critérios de qualidade de energia elétrica definidos no módulo 8 do PRODIST, fazendo com que as concessionárias de energia busquem métodos que as mantenham dentro das normas definidas e que sejam economicamente viáveis. Porém, uma variedade de problemas que afetam a qualidade de energia pode incidir durante a operação do sistema, dentre eles o problema de distorção harmônica, que inclusive pode ser gerado na tentativa de ajustar o problema de estabilidade de tensão através da alocação de bancos de capacitores. Portanto, a busca da aplicação de métodos para a melhoria da qualidade de energia deve levar em consideração múltiplos quesitos para alcançar um melhor cenário de fornecimento. Sendo assim, este trabalho apresenta a utilização de análise modal combinada à varredura de frequência para avaliar o problema de distorção harmônica. Para isto utilizou-se de simulações no OpenDSS do sistema de teste IEEE 34 barras, em seu modo original e considerando a alocação de um banco de capacitores. A partir dos resultados obtidos, viu-se que a aplicação da análise modal permitiu uma maior acurácia na classificação de quantidade e frequência de incidência de picos de ressonância harmônica, bem como permitiu a avaliação dos nós do sistema considerando faixas de criticidade e consequentes zonas críticas.

Palavras-chave: qualidade de energia elétrica; distorção harmônica; ressonância harmônica; análise modal; varredura de frequência; OpenDSS.

ABSTRACT

Electric power distribution systems are more sensitive to signal variations caused by load changes, since they are closer to the consumer. These signal variations will affect the power quality criteria defined in module 8 of PRODIST, causing power utilities to seek methods that keep them within the defined standards and that are economically viable. However, a variety of problems that affect power quality can occur during system operation, including the problem of harmonic occurrence, which can even be generated in an attempt to adjust the voltage stability problem through the allocation of capacitor banks. Therefore, the search for the application of methods to improve power quality must take into account multiple issues to achieve a better quality scenario. Therefore, this work presents the use of modal analysis combined with frequency sweep to evaluate the problem of harmonic occurrence. For this, simulations in OpenDSS of the IEEE 34-bus test system were used, in its original mode and considering the allocation of a capacitor bank. From the results obtained, it was seen that the application of modal analysis allowed greater accuracy in the classification of quantity and frequency of incidence of harmonic resonance peaks, as well as helped the evaluation of system nodes considering criticality ranges and consequent critical zones.

Keywords: electrical power systems quality; harmonic distortion; harmonic resonance; mode analysis; frequency scan; OpenDSS.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Representação da série de Fourier de uma forma de onda senoidal com harmônicos.....	20
Figura 2 – Distorção de corrente elétrica devido a presença de carga não linear.	21
Figura 3 – Forma de onda de corrente típica de um computador (dispositivo com conversor eletrônico).....	23
Figura 4 – Espectro harmônico típico de um computador (dispositivo com conversor eletrônico).....	23
Figura 5 – Forma de onda de corrente e espectro harmônico típico de um transformador.	23
Figura 6 – Forma de onda de corrente e espectro harmônico típico de um motor com velocidade ajustável (máquina rotativa).	24
Figura 7 – Forma de onda de corrente típica de uma lâmpada fluorescente compacta.	24
Figura 8 – Espectro harmônico típico de uma lâmpada fluorescente compacta.	24
Figura 9 – Forma de onda de corrente de um forno à arco elétrico.	25
Figura 10 – Representação de carga não linear por uma fonte de corrente harmônica.	25
Figura 11 – Relação entre os componentes da potência aparente.	28
Figura 12 – Correntes de harmônicos de ordem tripla se somando no neutro.....	31
Figura 13 – Comparação do fluxo normal da corrente harmônica e na presença de capacitores <i>shunt</i>	34
Figura 14 – Sistema elétrico em potencial situação de ressonância em paralelo.	36
Figura 15 – Sistema elétrico em potencial situação de ressonância em série.	36
Figura 16 – Resposta em frequência de um circuito com incidência de ressonância série e paralela.....	37
Figura 17 – Efeito das cargas resistivas na ressonância paralela.....	37
Figura 18 – Circuito equivalente Norton da fonte de distorção harmônica.	39
Figura 19 – Sistema teste IEEE 34 barras.	44
Figura 20 – Trecho do código onde o BC é alocado na barra 832 para a simulação do cenário 2.....	47
Figura 21 – Fluxograma da varredura de frequência iterada.	48
Figura 22 – Varredura de frequência no cenário 1 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 802.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.	53
Figura 23 – Varredura de frequência no cenário 2 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 802.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.	53
Figura 24 – Varredura de frequência no cenário 1 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 812.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.	54
Figura 25 – Varredura de frequência no cenário 2 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 812.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.	54

Figura 26 – Varredura de frequência no cenário 1 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 850.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.	55
Figura 27 – Varredura de frequência no cenário 2 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 850.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.	55
Figura 28 – Varredura de frequência no cenário 1 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 832.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.	56
Figura 29 – Varredura de frequência no cenário 2 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 832.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.	57
Figura 30 – Varredura de frequência no cenário 1 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 844.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.	57
Figura 31 – Varredura de frequência no cenário 2 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 844.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.	57
Figura 32 – Varredura de frequência no cenário 1 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 848.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.	58
Figura 33 – Varredura de frequência no cenário 2 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 848.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.	58
Figura 34 – Medição de tensão na barra 832 considerando a fonte harmônica na barra 832.1: (a) medição no cenário 1, (b) medição no cenário 2.	59
Figura 35 – Medição de tensão na barra 832 considerando a fonte harmônica na barra 850.1: (a) medição no cenário 1, (b) medição no cenário 2.	59
Figura 36 – Distribuição de modos críticos por nó no cenário 1.	60
Figura 37 – Distribuição de modos críticos por nó no cenário 2.	61
Figura 38 – Distribuição de modos críticos por barra no cenário 1.	62
Figura 39 – Distribuição de modos críticos por barra no cenário 2.	63
Figura 40 – Modos críticos obtidos na análise modal para o cenário 1.	63
Figura 41 – Modos críticos obtidos na análise modal para o cenário 2.	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Sequência de harmônicos.	30
Tabela 2 – Configuração das cargas contida no sistema de teste IEEE 34 barras. ..	45
Tabela 3 – Faixa de criticidade dos fatores de participação.	50
Tabela 4 – Faixa de criticidade dos fatores de participação.	51
Tabela 5 – Incidência de modos críticos por nó considerando o cenário 1.	60
Tabela 6 – Incidência de modos críticos por nó considerando o cenário 2.	61
Tabela 7 – Incidência de modos críticos por barra considerando o cenário 1.	62
Tabela 8 – Incidência de modos críticos por barra considerando o cenário 2.	63
Tabela 9 – Picos de tensão obtidos na análise modal para o cenário 1.	64
Tabela 10 – Picos de tensão obtidos na análise modal para o cenário 2.	64
Tabela 11 – Faixa de criticidade dos modos críticos para a frequência de 2.191,5 Hz no nó 832.1 para o cenário 1.....	65
Tabela 12 – Avaliação da criticidade dos nós selecionados em relação ao nó 832.1 para a frequência de 2.191,5 Hz no cenário 1.....	65
Tabela 13 – Faixa de criticidade dos modos críticos para a frequência de 1.807 Hz no nó 832.1 para o cenário 2.....	66
Tabela 14 – Avaliação da criticidade dos nós selecionados em relação ao nó 832.1 para a frequência de 1.807 Hz no cenário 2.	66
Tabela 15 – Faixa de criticidade dos modos críticos para a frequência de 291,5 Hz no nó 832.1 para o cenário 1.....	66
Tabela 16 – Avaliação da criticidade dos nós selecionados em relação ao nó 832.1 para a frequência de 291,5 Hz no cenário 1.	67
Tabela 17 – Faixa de criticidade dos modos críticos para a frequência de 255,5 Hz no nó 832.1 para o cenário 2.....	67
Tabela 18 – Avaliação da criticidade dos nós selecionados em relação ao nó 832.1 para a frequência de 255,5 Hz no cenário 2.	67
Tabela 19 – Categorias e características típicas dos fenômenos eletromagnéticos de sistemas de potência.....	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC	Banco de Capacitores
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COM	<i>Component Object Model</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OpenDSS	<i>Open-Source Distribution System Simulator</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
RT	Regulador de Tensão
VSCode	<i>Visual Studio Code</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Motivação e justificativa	16
1.2 Objetivos	17
1.2.1 Objetivo geral	17
1.2.2 Objetivos específicos.....	17
1.3 Metodologia	17
1.4 Estrutura do trabalho	18
2 DISTORÇÕES HARMÔNICAS EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	19
2.1 Introdução	19
2.2 Definição de distorção harmônica	19
2.3 Indicadores de distorção harmônica	26
2.3.1 Valor eficaz (rms).....	27
2.3.2 Parâmetros de potência	27
2.3.2.1 Potência aparente (S).....	27
2.3.2.2 Potência ativa (P)	27
2.3.2.3 Potência reativa (Q) e potência de distorção (D).....	28
2.3.2.4 Fator de potência (fp)	29
2.3.3 Sequência de fase.....	29
2.3.4 Indicadores harmônicos	31
2.3.4.1 Distorção harmônica total (DHT)	31
2.3.4.2 Taxa de distorção de demanda (TDD).....	31
2.4 Impactos da distorção harmônica na rede elétrica	32
2.5 Análise de distorção harmônica na rede elétrica	37
2.6 Conclusões	41
3 FERRAMENTAS E MÉTODOS	43
3.1 Introdução	43
3.2 Ferramentas	43
3.2.1 <i>Software</i> de simulação	43
3.2.2 Sistema elétrico	44
3.3 Métodos	46
3.3.1 Determinação da estrutura do sistema elétrico	46

3.3.2 Varredura de frequência	47
3.3.3 Decomposição da matriz admitância.....	49
3.3.4 Cálculo das impedâncias modais	49
3.3.5 Determinação dos modos críticos	49
3.3.6 Avaliação das zonas críticas de ressonância harmônica.....	49
3.4 Conclusões	50
4 RESULTADOS OBTIDOS	51
4.1 Introdução.....	51
4.2 Resultados da varredura de frequência	51
4.3 Resultados da análise dos modos críticos	59
4.4 Resultados da análise das zonas críticas	65
4.5 Conclusões	68
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	69
REFERÊNCIAS.....	71
APÊNDICE A – CÓDIGOS DA VARREDURA DE FREQUÊNCIA ITERADA.....	73
ANEXO A – CARACTERIZAÇÃO DOS FENÔMENOS ELETROMAGNÉTICOS CONFORME A NORMA IEEE STD 1159-2019.....	77

1 INTRODUÇÃO

Desde sua descoberta até os dias atuais, a energia elétrica tem configurado como um dos principais insumos necessários para a humanidade, sendo essencial para o funcionamento e desenvolvimento dos mais diversos setores da sociedade. Com tal caráter crucial, a criação de uma estrutura que possibilitasse a disponibilização e comercialização deste insumo fez-se necessária, resultando nos sistemas elétricos de potência, compreendendo setores de geração, transmissão, distribuição e consumo (Leão, 2015).

Tais sistemas podem operar em corrente contínua (CC) ou corrente alternada (CA). Historicamente, os primeiros sistemas de energia elétrica operavam em CC. Porém, devido aos benefícios e facilidades relacionados ao uso de CA, como redução de perdas, simplicidade de uso e barateamento dos componentes do sistema, a maior parte da transmissão e distribuição de energia elétrica no mundo e no Brasil se faz por meio de CA¹ (Kundur, 1994). Tanto essa corrente alternada quanto a tensão alternada são representadas por formas de onda senoidais, com frequência padronizada no Brasil em 60 Hz.

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), órgão regulador do setor elétrico no Brasil, estabelece por meio do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional) quais são as características esperadas para a energia elétrica distribuída em solo nacional. Em particular, no módulo 8 do PRODIST são estabelecidos valores de referência para a forma de onda de tensão elétrica, que são utilizados como critério de avaliação da qualidade da energia elétrica distribuída (ANEEL, 2021).

A qualidade de energia elétrica, neste caso, pode ser avaliada por variados parâmetros relacionados à forma de onda de tensão, como duração, magnitude, espectro de frequência e periodicidade. As categorias de fenômenos que afetam a qualidade de energia e seus parâmetros e valores característicos são estabelecidos na norma IEEE Std 1159-2019 (IEEE, 2019) e apresentados no Anexo A.

Além da busca do desempenho ótimo por toda a indústria, essa preocupação com a conformidade da energia provida pelas concessionárias se dá pelo fato dos

¹ No Sistema Interligado Nacional (SIN) verifica-se que, apesar da maior parcela da transmissão de energia elétrica ser feita em CA, uma parte da transmissão é feita em CC de alta tensão, devido sua maior eficiência em transmitir grandes montantes de energia elétrica por longas distâncias (ONS, 2024).

sistemas atuais fazerem maior uso de controle baseado em eletrônica, o que o torna mais sensível a alterações na forma de onda esperada. Logo, garantir a qualidade de energia elétrica é garantir que o prestamento de serviço esteja sendo feito em sua totalidade.

Usualmente, o modo como as concessionárias de energia elétrica atuam visando a manutenção dessa qualidade de energia em aspecto mais imediato é através da modificação das características do sistema para otimizar o uso recursos, como ao transferir cargas entre alimentadores e ao mudar a tensão primária, e através da inserção de equipamentos, como bancos de capacitores (BCs) e reguladores de tensão (RTs).

No caso de BCs, estes geralmente são usados visando a regulação da tensão, correção de fator de potência, compensação de potência reativa e minimização de perdas. Tais pontos positivos da utilização de BCs serão percebidos quando for feita uma boa alocação desses dispositivos. No entanto, uma alocação inadequada pode gerar impactos negativos, como a amplificação e propagação de distorções harmônicas, geração de ressonância harmônica, excesso de reativo e sobretensões nas barras (Masoum, 2015).

Ou seja, percebe-se que as ações visando melhorar alguns aspectos da qualidade de energia podem acabar prejudicando outros aspectos. Portanto, a avaliação da utilização de um método que vise a melhoria da qualidade de energia deve considerar mais de um parâmetro determinados em norma para evitar prejuízos às concessionárias e ao usuário final, de modo a alcançar o resultado mais viável economicamente.

1.1 Motivação e justificativa

Sendo a qualidade de energia elétrica um fator essencial para o fornecimento de energia elétrica, tanto no quesito de manter o bom atendimento ao consumidor quanto no quesito de regular a os padrões a serem seguidos pelas concessionárias de energia, faz-se necessário a utilização de métodos que permitam a coordenação de medidas que facilitem o alcance do funcionamento de modo mais otimizado em função dos requisitos de qualidade e em relação ao investimento econômico necessário para a implementação.

Observando a utilização comum de BCs por parte das concessionárias para regular alguns aspectos da energia elétrica e os problemas relacionados a distorção

harmônica que podem surgir no caso de má alocação, a identificação das frequências de ressonância harmônica ou a identificação das barras mais sensíveis a tal distorção pode auxiliar na coordenação de ações por parte da concessionária.

A proposta deste trabalho é verificar a aplicação da análise modal para a avaliação da distorção harmônica em sistemas de distribuição de energia, de modo a criar zonas de criticidade em função da ressonância. Com isso, espera-se contribuir ao arsenal de ferramentas disponíveis para a avaliação da ressonância harmônica em sistemas de distribuição de energia elétrica.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é analisar a aplicação do método de análise modal para avaliação de zonas críticas de ressonância harmônica em um sistema elétrico de distribuição.

1.2.2 Objetivos específicos

Entre os objetivos específicos deste trabalho estão:

- Revisar as características das distorções harmônicas, suas causas, seus impactos e os métodos de análise usuais;
- Simular o sistema teste IEEE 34 barras em situação harmônica;
- Gerar cenários para a avaliação do comportamento do sistema elétrico;
- Elaborar um *script* para o OpenDSS que permita a realização da varredura de frequência em um loop que itere o local de inserção da fonte harmônica para cada nó observado no sistema;
- Elaborar um código que aplique a decomposição matricial nos resultados obtidos na simulação harmônica;
- Aplicar a análise modal para avaliar o comportamento do sistema elétrico;
- Avaliar as zonas críticas identificadas pela análise modal.

1.3 Metodologia

A parte teórica do trabalho foi escrita baseada em diversos materiais bibliográficos, como: livros, normas técnicas, artigos científicos, monografias, dissertações e *websites*.

O estudo de caso foi feito a partir da simulação computacional do sistema elétrico, aplicação de operações matriciais e análise estatística descritiva dos resultados obtidos nas simulações.

1.4 Estrutura do trabalho

O trabalho está organizado da seguinte forma:

O Capítulo 2 apresenta uma breve revisão bibliográfica de conceitos relacionados a distorção harmônica, trazendo sua definição, características, efeitos e modos de análise.

O Capítulo 3 apresenta os materiais utilizados durante o trabalho e detalhamento dos métodos aplicados para alcançar os objetivos propostos.

O Capítulo 4 apresenta os resultados da aplicação desses métodos, contemplando dois cenários de atuação de um sistema de distribuição.

O Capítulo 5 traz o apanhado das conclusões obtidas a partir dos resultados do trabalho.

2 DISTORÇÕES HARMÔNICAS EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Introdução

Este capítulo trata sobre a distorção harmônica e os principais conceitos envolvendo o tópico, dando foco particular aos princípios utilizados no decorrer deste trabalho. O capítulo se divide nas seguintes seções:

- A seção 2.2 trata sobre a definição do distúrbio harmônico e suas principais classificações conforme o comportamento da forma de onda distorcida;
- A seção 2.3 trata sobre as medidas utilizadas tanto para a mensuração de parâmetros de energia elétrica habituais, como potência, adaptados para a situação de distorção harmônica, quanto dos parâmetros específicos voltados para a mensuração da distorção;
- A seção 2.4 traz uma visão geral dos impactos da distorção harmônica nos principais componentes presentes no sistema de distribuição de energia elétrica;
- A seção 2.5 trata sobre os métodos de análise dos componentes harmônicos;
- A seção 2.6 traz uma síntese dos principais pontos abordados no capítulo que serão utilizados no desenvolvimento da metodologia proposta no capítulo 3.

2.2 Definição de distorção harmônica

Sejam a tensão e a corrente elétricas alternadas representadas como formas de onda puramente senoidais com frequência fundamental $f_0 = 60$ Hz, a distorção harmônica (ou simplesmente harmônico) é definida como a aparição de sinais de energia elétrica em frequências múltiplas da frequência fundamental, o que resulta em uma forma de onda de tensão e de corrente elétrica senoidal distorcida. Ou seja, a distorção harmônica indica a presença de outros componentes espectrais além do componente fundamental, geralmente em múltiplos inteiros da frequência fundamental (Dugan *et al.*, 2002).

Devido às descobertas de Fourier em 1807, é possível representar essa forma de onda senoidal distorcida como uma soma de ondas senoidais, com suas frequências correspondendo aos componentes espectrais ativados pelos harmônicos, conforme ilustrado nas equações 2.1 e 2.2 (Masoum; Fuchs, 2015). Essa decomposição do sinal harmônico em várias senoides permite que a análise do seu

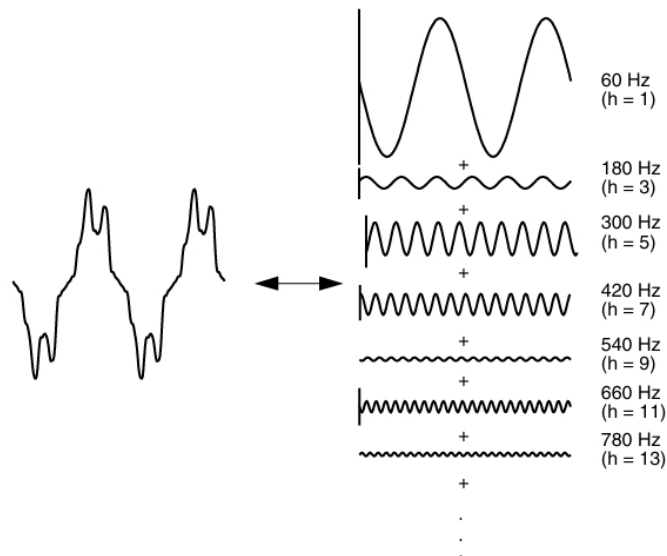
efeito no sistema elétrico seja feita considerando a soma das respostas individuais do sistema para cada frequência que o compõe.

$$v(t) = V_{CC} + \sum_{n=1}^{\infty} V_n \cos(n\omega_0 t + \theta_{v_n}) \quad (2.1)$$

$$i(t) = I_{CC} + \sum_{n=1}^{\infty} I_n \cos(n\omega_0 t + \theta_{i_n}) \quad (2.2)$$

No caso dos harmônicos, os componentes da série de Fourier serão senos com frequências fixas. Essa característica cíclica e fixa em determinadas frequências, usualmente múltiplas inteiras da frequência fundamental, é o que diferencia a distorção harmônica de outros distúrbios transitórios, que apresentam distorção somente nos momentos de alteração do estado do sistema e por um curto período de tempo (Dugan *et al.*, 2002). A Figura 1 mostra a decomposição de uma forma de onda com harmônicos.

Figura 1 – Representação da série de Fourier de uma forma de onda senoidal com harmônicos.



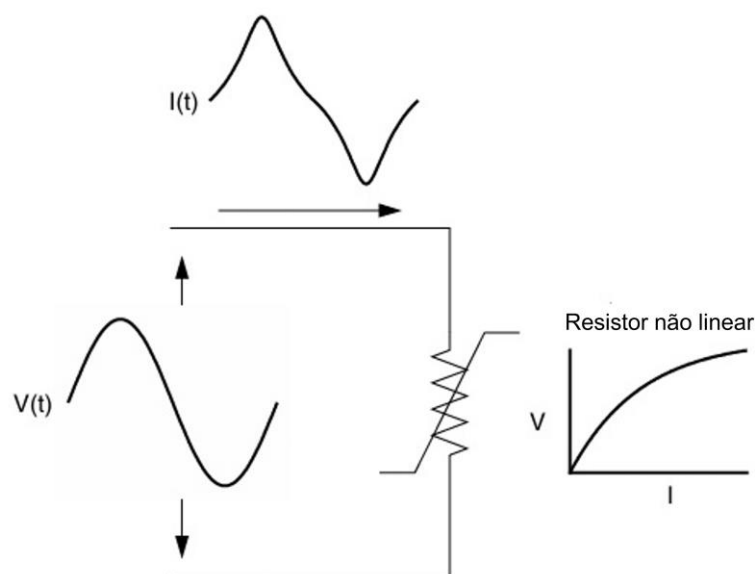
Fonte: Dugan *et al.* (2002).

Além disso, devido a simetria dos semiciclos positivo e negativo dos sinais senoidais e, logo, comum aos sinais de tensão e corrente elétrica, usualmente a série de Fourier apresenta apenas componentes ímpares, ou seja, apenas múltiplos inteiros ímpares da frequência fundamental².

As distorções harmônicas decorrem de cargas não lineares, onde a aplicação de uma tensão com forma de onda senoidal em um componente não linear resulta em uma corrente com forma de onda distorcida (Fig. 2).

² A presença de componentes harmônicos pares pode indicar algum problema na carga em análise ou no equipamento utilizado para a aferição do sinal (Dugan *et al.*, 2002).

Figura 2 – Distorção de corrente elétrica devido a presença de carga não linear.



Fonte: Adaptado de Dugan *et al.* (2002).

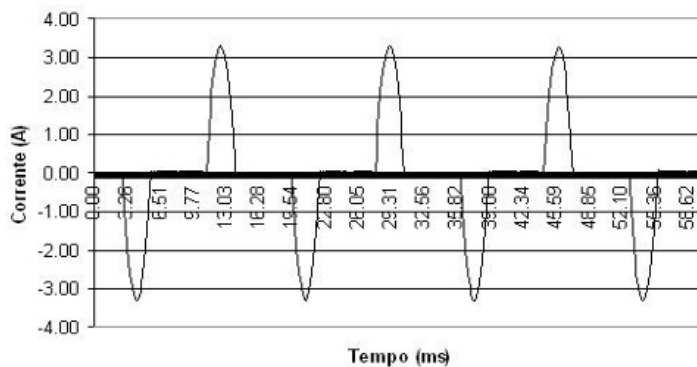
Considerando o sistema elétrico real, são percebidos os seguintes tipos de componentes não lineares:

- a) Conversores eletrônicos – Apesar da maioria da operação do sistema elétrico se dar em CA, parte dos equipamentos do usuário final utilizam corrente contínua e, portanto, contam com conversores CA-CC. Esses conversores eletrônicos atuam justamente visando distorcer a corrente alternada, de modo que esta seja percebida pelo equipamento como sendo uma corrente contínua. Dentre os equipamentos mais comuns que utilizam conversores podem ser citados os computadores, celulares e demais eletrônicos. Outra aplicação de conversores eletrônicos é vista em sistemas que utilizam energia solar fotovoltaica, porém com a conversão se fazendo da corrente contínua para a alternada (CC-CA). Apesar do fluxo da aplicação já estar voltado para aplicar a corrente alternada na rede elétrica, essa presença de conversores torna a conexão aos sistemas distribuídos em um ponto sensível a harmônicos. Por fim, equipamentos que podem ser chaveados ao sistema elétrico também são uma fonte de harmônicos, visto que a forma de onda de corrente dependerá da configuração do sistema elétrico ao invés de ser sempre proporcional à tensão.
- b) Transformadores – Devido ao núcleo ferromagnético, em certas condições, o transformador opera em saturamento, o que implica no surgimento de uma corrente elétrica distorcida (nesse caso, a corrente de magnetização).

- c) Máquinas rotativas – Semelhante aos transformadores, máquinas rotativas também operam com materiais magnéticos que possuem uma curva de magnetização não linear e, portanto, inserem harmônicos no sistema. Outro modo no qual máquinas rotativas aparecem no contexto de fonte de harmônicos é pela operação de tais equipamentos com ajuste de velocidade, como no caso dos motores de elevadores, que por definição tem suas formas de onda alteradas em tempo real, conforme a necessidade da operação.
- d) Iluminação – Aparecem como fonte de distorção harmônica devido às lâmpadas fluorescentes. A iluminação de lâmpadas fluorescentes é obtida através da liberação de uma descarga elétrica no gás inerte dentro do tubo da lâmpada no momento de sua ativação, o que é feito pelo reator, que altera os níveis de corrente e tensão para proporcionar as condições ideais para ativar o gás. Depois desse processo inicial, o equipamento passa a operar em condições de tensão e corrente nominais, o que configura em um equipamento inicialmente não linear e, por consequência, uma fonte de distorção harmônica. Além disso, devido ao caráter de alta mutabilidade de estado de lâmpadas, o equipamento pode estar constantemente mudando seu modo de operação e, portanto, inserindo harmônicos na rede elétrica.
- e) Equipamentos a arco elétrico – Devido ao seu funcionamento baseado a arco elétrico, que consiste em uma descarga elétrica com forma de onda randômica, variando amplitude e período a cada ciclo, tais equipamentos também atuam como fontes de harmônicos. Este comportamento resulta em um problema semelhante ao ocasionado pelas lâmpadas fluorescentes, porém com o funcionamento continuamente não linear e com impacto individual muito maior, visto que equipamentos que utilizam arco elétrico geralmente são aplicados em processos industriais de alta potência.

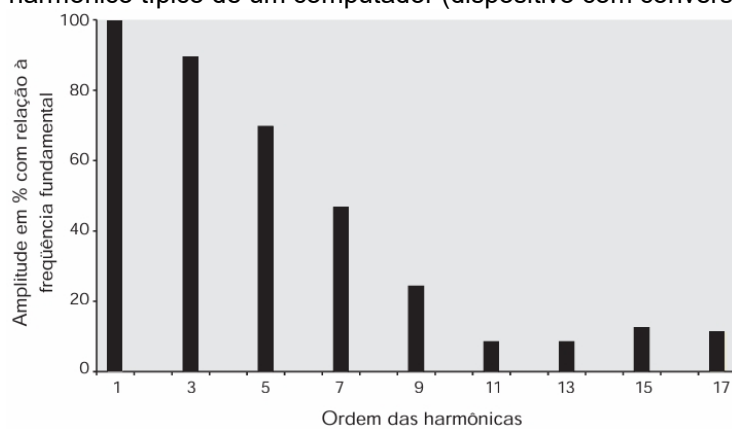
Portanto, a existência dos harmônicos é intrínseca à não linearidade dos componentes presentes em sistemas elétricos reais, principalmente próximo ao ponto de consumo de energia, devido ao uso cada vez mais comum de equipamentos eletrônicos ou pelo uso de equipamentos não lineares necessários nas operações industriais. Ou seja, as fontes de distorção harmônica geralmente aparecem como componentes *shunts* em relação ao sistema de energia elétrica (Dugan *et al.*, 2002). As Figuras 3 a 9 mostram o comportamento usual dos harmônicos gerados pelos equipamentos citados anteriormente.

Figura 3 – Forma de onda de corrente típica de um computador (dispositivo com conversor eletrônico).



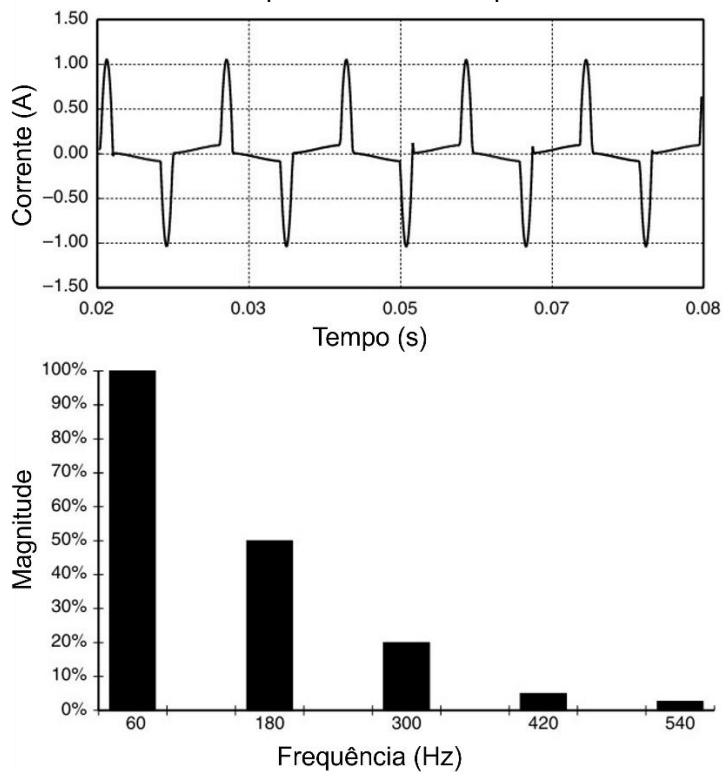
Fonte: Pires (2006).

Figura 4 – Espectro harmônico típico de um computador (dispositivo com conversor eletrônico).



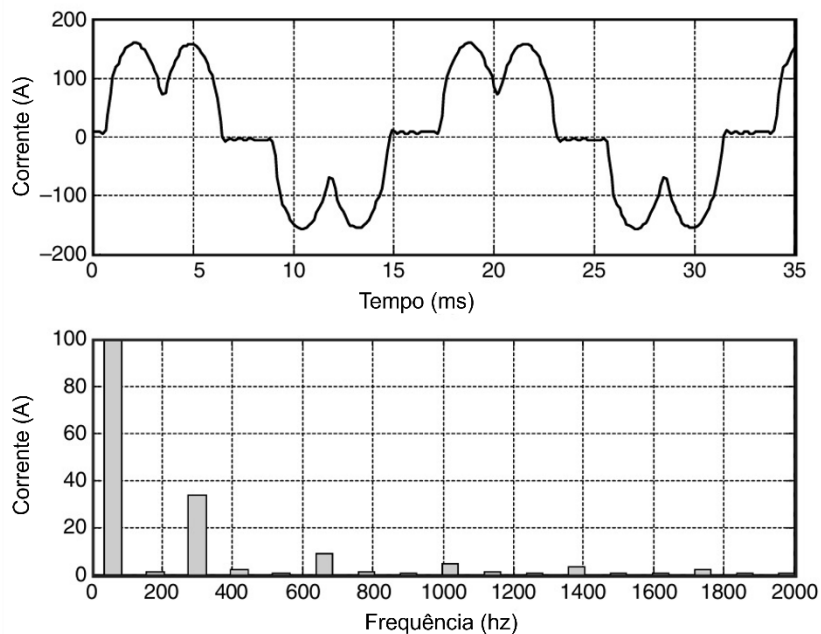
Fonte: Chapman (2002).

Figura 5 – Forma de onda de corrente e espectro harmônico típico de um transformador.



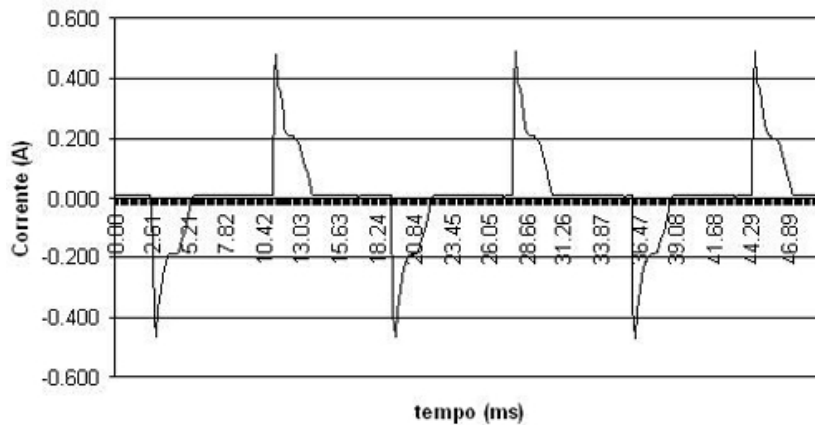
Fonte: Adaptado de Dugan *et al.* (2002).

Figura 6 – Forma de onda de corrente e espectro harmônico típico de um motor com velocidade ajustável (máquina rotativa).



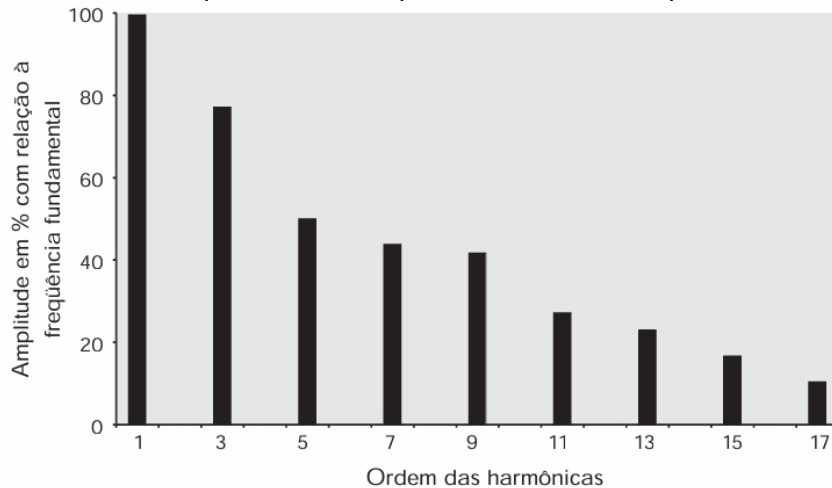
Fonte: Adaptado de Dugan *et al.* (2002).

Figura 7 – Forma de onda de corrente típica de uma lâmpada fluorescente compacta.



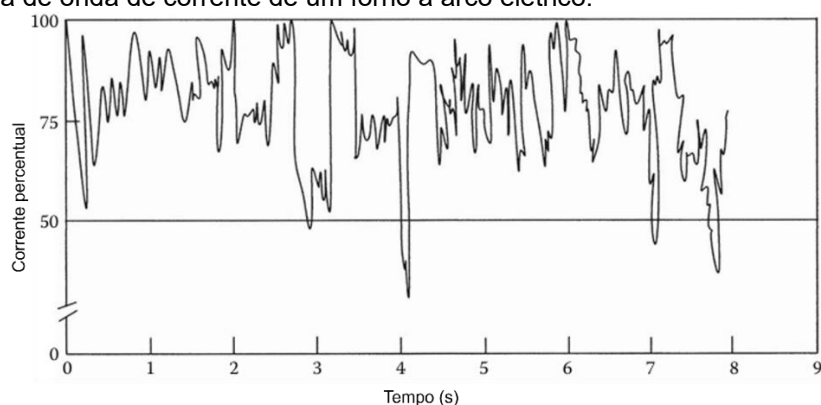
Fonte: Pires (2006).

Figura 8 – Espectro harmônico típico de uma lâmpada fluorescente compacta.



Fonte: Chapman (2002).

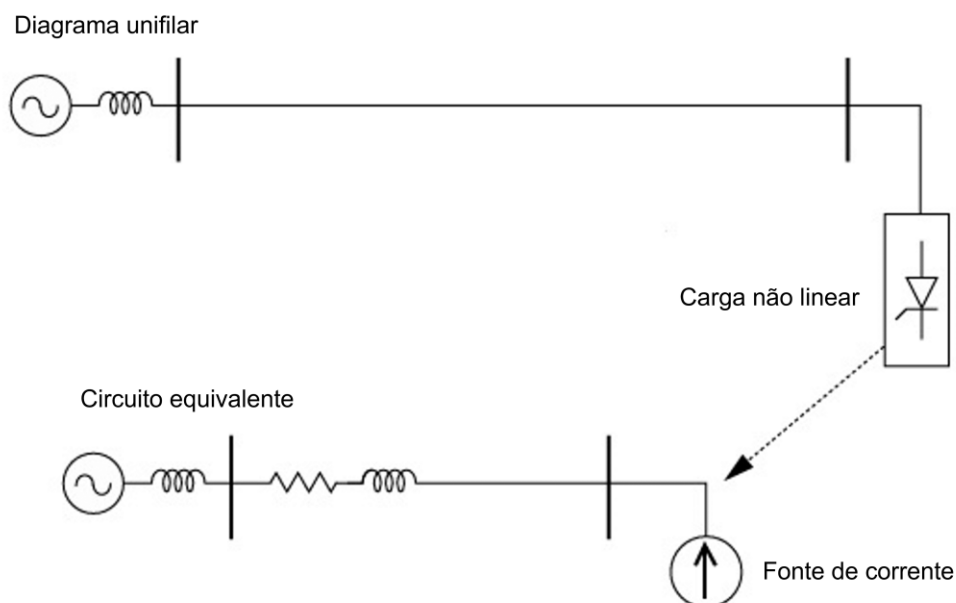
Figura 9 – Forma de onda de corrente de um forno à arco elétrico.



Fonte: Adaptado de Das (2022).

A corrente senoidal distorcida ocasionada por tais componentes não-lineares vai gerar distorções nas demais partes do circuito por onde passar, sendo seu impacto proporcional às impedâncias deste circuito. Logo, as fontes de distorções harmônicas podem ser representadas na forma de uma fonte de corrente que injeta distorções ao sistema elétrico (Fig. 10) (Dugan *et al.*, 2002). Devido suas interações com o resto do sistema, essa corrente distorcida implicará também na existência de tensões distorcidas.

Figura 10 – Representação de carga não linear por uma fonte de corrente harmônica.



Fonte: Adaptado de Dugan *et al.* (2002).

Apesar de configurarem como um dos tipos de fenômenos que afetam a qualidade da energia elétrica, geralmente essas distorções harmônicas não costumam afetar um sistema elétrico modelado adequadamente, com exceção de casos onde ocorre ressonância harmônica. O consumidor deve zelar para inserir uma menor quantidade de correntes harmônicas na rede elétrica e as distribuidoras de energia

devem zelar para que as impedâncias relativas ao seu sistema não elevem a distorção inserida pelo consumidor.

No entanto, apesar de tal distorção estar relacionada aos componentes não lineares, a distorção independe do componente (Dugan *et al.*, 2002). Isso significa que uma determinada arquitetura do sistema pode funcionar sem qualquer distúrbio, enquanto outra arquitetura utilizando os mesmos componentes pode apresentar níveis elevados de distorção. Portanto, a relação entre os componentes do sistema em determinada configuração é a chave para a análise de harmônicos ao invés da pura observação do componente isolado.

Essa observação também é significativa para a análise da fonte da distorção. Uma unidade consumidora apresentando altos níveis de distorção harmônica não implica que a mesma é a única ou principal responsável por tais harmônicos, apenas implica que a configuração atual na qual o sistema se encontra, sendo afetado por todas as demais unidades consumidoras e possíveis fontes de distorção conectadas ao sistema de distribuição, favorece a distorção no ponto de conexão desse consumidor.

É esperado que os harmônicos se apresentem como múltiplos inteiros da frequência fundamental, porém nem todo sistema se comporta desse modo e alguns apresentam distorções em frequências múltiplas não inteiras da fundamental, sendo estas distorções denominadas interharmônicos (IEEE, 2022). Os interharmônicos são associados a presença de cargas não lineares que afetam múltiplas frequências ou que incidem na rápida comutação da amplitude da corrente (Dugan *et al.*, 2002). Quando esse múltiplo não inteiro se encontra na faixa de valores]0:1[, a distorção também recebe a denominação de subharmônica. Quanto aos harmônicos de alta frequência ($n > 25$), estes recebem a denominação de supra-harmônicos³.

2.3 Indicadores de distorção harmônica

Nesta seção serão abordados os parâmetros elétricos no contexto de formas de onda com distorção harmônica e parâmetros elétricos específicos para a mensuração dos harmônicos.

Os parâmetros sob os quais o sistema elétrico usualmente é avaliado considera as formas de onda contendo somente a frequência fundamental. Portanto, é

³ Neste trabalho, o termo harmônico será utilizado como um termo guarda-chuva para se referir às distorções cíclicas com frequências múltiplas da frequência fundamental.

necessário abordar como tais parâmetros são modificados pela presença dos harmônicos para que seja realizada sua avaliação correta.

2.3.1 Valor eficaz (rms)

O valor eficaz, ou rms, de uma forma de onda periódica, seja ela senoidal ou distorcida, é dado pela raiz quadrada da soma dos quadrados dos valores eficazes da forma de onda em cada componente espectral ativado (Dugan *et al.*, 2002). Ou seja, será a raiz quadrada da soma dos quadrados dos valores rms de cada harmônico. Portanto, têm-se as seguintes expressões para a tensão (2.3) e corrente eficazes (2.4) em situações com harmônicos:

$$V_{\text{rms}} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{\text{max}}} \left(\frac{1}{\sqrt{2}} V_h\right)^2} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{V_1^2 + V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_{h_{\text{max}}}^2} \quad (2.3)$$

$$I_{\text{rms}} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{\text{max}}} \left(\frac{1}{\sqrt{2}} I_h\right)^2} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots + I_{h_{\text{max}}}^2} \quad (2.4)$$

Nota-se que, considerando-se o caso em que apenas o componente da frequência fundamental está ativado, retorna-se a forma padrão do cálculo do valor eficaz, tanto para a tensão (2.5) quanto para a corrente (2.6).

$$V_{\text{rms}} = \frac{1}{\sqrt{2}} V_1 \quad (2.5)$$

$$I_{\text{rms}} = \frac{1}{\sqrt{2}} I_1 \quad (2.6)$$

2.3.2 Parâmetros de potência

2.3.2.1 Potência aparente (S)

A potência aparente é dada pelo produto dos valores eficazes da tensão e da corrente elétrica. Logo:

$$S = V_{\text{rms}} \cdot I_{\text{rms}} \quad (2.7)$$

2.3.2.2 Potência ativa (P)

A potência ativa (2.8) é dada pela média do produto dos valores instantâneos da tensão e corrente elétrica, tanto para formas de ondas senoidais ou distorcidas

(Dugan *et al.*, 2002). Portanto, em condições de distorção harmônica, a potência ativa total (2.9) será dada pela soma das potências ativas de cada componente espectral.

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T v(t)i(t) dt \quad (2.8)$$

$$P_T = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_h \quad (2.9)$$

2.3.2.3 Potência reativa (Q) e potência de distorção (D)

A potência reativa (Q) está relacionada à potência no circuito que não realiza trabalho, sendo esta geralmente associada aos componentes reativos. Em situações sinusoidais, esta potência aparece em quadratura com a potência ativa.

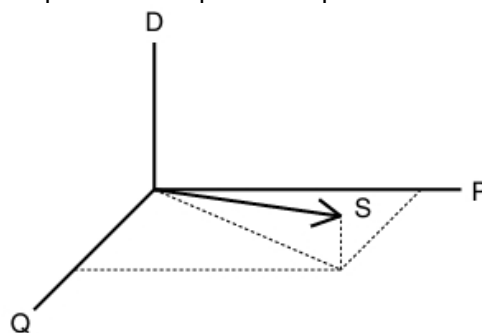
No entanto, quando há distorção no sistema, a potência que sobra ao somar-se potência aparente e potência ativa em um nó não é nula, ou seja, apresenta um caráter não conservativo. Como a conservação de energia e a lei de Kirchoff das correntes são aplicáveis para qualquer tipo de forma de onda, isso fez alguns profissionais de estudo de harmônicos sugerirem a utilização de uma nova quantidade para indicar essa parte não conservativa, mantendo a já conhecida potência reativa Q para indicar a parte em quadratura e conservativa (Dugan *et al.*, 2002).

Seguindo tal sugestão, em situações de distorção harmônica, a potência que não realiza trabalho pode ser dividida em componente conservativo e componente não conservativo, onde a característica da não conservação está relacionada a distorção presente no sistema, tal que a relação entre S, P e Q contém mais um elemento, que aqui será denominado potência distorcida (D) (Dugan *et al.*, 2002). Logo, a relação entre as potências será dada por:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (2.10)$$

A representação vetorial dessa relação é ilustrada na Figura 11.

Figura 11 – Relação entre os componentes da potência aparente.



Fonte: Dugan *et al.* (2002).

A potência reativa (2.11) é dada pelo produto vetorial entre a tensão e a corrente elétrica, tanto para formas de ondas senoidais ou distorcidas (Dugan *et al.*, 2002). Portanto, em condições de distorção harmônica, a potência ativa total será dada pela soma das potências ativas de cada componente espectral. Semelhante a potência ativa, a potência reativa total (2.12) será dada pela soma das potências reativas para cada componente espectral.

$$Q = v(t) \times i(t) \quad (2.11)$$

$$Q_T = \sum_h V_h I_h \text{sen } \theta_h = Q_1 + Q_2 + Q_3 + \dots + Q_h \quad (2.12)$$

Por fim, a potência de distorção será dada por:

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2} \quad (2.13)$$

2.3.2.4 Fator de potência (fp)

O fator de potência continuará indicando a porcentagem de potência ativa que efetivamente realiza trabalho, que é dado por:

$$fp = \frac{P}{S} \quad (2.14)$$

Em ondas puramente senoidais, o fator de potência pode ser representado pelo cosseno do ângulo de fase. No caso de ondas com componentes harmônicos, o fator de potência será o verdadeiro fator de potência e o cosseno do ângulo de fase será o fator de potência de deslocamento (Dugan *et al.*, 2002).

2.3.3 Sequência de fase

Em sistemas trifásicos, um conjunto de componentes desbalanceados pode ser transformado em três componentes balanceados (Dugan *et al.*, 2002), sendo estes:

- a) Sequência positiva – Componente formado por três senoides defasadas 120° entre si e com rotação normal (A-B-C).
- b) Sequência negativa – Componente também formado por três senoides defasadas 120° entre si, porém com rotação reversa (A-C-B).
- c) Sequência zero – Componente formados por senoides com a mesma fase.

Em casos de sistemas trifásicos balanceados com componentes harmônicos, os componentes podem ser representados seguindo a ordem: sequência positiva - sequência negativa - sequência zero (Das, 2022). Ou seja, para os componentes harmônicos ocorrem as relações expostas na Tabela 1.

Tabela 1 – Sequência de harmônicos.

Ordem harmônica	Sequência harmônica
1	+
2	-
3	0
4	+
5	-
6	0
7	+
8	-
9	0
10	+
11	-
12	0
13,14,15	+, -, 0
...	

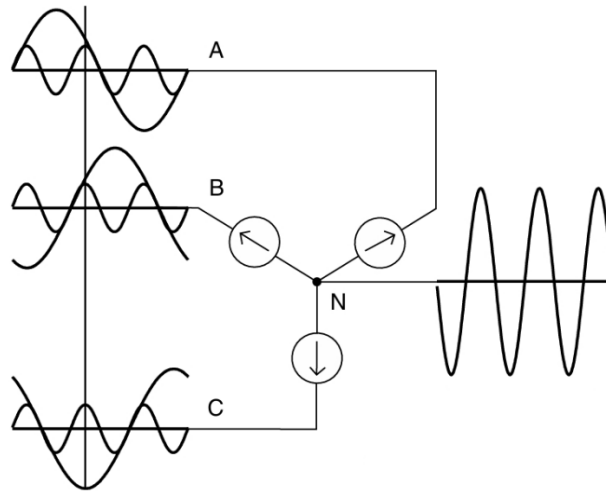
Fonte: Adaptado de Das (2002).

Considerando a condição ideal, onde existem somente os componentes de ordem ímpar, tem-se a seguinte forma de representação (Dugan *et al.*, 2002):

- a) Harmônicos de ordem $h = 1, 7, 13, \dots$ são representados pela sequência positiva.
- b) Harmônicos de ordem $h = 5, 11, 17, \dots$ são representados pela sequência negativa.
- c) Harmônicos de ordem tripla ($h = 3, 9, 15, \dots$) são representados pela sequência zero.

Além disso, é importante lembrar que componentes de corrente elétrica de sequência zero se somam no neutro de conexões Y aterradas. Em sistemas balanceados, as componentes da frequência fundamental se anulam, porém as componentes harmônicas de ordem tripla, que se comportam como a sequência zero, não se anulam (Fig. 12), o que pode ocasionar em superaquecimento do filamento neutro. Logo, deve-se atentar para tais tipos de conexão quando verificada a incidência de distorção harmônica. Para sistemas não balanceados, o harmônico de qualquer ordem poderá apresentar comportamento de qualquer tipo de sequência (Dugan *et al.*, 2002).

Figura 12 – Correntes de harmônicos de ordem tripla se somando no neutro.



Fonte: Adaptado de Dugan *et al.* (2002).

2.3.4 Indicadores harmônicos

2.3.4.1 Distorção harmônica total (DHT)

A distorção harmônica total (DHT) é um indicador harmônico utilizado para mensurar o desvio da forma de onda em relação à onda puramente senoidal, conforme a equação 2.15.

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h>1}^{h_{\max}} M_h^2}}{M_1} \quad (2.15)$$

$$DHT_V = \frac{\sqrt{\sum_{h>1}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} \quad (2.16)$$

$$DHT_I = \frac{\sqrt{\sum_{h>1}^{h_{\max}} I_h^2}}{I_1} \quad (2.17)$$

Conforme Dugan *et al.* (2002), este índice é utilizado principalmente para mensurar a tensão harmônica e para inferir a quantidade de aquecimento provocado pelas distorções.

2.3.4.2 Taxa de distorção de demanda (TDD)

A taxa de distorção de demanda (TDD) é um indicador harmônico utilizado para mensurar o desvio da corrente harmônica em relação ao valor da corrente fundamental sob demanda máxima, conforme a equação 2.18. Este índice geralmente

é medido pela média das correntes de demanda máximas obtidas durante o período de um ano (Dugan *et al.*, 2002).

$$\text{TDD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} I_h^2}}{I_L} \quad (2.18)$$

onde I_L é a corrente de carga de demanda máxima na frequência fundamental.

2.4 Impactos da distorção harmônica na rede elétrica

Nesta seção serão apresentados os comportamentos dos harmônicos e suas implicações na modelagem do sistema elétrico, o fenômeno da ressonância harmônica e os impactos da distorção harmônica na operação dos equipamentos.

Conforme Das (2022), de modo geral, a distorção harmônica terá os seguintes impactos na rede elétrica:

- Falha em BCs devido à sobrecarga de potência reativa, ressonância e amplificação harmônica, implicando na em perdas e sobretensões, além de possíveis falhas na operação de fusíveis;
- Excesso de aquecimento, perdas elétricas, torques harmônicos e oscilação em máquinas síncronas e máquinas de indução;
- Aumento na corrente de sequência negativa de geradores síncronos, o que pode danificar o rotor e os enrolamentos da máquina;
- Geração de fluxo harmônico, aquecimento por correntes parasitas, aumento na densidade de fluxo e degradação de transformadores;
- Sobretensões e correntes elevadas em caso de ressonância harmônica;
- Degradação de cabos devido ao excesso de aquecimento por correntes parasitas e pelas perdas de efeito *skin*;
- Interferência indutiva em circuitos de telecomunicações;
- Interferência de sinal e mau funcionamento de relés em sistemas controlados por microprocessadores e por processadores de estado sólido;
- Interferência em controles *ripple* e na operação de comutação remota, controle de carga e sistemas de medição;
- Operação instável no disparo de circuitos baseados em detecção de tensão zero e no travamento;
- Interferência nos controladores de motores de grande porte e nos sistemas de excitação do sistema de potência;

- Flutuação de tensão (*flickering*);
- Estresse no isolamento elétrico de máquinas rotativas;
- Sobrecarregamento no neutro;
- Interferências eletromagnéticas.

Apesar de afetar negativamente o funcionamento do sistema elétrico em geral (através da promoção de sobrecargas, perdas elétricas e sobreaquecimento), os equipamentos que sofrem os maiores impactos devido a distorção harmônica são os capacitores, transformadores e máquinas rotativas, cujo os efeitos serão abordados a seguir.

Os impactos nos capacitores são:

- Alta distorção de tensão durante ressonância harmônica;
- Alta corrente harmônica, geralmente contendo um único componente harmônico (harmônico monotônico) sobre a frequência fundamental.

Já em transformadores, os impactos são:

- Aquecimento adicional devido corrente e tensão harmônica;
- Encarecimento do produto devido a alterações de design necessárias para acomodar a operação em frequências mais elevadas;
- Aumento na corrente rms e, conseqüentemente, aumento na perda nos condutores;
- Aumento nas perdas e aquecimento causados por correntes parasitas, que são proporcionais ao quadrado da frequência da corrente.

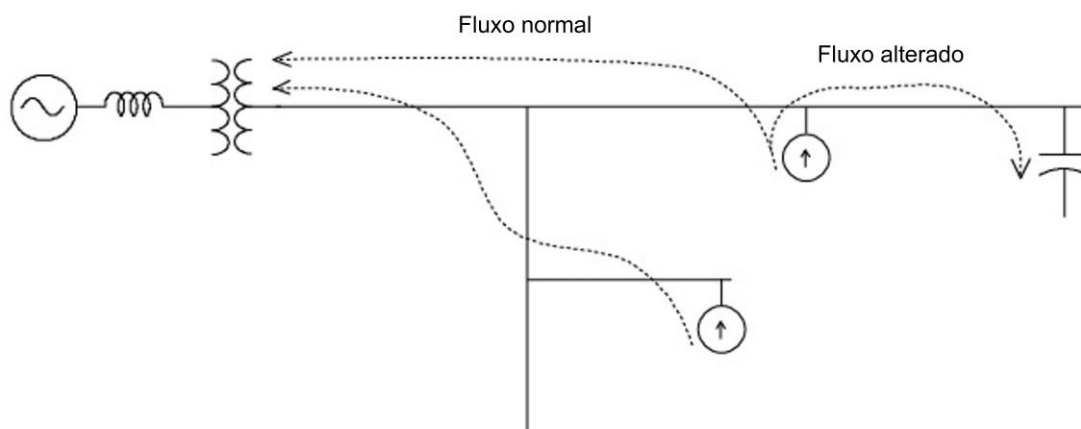
Por fim, os impactos em máquinas rotativas são:

- Indução de correntes de alta frequência no rotor;
- Aumento nas perdas elétricas, devido ao fluxo de harmônicos e ao torque harmônico;
- Diminuição na eficiência do equipamento;
- Aumento no aquecimento, vibração e barulhos de alta frequência.

Conforme Dugan *et al.* (2002), em sistemas radiais a distorção harmônica costuma fluir de sua fonte de geração em direção à fonte do sistema elétrico, visto que a impedância equivalente do sistema elétrico geralmente é a que oferece menor resistência à passagem da corrente harmônica. Esse comportamento da corrente harmônica pode ser alterado pela presença de capacitores *shunt* no sistema, onde o

fluxo pode ser desviado em direção a estes capacitores. A Figuras 13 mostra essa variação no fluxo da corrente harmônica.

Figura 13 – Comparação do fluxo normal da corrente harmônica e na presença de capacitores *shunt*.



Fonte: Adaptado de Dugan *et al.* (2002).

Ainda conforme Dugan *et al.* (2002), as distorções harmônicas causam impacto majoritariamente em três aspectos da modelagem do sistema elétrico: a impedância do sistema; BCs; e cargas resistivas.

Na maior parte do sistema elétrico é adequado utilizar uma representação da impedância de um sistema como sendo majoritariamente reativa, podendo ser representada somente pela sua reatância equivalente. No entanto, em situações de distorção harmônica deve-se atualizar a modelagem do sistema para que esta passe a considerar a mudança linear com a frequência que a reatância vai apresentar (Dugan *et al.*, 2002), tal que para a h -ésima frequência harmônica, a reatância será dada por:

$$X_h = h \cdot X_1 \quad (2.19)$$

onde X_1 é a reatância do sistema na frequência fundamental.

A parte resistiva da impedância equivalente do sistema não costuma apresentar diferenças significativas para frequências abaixo do nono harmônico (Dugan *et al.*, 2002). Em altas frequências, o efeito *skin* em cabos e linhas resulta em uma resistência variando com a raiz quadrada da frequência, com exceção de transformadores.

Para transformadores de grande porte, a variação da resistência se assemelha à variação da reatância, se modificando proporcionalmente à frequência. Já os transformadores de pequeno porte não apresentam grande mudança de resistência, sendo geralmente representados pela resistência dos enrolamentos, que superam a ação dos harmônicos (Dugan *et al.*, 2002).

Portanto, a avaliação da impedância do sistema deve levar em consideração qual a característica de impedância mais predominante em sua arquitetura para mensurar o impacto dos harmônicos nesta rede.

Os capacitores, quando presentes no sistema elétrico, podem apresentar um forte impacto sob a ação de distorção harmônica, apesar de não serem sua fonte. Em capacitores conectados em modo *shunt*, a reatância capacitiva diminui proporcionalmente em função da frequência harmônica, conforme a equação 2.20.

$$X_C = \frac{1}{2\pi fC} \quad (2.20)$$

Os circuitos contendo reatância tanto indutiva quanto capacitiva apresentam frequências naturais associadas a estes componentes. A causa dos problemas mais severos relacionados a distorção harmônica – como aquecimento e degradação de equipamentos, geração de torque harmônico, disparo indevido de equipamentos de proteção, sobrecarga de capacitores *shunt* e até mesmo curtos-circuitos – é a ressonância harmônica, situação na qual as frequências naturais do sistema se alinham às frequências harmônicas e os níveis de distorção de corrente e de tensão se tornam excessivos e nocivos para o sistema (Dugan *et al.*, 2002). Essa ressonância pode se apresentar de dois modos em relação a fonte de distorção harmônica: ressonância paralela e ressonância série.

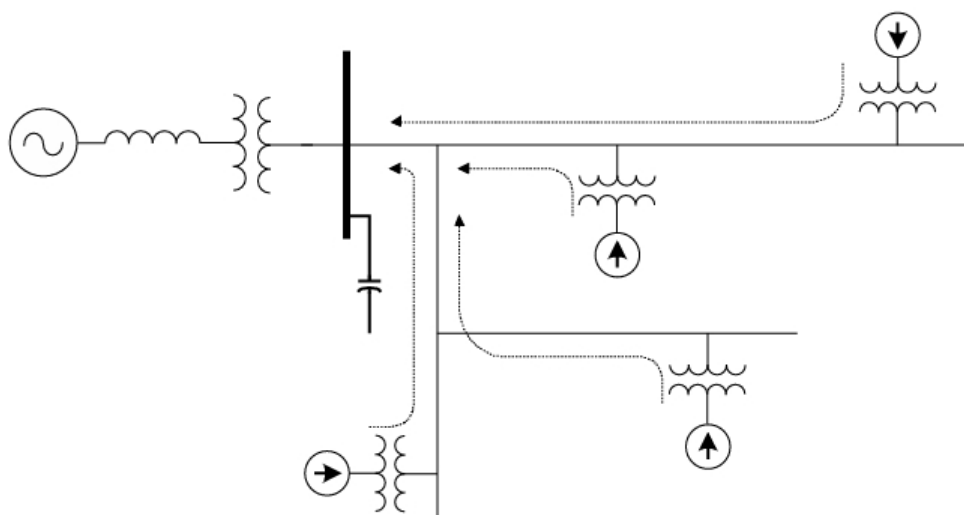
A ressonância paralela (ou ressonância em paralelo) ocorre quando as reatâncias do sistema e do elemento em paralelo se cancelam, gerando um aumento na impedância obtida da combinação em paralelo dos elementos, o que, conseqüentemente, causa uma grande ampliação na distorção da tensão e da corrente em pontos próximos da barra de alimentação do elemento em ressonância, fluindo em direção ao ponto de acoplamento comum (Dugan *et al.*, 2002). A frequência na qual ocorre a ressonância paralela é denominada frequência de ressonância paralela. Geralmente os elementos que se encontram em paralelo em relação ao sistema de distribuição são BCs utilizados para correção do fator de potência.

A Figura 14 mostra um sistema em potencial situação de ressonância em paralelo, visto que os capacitores *shunt* se encontram em paralelo à indutância equivalente do sistema.

Já a ressonância série (ou ressonância em série) ocorre quando as reatâncias do sistema e do elemento em série se cancelam, gerando uma diminuição na impedância obtida da combinação em série dos elementos, sendo esta dada apenas

pela resistência do sistema, o que também ocasiona no aumento da distorção na tensão e na corrente elétrica, porém com esta distorção fluindo em direção aos consumidores que estejam utilizando essa carga percebida como em série ao sistema. Essa característica pode ser utilizada como alternativa para direcionar a distorção harmônica para um filtro (Dugan *et al.*, 2002). A frequência na qual ocorre a ressonância série é denominada frequência de ressonância série. Geralmente esse tipo de ressonância ocorre quando uma capacitância *shunt* e a indutância de transformadores do sistema elétrico são percebidos como um circuito LC série pela fonte de distorção harmônica.

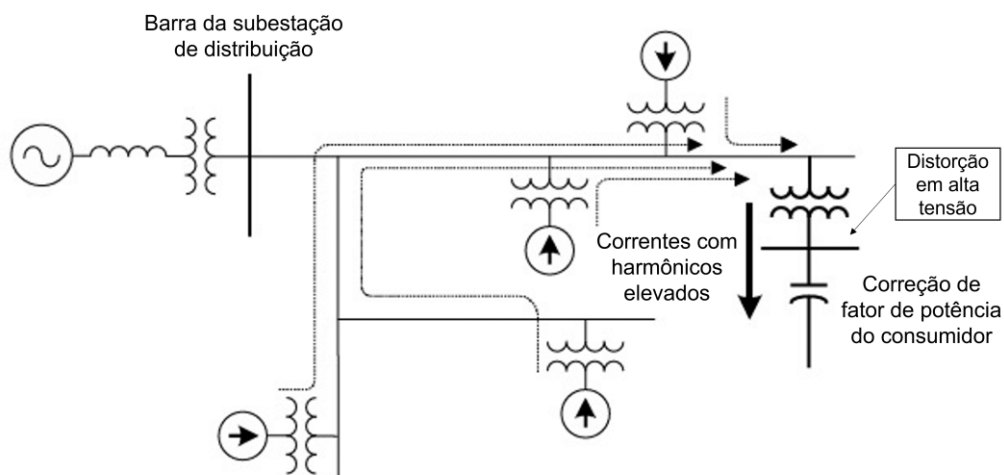
Figura 14 – Sistema elétrico em potencial situação de ressonância em paralelo.



Fonte: Dugan *et al.* (2002).

A Figura 15 mostra um sistema em potencial situação de ressonância em série, onde o BC utilizado para correção de fator de potência se encontra em série em relação à indutância equivalente do sistema.

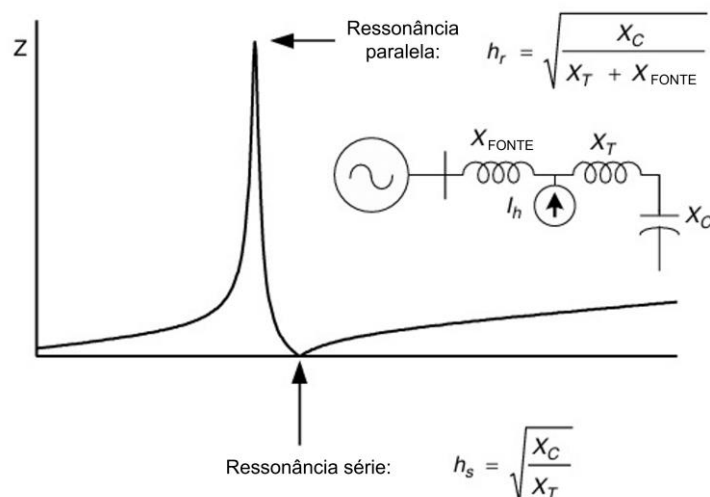
Figura 15 – Sistema elétrico em potencial situação de ressonância em série.



Fonte: Adaptado de Dugan *et al.* (2002).

Outro detalhe importante da ressonância em série é que por muitas vezes, devido a própria arquitetura do sistema, a ressonância em paralelo também pode surgir, onde a frequência de ressonância paralela sempre será menor do que a frequência de ressonância série, conforme mostra a Figura 16.

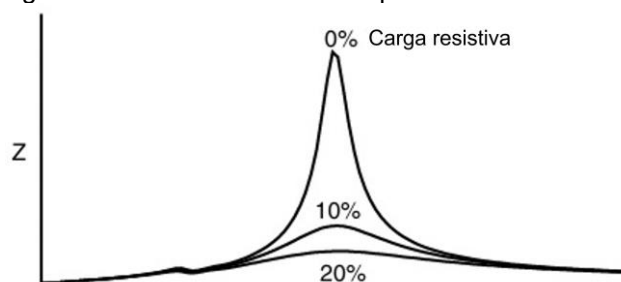
Figura 16 – Resposta em frequência de um circuito com incidência de ressonância série e paralela.



Fonte: Adaptado de Dugan *et al.* (2002).

Por fim, levando em consideração os elementos resistivos do sistema, os efeitos da distorção harmônica serão amortecidos por esses elementos, conforme apresentado na Figura 17 (Dugan *et al.*, 2002).

Figura 17 – Efeito das cargas resistivas na ressonância paralela.



Fonte: Adaptado de Dugan *et al.* (2002).

2.5 Análise de distorção harmônica na rede elétrica

Neste tópico serão abordados os métodos de análise da distorção harmônica no sistema elétrico.

A análise das distorções harmônicas presentes em um sistema elétrico é feita com o objetivo de mensurar as tensões harmônicas nos nós do circuito, as correntes harmônicas nos ramos e os índices de distorção harmônica, além de apontar a presença de ressonância harmônica (Wakileh, 2001).

Para esse tipo de estudo, podem-se classificar três tipos de vertentes: análise no domínio da frequência; análise no domínio do tempo; e análise por espaço de estados (Masoum; Fuchs, 2015). Como o foco deste trabalho é a aplicação da análise no domínio da frequência, somente esta será abordada aqui.

De modo geral, a análise de distorção harmônica é feita de modo similar a análise de fluxo de carga, porém considerando a influência de uma faixa de frequências harmônicas ao invés de somente a frequência fundamental (Das, 2022). Conforme o proposto pela série de Fourier, o efeito total da distorção harmônica se dará pela soma dos efeitos individuais das frequências harmônicas nos componentes do circuito.

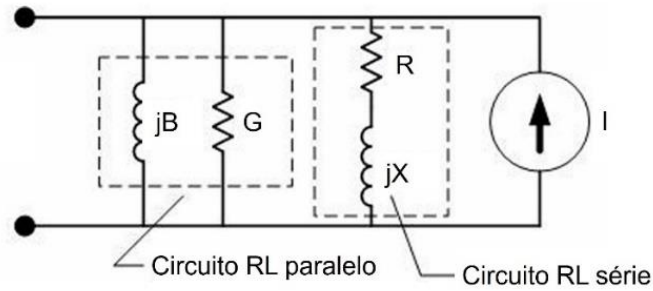
Conforme estabelecido na seção 2.2, a fonte de distorção harmônica será vista pelo sistema como uma fonte de corrente elétrica ativada somente na frequência harmônica correspondente. A análise de distorção harmônica, portanto, deverá avaliar a penetração dessa corrente nos diferentes pontos de inserção de harmônicos.

Tendo definido que as fontes harmônicas serão modeladas como fontes de corrente elétrica e que a cada iteração de análise de fluxo o modelo do circuito será modificado para representar seu comportamento perante a frequência sendo inserida, a análise resume-se à obtenção da matriz impedância do sistema para cada valor de frequência dentro da faixa de análise definida. Com os valores de impedância, identificam-se as frequências que implicam em ressonância harmônica e obtêm-se os valores de tensão e corrente harmônica no sistema. O grau de acurácia dessa análise irá variar conforme o nível de detalhamento utilizado na modelagem dos componentes do sistema elétrico. Conforme a natureza de estudos mais gerais, tal abordagem mais simples ainda possibilita resultados corretos (Das, 2022).

Para a análise do domínio da frequência, uma faixa de frequências é definida e as fontes de harmônicos são representadas por seus circuitos equivalentes de Norton. Conforme a Figura 18 mostra, os circuitos equivalentes de Norton possuem a fonte de corrente na frequência do harmônico em análise e a admitância equivalente da carga gerando a distorção, sendo representada por circuitos RL série e paralelo.

Quanto ao sistema conectado à fonte harmônica, suas impedâncias são modificadas conforme o efeito esperado pela ação dos harmônicos e então são representadas na forma reduzida pelo seu circuito equivalente de Thévenin. A análise é então realizada nessa junção da representação de Thévenin do sistema elétrico com a representação de Norton da fonte harmônica.

Figura 18 – Circuito equivalente Norton da fonte de distorção harmônica.



Fonte: Adaptado de EPRI (2015).

Considerando a aplicação do princípio da superposição, tem-se como resultado uma série de valores de tensão e corrente elétrica relacionados conforme as equações 2.21 e 2.22 mostradas abaixo:

$$[V] = [Z][I] \quad (2.21)$$

$$[I] = [Y][V] \quad (2.22)$$

onde $[V]$ é a matriz de tensão nodal, $[I]$ é a matriz de corrente nodal, $[Z]$ é a matriz de impedância e $[Y]$ é a matriz de admitância. Ressalta-se que os componentes da diagonal principal da matriz $[Y]$ correspondem às autoadmitâncias e os demais componentes da matriz $[Y]$ correspondem às admitâncias de transferência.

Esse processo de análise do circuito elétrico sob a ação de uma faixa de frequência, sendo essa ação observada pela soma das ações para cada frequência contida da faixa determinada, é denominada *frequency scan*, ou método de varredura de frequência. Para este tipo de análise, o circuito equivalente Norton utiliza uma fonte de corrente com valor de 1 pu. As frequências em que incidem ressonância harmônica podem ser obtidas pela matriz de impedância e observando sua variação conforme a faixa de frequência. Onde as frequências apresentam picos positivos, é percebida uma ressonância harmônica paralela, e onde são verificados picos negativos, é percebida uma ressonância harmônica em série, o que também é verificado na Figura 16 mostrada anteriormente (Das, 2022).

Apesar de bem estabelecido, quando na presença de mais de uma fonte harmônica, devido a interação entre os variados elementos capacitivos e indutivos do circuito, a varredura de frequência pode não ressaltar a quantidade ou a frequência de ressonância harmônica mais acurada. Um meio de se deixar o método de varredura de frequência mais assertivo é através da utilização de uma análise complementar baseada em autovalores e autovetores, denominada análise modal.

Essa análise consiste em utilizar a decomposição da matriz de admitância $[Y]$ do sistema elétrico em sua forma diagonal, tal que a mesma seja representada pela multiplicação de 3 matrizes, uma matriz inferior $[L]$ (matriz de autovetor), uma matriz diagonal $[\Lambda]$ (matriz de autovalores) e uma matriz superior $[T]$ (matriz de autovetor), conforme a equação 2.23.

$$[Y] = [L][\Lambda][T] \quad (2.23)$$

Aplicando tal forma decomposta na relação entre tensão e corrente nodal, têm-se a seguinte equação:

$$[V] = [L][\Lambda]^{-1}[T][I] \quad (2.24)$$

Conforme Xu *et al.* (2005), definindo $[U] = [T][V]$ como a tensão modal e $[J] = [T][I]$ como a corrente modal, a relação entre corrente e tensão pode ser dada pela equação 2.25 abaixo, onde $[\Lambda]^{-1}$ é a matriz de impedância modal.

$$[U] = [\Lambda]^{-1}[J] \quad (2.25)$$

Decompondo a matriz $[Y]^{-1}$ (que é igual a matriz $[Z]$), serão obtidas impedâncias modais Z_m , cujo o valor máximo identificado em uma dada frequência será o modo crítico desta frequência.

Neste modo de representação do sistema elétrico, o que antes era avaliado como nó do sistema será agora avaliado como modo do sistema. Logo, dado um nó n qualquer, o mesmo terá um modo m correspondente, que representa a atuação do nó n quando se considera as impedâncias decompostas (ou seja, considera as impedâncias sem a influência mútua dos demais nós do sistema).

Reunindo a informação dos modos críticos para todas as frequências da faixa espectral estabelecida, a análise da representação gráfica de tal informação permitirá que, observando seus picos, sejam determinadas as frequências de ressonância de modo mais acurado, visto que a mesma consegue separar os efeitos mútuos que os componentes teriam uns com os outros. Isso também permite a identificação do local onde ocorre tal ressonância, visto que o mesmo estará relacionado a um modo específico.

Por fim, a utilização da análise modal também permite analisar o impacto que determinada ressonância terá pelo sistema elétrico. Em Xu *et al.*, 2005, o impacto é inferido a partir do fator de participação, expresso na equação 2.26.

$$FP_{nm} = L_{nm}T_{mb} \quad (2.26)$$

onde FP_{nm} é o fator de participação do nó n no modo m , L_{nm} é o valor do autovetor esquerdo obtido no nó n para o modo m , e T_{mb} é o valor do autovetor direito obtido no

nó n para o modo m . Esse fator de participação vai estar relacionado a amplitude da área de impacto das ressonâncias harmônicas.

Esses métodos de análise de harmônicos permitem que a criação ou alteração na rede elétrica seja feita de modo a controlar e minimizar os níveis de distorções e ressonâncias harmônicas, ou auxiliar diretamente no planejamento de métodos de mitigação e correção de harmônicos.

2.6 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os princípios de distorção harmônica, como sua conceituação, seus tipos considerando critérios de faixa de frequência e arquitetura de incidência na rede elétrica, fontes de distorção, parâmetros de medição, efeitos no sistema elétrico e como realizar a análise de tal distorção.

Conforme verificado no decorrer do capítulo, os próprios equipamentos que compõem o sistema de distribuição de energia elétrica, bem como sua característica de estar conectada de modo mais próximo ao consumidor final, trazem essa não linearidade que incide nas distorções harmônicas, o que as tornam quase inevitáveis na rede elétrica.

No entanto, a robustez do sistema elétrico permite uma certa margem de distorção harmônica tal que a mesma não se torne tão nociva à operação. Portanto, a existência da distorção harmônica no sistema de distribuição de energia elétrica não é o principal ponto de atenção a ser considerado na manutenção da qualidade de energia, mas sim a forma como os componentes desse sistema serão manipulados de modo a garantir que a interação entre eles não gere valores de tensão e corrente elétrica que ultrapassem as normas aceitáveis, como no caso de ressonância harmônica.

A ressonância harmônica é um problema relevante pois ele surge com a inserção de componentes na rede elétrica que apresentem frequências naturais alinhadas às frequências de distorção harmônica, o que pode ocorrer mesmo na tentativa de se melhorar a qualidade de energia elétrica, a exemplo da incidência de ressonância harmônica após a utilização de BCs para a correção do fator de potência. Logo, a análise do sistema de distribuição de energia elétrica com foco nos impactos da distorção harmônica faz-se necessária para garantir o funcionamento adequado da rede.

Dentre os métodos de análise possíveis, deu-se destaque para a utilização do método de varredura de frequência, que possibilita a verificação do comportamento do sistema conforme a variação de valores de frequência dentro de uma faixa determinada, e para a análise modal, que traz uma maior acurácia na determinação de valor de frequência, quantidade de harmônicos e localização de suas fontes. A aplicação dessas técnicas de análise será abordada no capítulo a seguir.

3 FERRAMENTAS E MÉTODOS

3.1 Introdução

Este capítulo trata sobre as ferramentas utilizadas para a simulação do circuito elétrico e sua posterior análise modal, bem como a metodologia aplicada para realizar tais procedimentos. O capítulo se divide nas seguintes seções:

- A seção 3.2 trata sobre as características das ferramentas utilizadas no decorrer deste trabalho, como o sistema elétrico objeto de estudo e o *software* utilizado nas simulações e análises dos resultados;
- A seção 3.3 trata sobre a metodologia utilizada para aplicar a análise modal na avaliação de ressonância harmônica;
- A seção 3.4 traz uma síntese dos principais pontos abordados no capítulo, cujos resultados da aplicação serão expostos no capítulo 4.

3.2 Ferramentas

3.2.1 *Software* de simulação

Para a execução das simulações do comportamento do sistema elétrico utilizou-se o *software Open-Source Distribution System Simulator* (OpenDSS), do *Electric Power Research Institute* (EPRI), originalmente desenvolvido por Roger Dugan em 1997. Este se trata de um *software* de código aberto gratuito voltado para a simulação e análise de sistemas elétricos de distribuição. O mesmo utiliza a execução de simulações no domínio da frequência, o que torna a análise de harmônicos uma aplicação quase natural ao programa. Além disso, é possível aplicá-lo para a análise de fluxo de carga, estudo de funcionamento dinâmico, estudo de faltas, dentre outros estudos (EPRI, 2024).

Outra característica que potencializa a aplicação da ferramenta para as mais diversas análises no domínio da frequência é a implementação da interface COM (*Component Object Model*), que permite ao usuário personalizar ou criar novos tipos de estudos do sistema elétrico e também possibilita a criação de códigos em outras linguagens de programação, como *Python*, *C#* e *R* (EPRI, 2024).

Para a realização deste trabalho, utilizou-se a linguagem *Python* para a criação dos *scripts* do OpenDSS, com o auxílio da biblioteca *py-dss-interface*, desenvolvida

por Paulo Radatz, e que, como o próprio nome sugere, faz uma interface entre as funcionalidades do OpenDSS e a linguagem de programação (RADATZ, 2020).

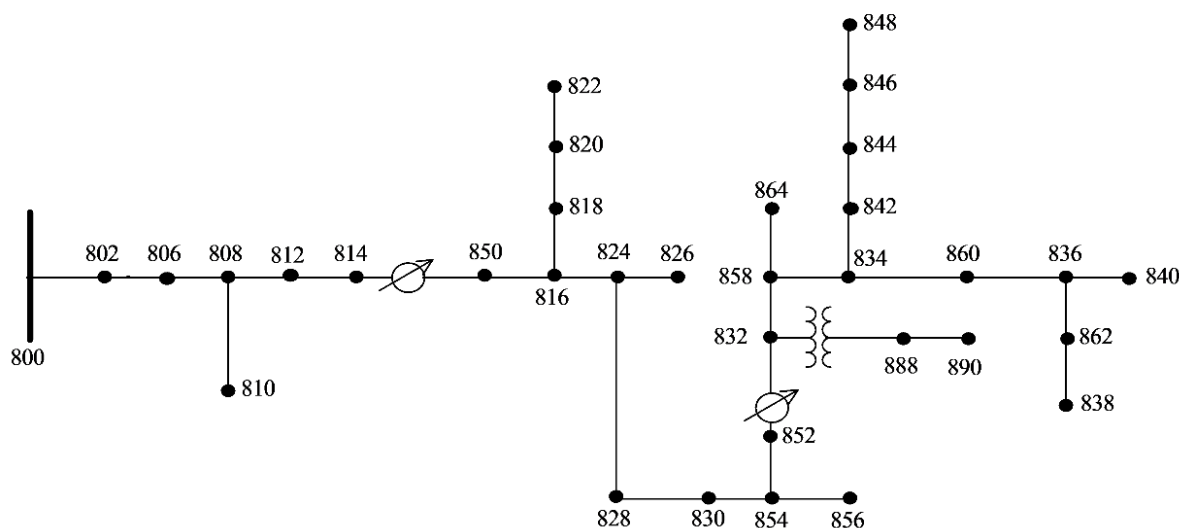
Os códigos em *Python* foram implementados no editor de código VSCode (*Visual Studio Code*) e, além da biblioteca *py-dss-interface*, utilizou-se as bibliotecas *pandas*, voltada para a manipulação e análise de dados, e *numpy*, voltada para operações matemáticas em vetores e matrizes de grandes dimensões.

Ambas as ferramentas citadas acima foram selecionadas pelo caráter gratuito e, portanto, de fácil acesso, possibilitando a replicação dos procedimentos expostos neste trabalho.

3.2.2 Sistema elétrico

O sistema elétrico adotado para as simulações foi o sistema teste IEEE de 34 barras, composto por 34 barras e 32 linhas, com trechos de linha variando de 3,05 m à 11,43 km, e com configuração ramificada. A Figura 19 mostra o diagrama unifilar do sistema.

Figura 19 – Sistema teste IEEE 34 barras.



Fonte: IEEE (S.d.).

O sistema é alimentado em baixa por um transformador trifásico de 2.500 kVA com 69 kV em delta na *sourcebus* e 24,9 kV em estrela aterrado na barra 800. Também conta com um transformador trifásico de 500 kVA com 24,9 kV em estrela aterrado na barra 832 e 4,16 kV em estrela aterrado na barra 888 (IEEE, S.d.).

Além disso, o sistema possui 8 barras monofásicas e 26 barras trifásicas, com cargas concentradas que totalizam 1.047 kW e 677 kVAr (344 kW e 224 kVAr na fase A, 344 kW e 224 kVAr na fase B, e 359 kW e 229 kVAr na fase C) e cargas distribuídas

que totalizam 722 kW e 367 kVAr (262 kW e 133 kVAr na fase A, 240 kW e 120 kVAr na fase B, e 220 kW e 114 kVAr na fase C). Tais cargas variam em tipo de conexão (delta ou estrela) e em tipo de modelagem (modelo PQ, modelo impedância constante ou modelo corrente constante) (IEEE, S.d.). A configuração das cargas está exposta na Tabela 2.

Tabela 2 – Configuração das cargas contida no sistema de teste IEEE 34 barras.

Local (barra)	Modelo de carga	Fase A (kW)	Fase A (kVAr)	Fase B (kW)	Fase B (kVAr)	Fase C (kW)	Fase C (kVAr)
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
802-806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808-810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818-820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820-822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816-824	D-I	0	0	5	2	0	0
824-826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824-828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828-830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854-856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832-858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858-864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858-834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834-860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860-836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836-840	D-I	18	9	22	11	0	0
862-838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842-844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844-846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846-848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0

Fonte: Adaptado de IEEE (S.d.).

Por fim, o sistema conta com dois BCs trifásicos *shunt*, um de 300 kVAr na barra 844 (100 kVAr em cada fase) e um de 450 kVAr na barra 848 (150 kVAr em cada fase), e dois conjuntos trifásicos de RTs monofásicos nas barras 814 e 852 (IEEE, S.d.).

Para verificar a variação da ressonância harmônica conforme a adição de BCs em paralelo, o sistema de 34 barras foi testado sob dois cenários:

- Cenário 1: Sistema de teste IEEE 34 barras inalterado, considerando o efeito dos BCs já presentes no circuito;
- Cenário 2: Sistema de teste IEEE 34 barras com adição de um BC trifásico *shunt* de 300 kVAr na barra 832.

A potência do BC alocado para o cenário 2 foi selecionada devido a observação da presença de ressonância no 5º harmônico no cenário original, tal que, para a potência aparente obtida na análise de curto-circuito desse sistema, o valor de potência reativa utilizada contribuísse nessa ressonância harmônica. Além disso, por questões dos valores comumente encontrados comercialmente, o valor foi aproximado para 300 kVAr.

3.3 Métodos

A proposta do trabalho é verificar a aplicação de análise modal na avaliação de zonas críticas de ressonância harmônica, particularmente considerando a adição de BCs em sistemas de distribuição. Logo, durante o desenvolvimento do trabalho foi necessário aplicar as seguintes etapas:

- Determinar a estrutura do sistema elétrico sob análise;
- Fazer a varredura de frequência no sistema;
- Decompor a matriz de admitância $[Y]$ na sua forma $[L][\Lambda][T]$;
- Calcular as impedâncias modais Z_m ;
- Determinar as barras e frequências que apresentam o modo crítico;
- Avaliar zonas críticas em função da ressonância harmônica.

O desenvolvimento de cada etapa será detalhado nas subseções a seguir.

3.3.1 Determinação da estrutura do sistema elétrico

Visto que foi selecionado para ambos os cenários o sistema de teste IEEE 34 barras e o mesmo aparecer com frequência em estudos de sistemas elétricos em

geral, a estrutura do sistema já vem como um dos exemplos disponíveis junto com a instalação do OpenDSS. O *software* traz duas versões do circuito, porém a versão fidedigna ao modelo apresentado pelo IEEE é a denominada “ieeee34Mod1.dss”, que foi a utilizada na simulação do cenário 1. Para a simulação do cenário 2 foi apenas adicionado o BC abaixo da criação dos outros BCs já existentes no arquivo.

Figura 20 – Trecho do código onde o BC é alocado na barra 832 para a simulação do cenário 2.

! Capacitors				
New Capacitor.C844	Bus1=844	Phases=3	kVAR=300	kV=24.9
New Capacitor.C848	Bus1=848	Phases=3	kVAR=450	kV=24.9
New Capacitor.C832	Bus1=832	Phases=3	kVAR=283	kV=24.9

Fonte: De autoria própria (2025).

No OpenDSS, a simulação dos modos de análise é feita considerando para cada elemento do sistema elétrico uma representação através de matriz admitância nodal [Y] primitiva e a representação do comportamento não linear através de fontes de corrente (Dugan, 2022).

3.3.2 Varredura de frequência

As simulações de varredura de frequência foram realizadas no OpenDSS a partir de códigos em *Python*, com resultados dados na forma de arquivos CSV das matrizes de tensão nodal [V] e de admitância nodal [Y].

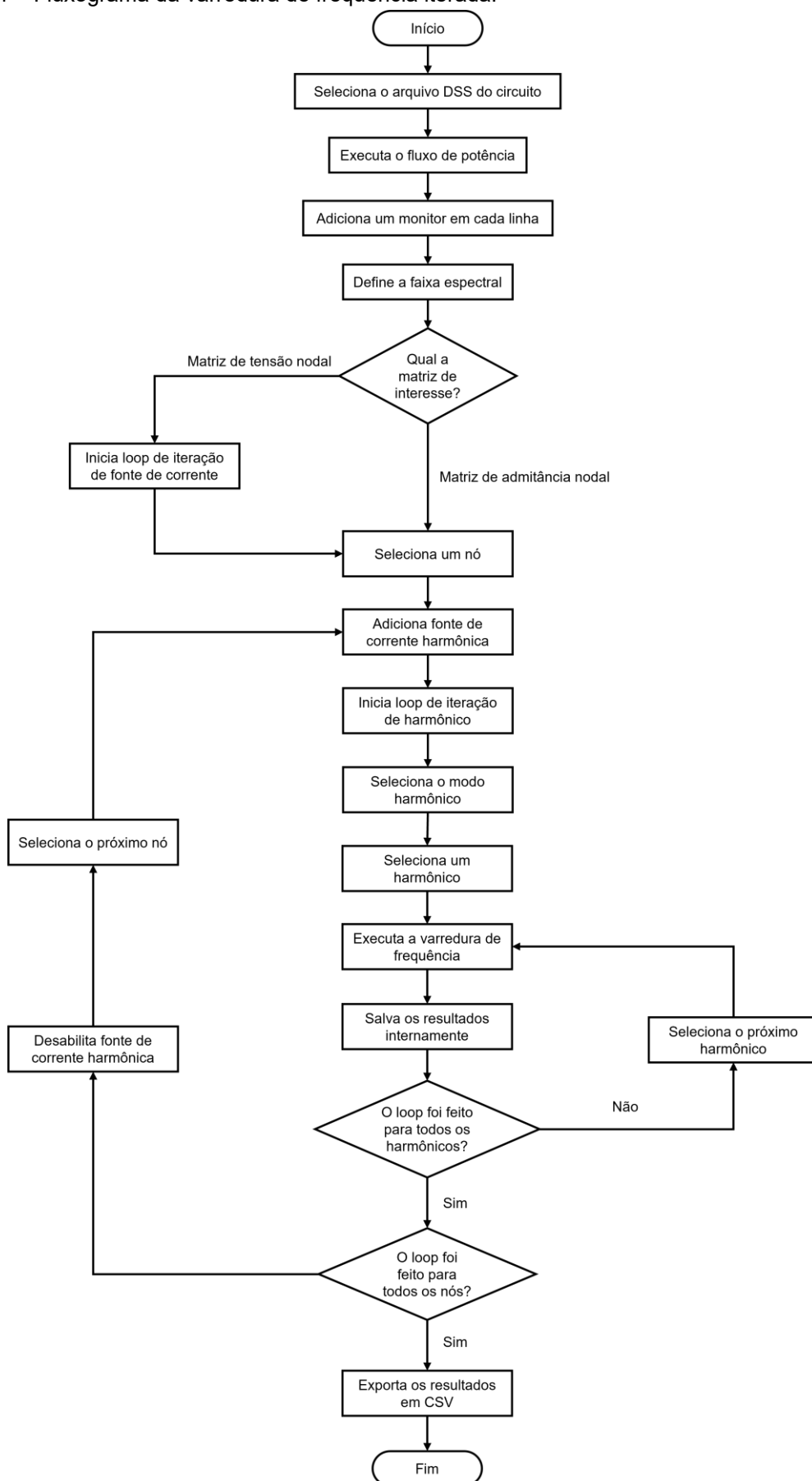
Para a realização da varredura de frequência é preciso fazer um fluxo de potência inicial convergente para fazer a inicialização das magnitudes e ângulos que serão utilizados na análise de frequência.

Além disso, outros requisitos necessários para a varredura de frequência são a determinação da faixa de frequência espectral e a determinação do local de inserção da fonte de corrente harmônica. Utilizou-se a faixa de frequência de 60 Hz a 3000 Hz (harmônicos 1 a 50) com um passo amostral de 0,5 Hz, resultando em 5.881 matrizes de admitância a serem decompostas.

O local de inserção da fonte de corrente harmônica foi variado de modo que fossem obtidos os efeitos da inserção de harmônicos em todas os nós do sistema. A Figura 21 mostra o fluxograma da varredura de frequência iterada.

Essa iteração em cada nó do sistema vai incidir na geração de um arquivo CSV de tensão nodal para cada nó existente no sistema, onde as linhas de cada arquivo será um nó do sistema e cada coluna será o valor de tensão medido em uma determinada frequência, resultando em 95 matrizes de tensão nodal.

Figura 21 – Fluxograma da varredura de frequência iterada.



Fonte: De autoria própria (2025).

3.3.3 Decomposição da matriz admitância

Tendo obtido as matrizes de admitância nodal $[Y]$ durante o processo de varredura de frequência, seguiu-se para a aplicação dos passos sugeridos em Xu et al. (2005) para a decomposição matricial diagonal e apresentados na seção 2.5. Isso resultou em 5.881 arquivos CSV contendo os autovalores da matriz admitância e 5.881 arquivos CSV contendo os autovetores.

3.3.4 Cálculo das impedâncias modais

Sendo a matriz de impedância nodal $[Z]$ equivalente a inversa da matriz admitância nodal $[Y]$, os valores de impedância modal Z_m são obtidos através da diagonal principal da inversa da matriz de autovalores.

3.3.5 Determinação dos modos críticos

Conforme Xu et al. (2005), os modos críticos são os autovalores que se aproximam de 0, de modo que a inserção de uma corrente de 1 pu poderia levar a valores de tensão nodal tendendo ao infinito. Ou seja, são valores cuja a inversa ultrapassa um limite máximo definido arbitrariamente.

Neste trabalho considerou-se os picos de tensão verificados dentre os valores calculados de impedância modal para cada cenário observado.

3.3.6 Avaliação das zonas críticas de ressonância harmônica

Determinadas as impedâncias modais e os modos críticos, os nós do sistema foram avaliados em função da frequência de ressonância harmônica e em função do grau de participação dos nós do sistema na geração de tal ressonância, dados pelo fator de participação apresentado na equação 2.26.

Como o modo crítico de uma frequência será apenas o valor de impedância modal máxima, a utilização do fator de participação ajudará a mostrar quais outros valores de impedância modal se aproximaram do modo crítico e quais tem o menor grau de participação nessa ressonância.

Neste trabalho utilizou-se faixas de valores para a determinação da criticidade de um nó na observação de ressonância em outro nó, sendo estes determinados a partir da avaliação dos quartis dos fatores de participação de cada cenário considerado, conforme mostra a Tabela 3.

Tabela 3 – Faixa de criticidade dos fatores de participação.

Valores de fator de participação	Criticidade
< Q1	baixa
Q1 – Q2	média
Q2 – Q3	elevada
> Q3	muito elevada

Fonte: De autoria própria (2025).

Na Tabela 3, organizando em ordem crescente todos os valores de fator de participação para uma dada frequência e um modo específico, é definido Q1 como o primeiro quartil, valor abaixo do qual 25% desses valores de fator de participação se encontram, Q2 como o segundo quartil, valor abaixo do qual se encontram 50% dos valores, e Q3 como o terceiro quartil, valor abaixo do qual 75% dos valores se encontram.

As faixas de criticidade configuradas para variarem de acordo com os dados de fator de participação obtidos em determinada frequência e em determinado modo se deu para adequar a avaliação de acordo com as características próprias desse cenário, visto que a utilização de valores fixos poderia não trazer uma boa representação da criticidade.

3.4 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados as ferramentas e métodos utilizados para alcançar os objetivos propostos para o trabalho, englobando o *software* aplicado para a simulação da análise harmônica, o sistema elétrico e os cenários de teste considerados, e as etapas realizadas para unir a análise modal com a varredura de frequência na verificação das zonas de ressonância harmônica. Os resultados obtidos serão apresentados no próximo capítulo.

4 RESULTADOS OBTIDOS

4.1 Introdução

Este capítulo apresenta os resultados obtidos a partir da aplicação dos métodos expostos no capítulo 3. O capítulo se divide nas seguintes seções:

- A seção 4.2 apresentam os resultados da varredura de frequência;
- A seção 4.3 apresenta a análise dos modos críticos;
- A seção 4.4 apresenta a análise das zonas críticas;
- A seção 4.5 traz uma síntese dos principais pontos abordados no capítulo.

4.2 Resultados da varredura de frequência

A varredura de frequência feita no OpenDSS apontou as barras e nós conforme a ordem apresentada na Tabela 4. Destaca-se que o programa de simulação do sistema elétrico incluiu na listagem as barras *sourcebus*, 814r (medição no RT na barra 814) e 852r (medição no RT na barra 852).

Tabela 4 – Faixa de criticidade dos fatores de participação.

(continua)

Barra	Fase A	Fase B	Fase C
<i>sourcebus</i>	<i>sourcebus.1</i>	<i>sourcebus.2</i>	<i>sourcebus.3</i>
800	800.1	800.2	800.3
802	802.1	802.2	802.3
806	806.1	806.2	806.3
808	808.1	808.2	808.3
810	-	810.2	-
812	812.1	812.2	812.3
814	814.1	814.2	814.3
814r	814r.1	814r.2	814r.3
850	850.1	850.2	850.3
816	816.1	816.2	816.3
818	818.1	-	-
824	824.1	824.2	824.3
820	820.1	-	-
822	822.1	-	-

(conclusão)			
Barra	Fase A	Fase B	Fase C
826	-	826.2	-
828	828.1	828.2	828.3
830	830.1	830.2	830.3
854	854.1	854.2	854.3
832	832.1	832.2	832.3
858	858.1	858.2	858.3
834	834.1	834.2	834.3
860	860.1	860.2	860.3
842	842.1	842.2	842.3
836	836.1	836.2	836.3
840	840.1	840.2	840.3
862	862.1	862.2	862.3
844	844.1	844.2	844.3
846	846.1	846.2	846.3
848	848.1	848.2	848.3
852r	852r.1	852r.2	852r.3
888	888.1	888.2	888.3
856	-	856.2	-
852	852.1	852.2	852.3
864	864.1	-	-
838	-	838.2	-
890	890.1	890.2	890.3

Fonte: De autoria própria (2025).

Como o circuito apresenta 95 nós e sua observação por completo seria inviável, somente 6 nós foram selecionados para representar o comportamento do sistema teste, sendo estes:

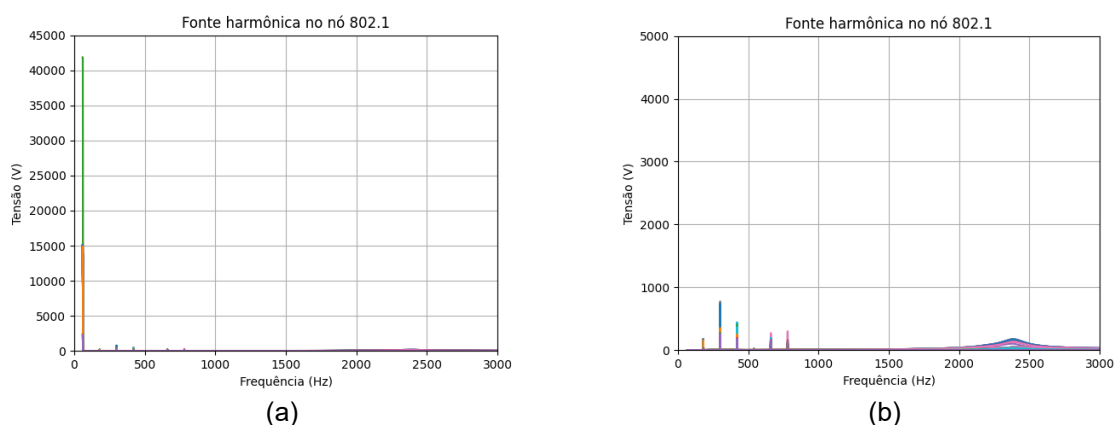
- 802.1 – Nó próximo à barra de alimentação;
- 812.1 – Nó um pouco mais afastado da barra de alimentação e anterior ao regulador de tensão 814r;
- 832.1 – Nó conectado ao lado de alta do transformador 2. Também é o local da inserção do BC de 300 kVAr no cenário 2;

- 844.1 – Nó conectado ao BC de 300 kVAr já presente no sistema teste;
- 848.1 – Nó conectado ao BC de 450 kVAr já presente no sistema teste;
- 850.1 – Nó posterior ao regulador de tensão 814r e anterior ao regulador de tensão 852r.

Os resultados obtidos pela varredura de frequência considerando a fonte harmônica em cada um dos nós selecionados serão apresentados a seguir. Destaca-se que, conforme pode ser verificado nas figuras, as varreduras de frequência apresentaram picos elevados na frequência fundamental, tal que se optou por apresentar também os resultados desconsiderando o comportamento nessa frequência, facilitando a visualização do efeito harmônico em cada nó.

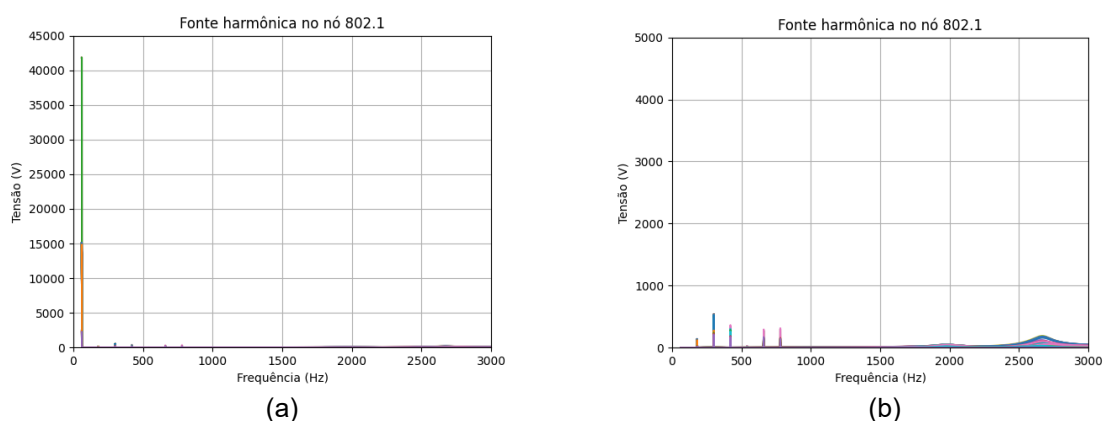
Os resultados da varredura de frequência considerando as medições no nó 802.1 para os cenários 1 e 2 estão expostos nas Figuras 22 e 23, respectivamente.

Figura 22 – Varredura de frequência no cenário 1 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 802.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.



Fonte: De autoria própria (2025).

Figura 23 – Varredura de frequência no cenário 2 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 802.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.

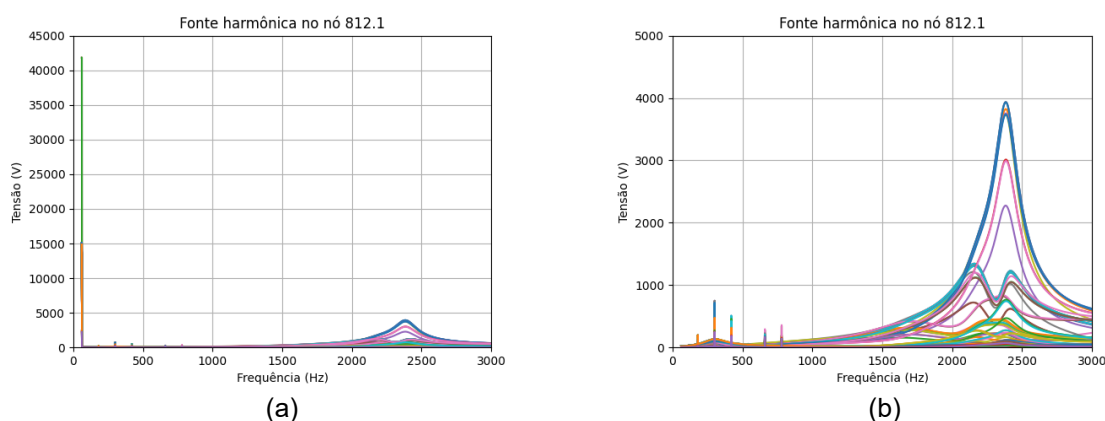


Fonte: De autoria própria (2025).

Verifica-se que em ambos os cenários considerados, após a frequência fundamental, as magnitudes de tensão obtidas não ultrapassaram 1 kV. Também para ambos os cenários, na faixa de frequência entre 60 Hz e 1 kHz (harmônicos 1 ao 17) foram verificados 5 picos de tensão. Já na faixa de frequência entre 1,5 kHz e 3 kHz (harmônicos 25 ao 50) foi verificado 1 ponto de elevação de tensão no cenário 1, centralizado entre 2 kHz e 2,5 kHz, e 2 pontos de elevação no cenário 2, sendo o primeiro ponto de elevação centralizado anterior a 2 kHz e o segundo ponto de elevação centralizado posterior a 2,5 kHz.

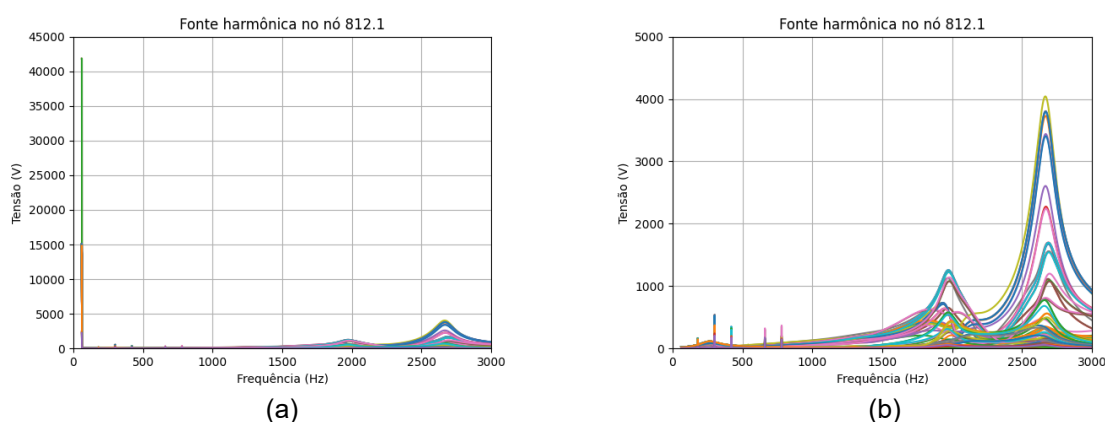
Os resultados da varredura de frequência considerando as medições no nó 812.1 para os cenários 1 e 2 estão expostos nas Figuras 24 e 25, respectivamente.

Figura 24 – Varredura de frequência no cenário 1 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 812.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.



Fonte: De autoria própria (2025).

Figura 25 – Varredura de frequência no cenário 2 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 812.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.



Fonte: De autoria própria (2025).

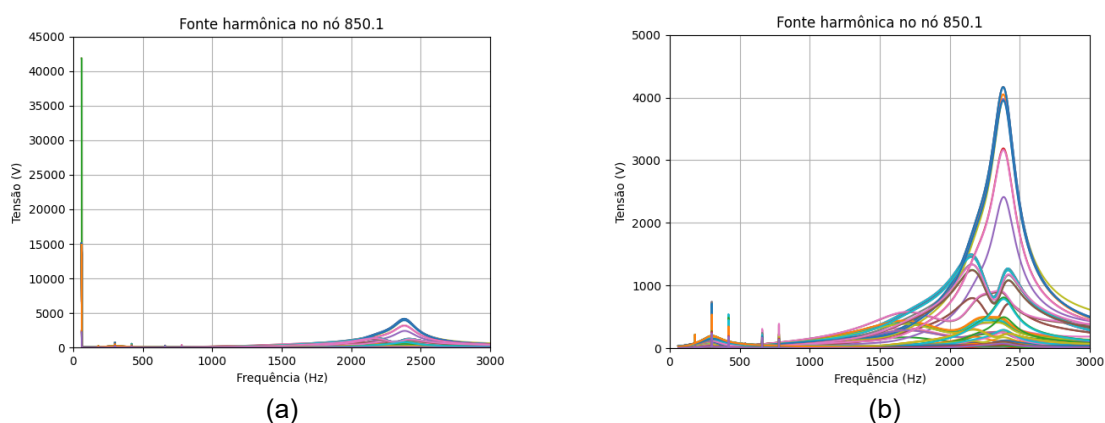
Em relação a faixa de frequência entre 60 Hz e 1 kHz (harmônicos 1 ao 17), o comportamento verificado anteriormente (magnitudes abaixo de 1 kV e 5 picos de tensão) se mantém em ambos os cenários para a aplicação da fonte harmônica no nó

812.1. A única alteração percebida em relação ao caso anterior é um aumento nas magnitudes de tensão. Comparando os cenários 1 e 2 para o caso atual, vê-se que o cenário 2 vai apresentar uma diminuição na magnitude para essa faixa de frequência.

Já na faixa de frequência entre 1,5 kHz e 3 kHz (harmônicos 25 ao 50), as magnitudes de tensão aumentaram significativamente em relação ao caso anterior. No cenário 1, o ponto de elevação de tensão alcançou por volta de 4 kV, porém sem ultrapassar esse valor. No cenário 2, o primeiro ponto de elevação alcançou por volta de 1 kV, porém ultrapassando esse valor, e o segundo ponto de elevação alcançou por volta de 4 kV, mas dessa vez chegando a ultrapassar o valor. Mesmo com o aumento na magnitude, a quantidade e frequência dos pontos de elevação observados no caso anterior se manteve.

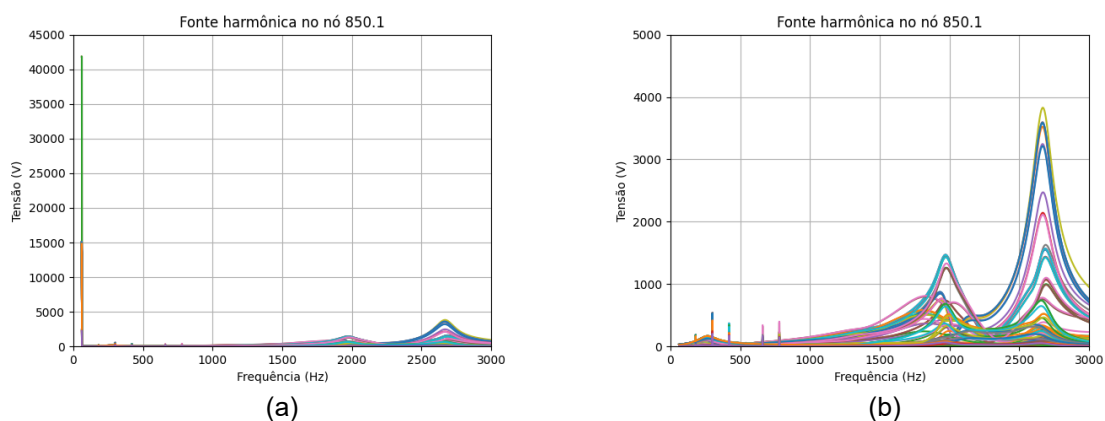
Os resultados da varredura de frequência considerando as medições no nó 850.1 para os cenários 1 e 2 estão expostos nas Figuras 26 e 27, respectivamente.

Figura 26 – Varredura de frequência no cenário 1 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 850.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.



Fonte: De autoria própria (2025).

Figura 27 – Varredura de frequência no cenário 2 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 850.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.



Fonte: De autoria própria (2025).

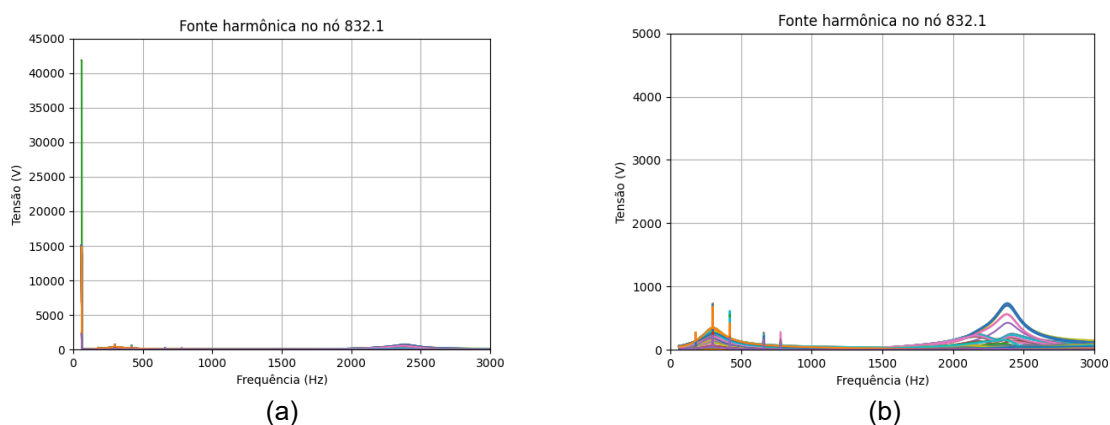
Em relação a faixa de frequência entre 60 Hz e 1 kHz (harmônicos 1 ao 17), o comportamento verificado anteriormente (magnitudes abaixo de 1 kV e 5 picos de tensão) se mantém em ambos os cenários para a aplicação da fonte harmônica no nó 850.1. Também foi mantido o comportamento de diminuição de magnitude de tensão do cenário 1 para o cenário 2.

Na faixa de frequência entre 1,5 kHz e 3 kHz (harmônicos 25 ao 50), as magnitudes de tensão aumentaram um pouco em relação ao caso anterior. No cenário 1, o ponto de elevação de tensão alcançou por volta de 4 kV, conseguindo ultrapassar esse valor. No cenário 2, o primeiro ponto de elevação alcançou por volta de 1,5 kV e o segundo ponto de elevação alcançou por volta de 4 kV, mas dessa vez ficando abaixo do valor. Ou seja, o comportamento de diminuição de magnitude de tensão do cenário 1 para o cenário 2 foi percebido em toda a faixa espectral da varredura de frequência. Por fim, quantidade e frequência dos pontos de elevação observados no caso anterior se manteve.

Os resultados da varredura de frequência considerando as medições no nó 832.1 para os cenários 1 e 2 estão expostos nas Figuras 28 e 29, respectivamente.

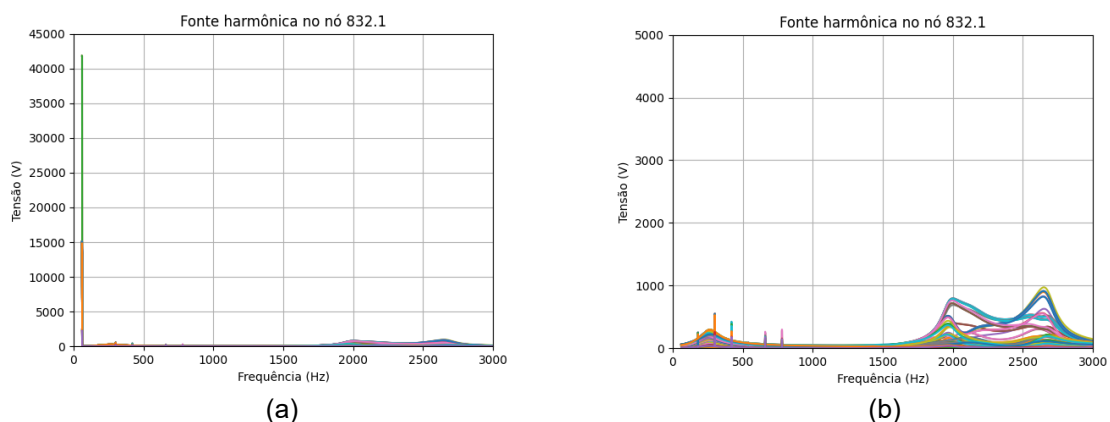
As Figuras mostram que o comportamento do sistema quando a fonte harmônica está localizada no nó 832.1 é semelhante aos comportamentos anteriores, com as mesmas quantidades e frequências de pico. A diferença se dá apenas na faixa de frequência entre 1,5 kHz e 3 kHz (harmônicos 25 ao 50), onde os valores de magnitude se encontram abaixo de 1 kV em ambos os cenários, aumentando do cenário 1 para o cenário 2.

Figura 28 – Varredura de frequência no cenário 1 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 832.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.



Fonte: De autoria própria (2025).

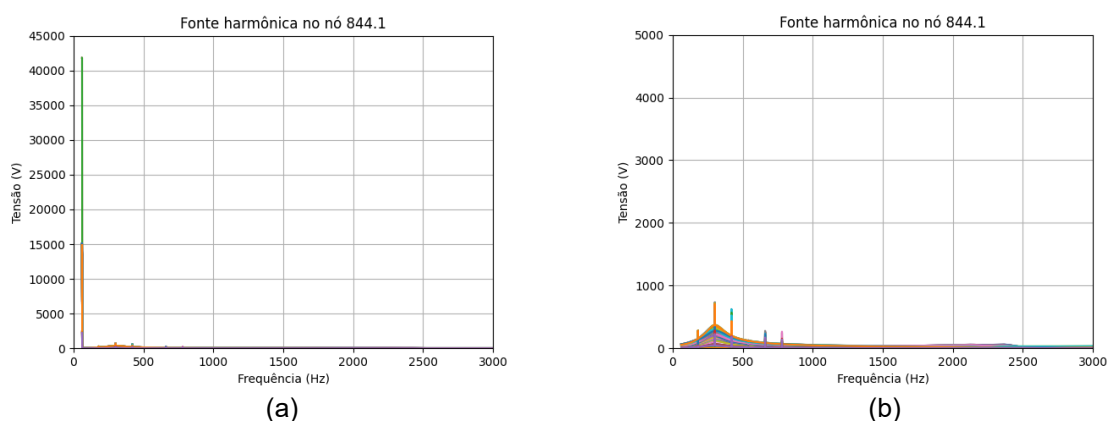
Figura 29 – Varredura de frequência no cenário 2 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 832.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.



Fonte: De autoria própria (2025).

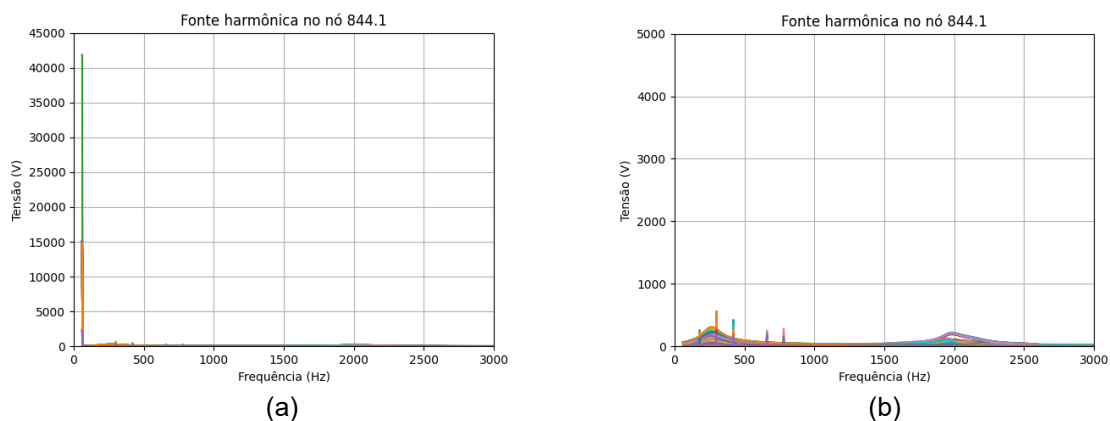
Os resultados da varredura de frequência considerando as medições no nó 844.1 para os cenários 1 e 2 estão expostos nas Figuras 30 e 31, respectivamente.

Figura 30 – Varredura de frequência no cenário 1 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 844.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.



Fonte: De autoria própria (2025).

Figura 31 – Varredura de frequência no cenário 2 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 844.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.

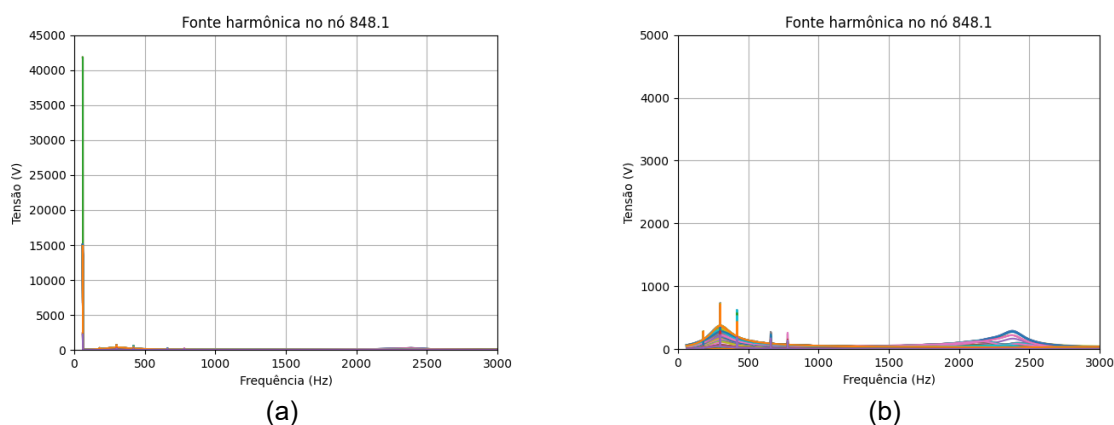


Fonte: De autoria própria (2025).

Quando a fonte harmônica está localizada no nó 844.1, o comportamento do sistema continua semelhante ao comportamento do caso anterior, porém com apenas um ponto de elevação de tensão na frequência entre 1,5 kHz e 3 kHz (harmônicos 25 ao 50), com a magnitude ficando bem abaixo de 1 kV.

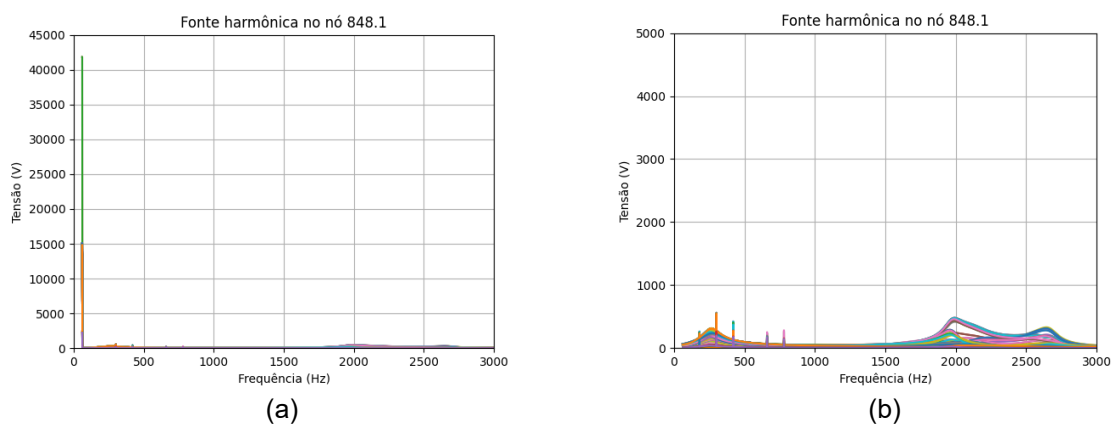
Os resultados da varredura de frequência considerando as medições no nó 848.1 para os cenários 1 e 2 estão expostos nas Figuras 32 e 33, respectivamente.

Figura 32 – Varredura de frequência no cenário 1 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 848.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.



Fonte: De autoria própria (2025).

Figura 33 – Varredura de frequência no cenário 2 considerando todos os nós e a fonte de corrente harmônica no nó 848.1: (a) resultado com faixa espectral completa, (b) resultado omitindo a medição em 60 Hz.

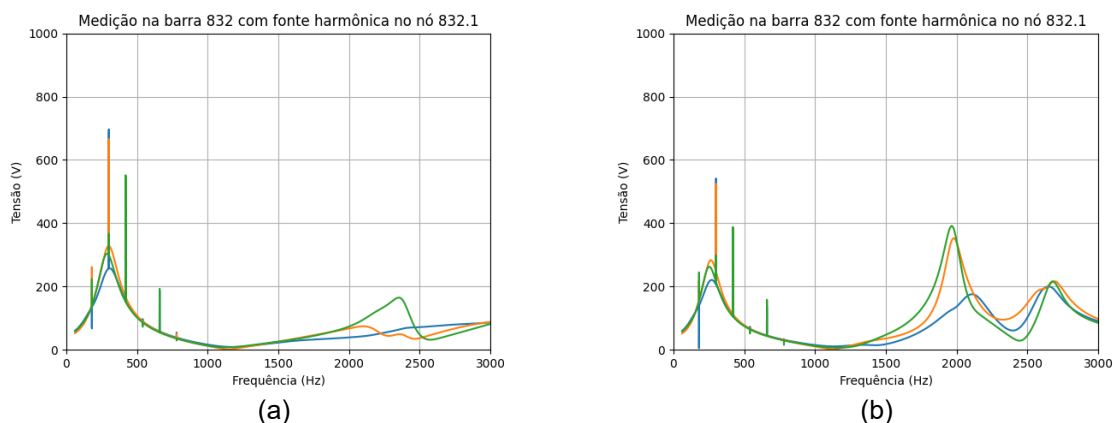


Fonte: De autoria própria (2025).

Por fim, quando a fonte harmônica está localizada no nó 848.1, o comportamento do sistema é semelhante ao comportamento do caso de inserção de fonte harmônica no nó 832.1, porém com magnitudes menores.

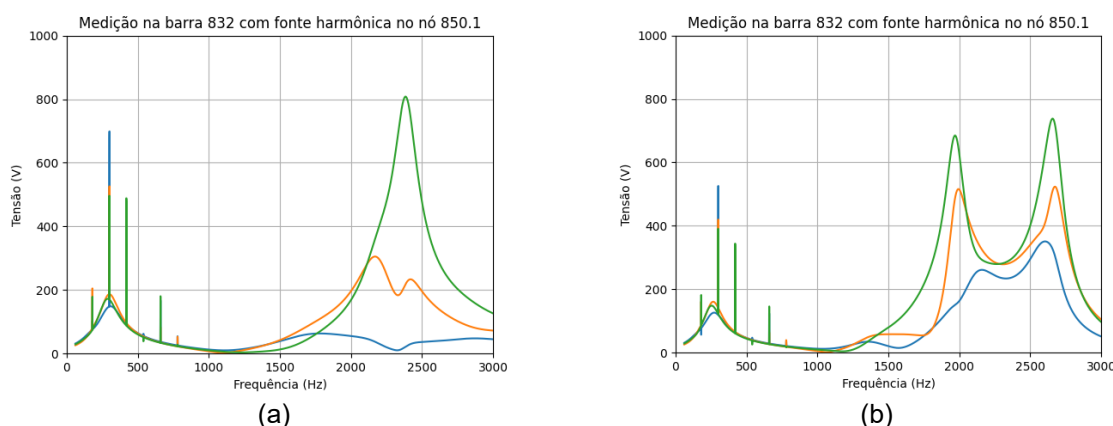
Selecionando agora apenas os nós 850.1 e 832.1 e as medições obtidas na barra 832 para facilitar a visualização, tem-se o comportamento ilustrado nas Figuras 34 e 35 para os cenários 1 e 2, onde a medição na fase A encontra-se na linha azul, a medição na fase B na linha laranja e a medição na fase C na linha verde.

Figura 34 – Medição de tensão na barra 832 considerando a fonte harmônica na barra 832.1: (a) medição no cenário 1, (b) medição no cenário 2.



Fonte: De autoria própria (2025).

Figura 35 – Medição de tensão na barra 832 considerando a fonte harmônica na barra 850.1: (a) medição no cenário 1, (b) medição no cenário 2.



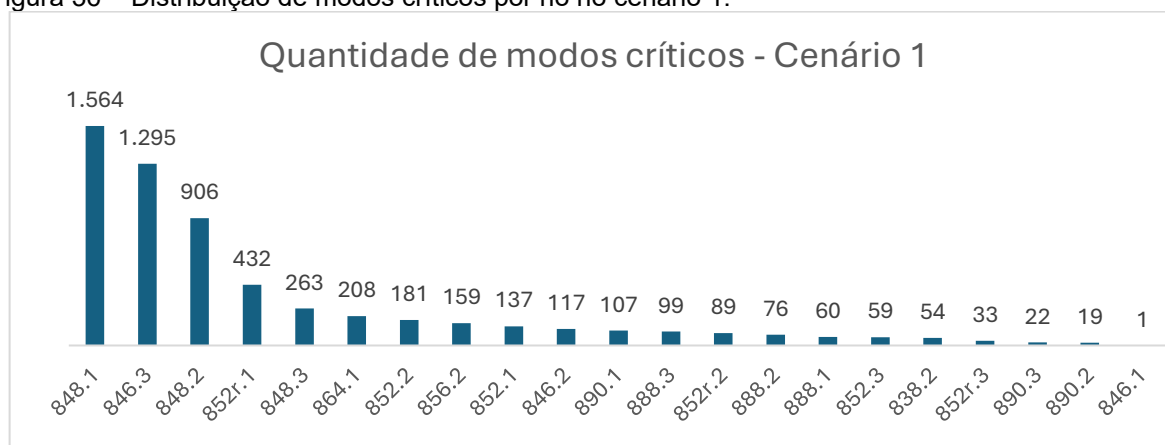
Fonte: De autoria própria (2025).

Nos dois cenários, a faixa de frequência entre 60 Hz e 1kHz apresentam picos de tensão que aparentam estar centrados nos harmônicos 3, 5, 7, 9, 11 e 13 (180 Hz, 300 Hz, 420 Hz, 540 Hz, 660 Hz, 780 Hz, respectivamente), sendo o pico centrado por volta do nono harmônico podendo ser observado agora, totalizando 6 picos nessa faixa de frequência. No entanto, na faixa de frequência entre 1,5 kHz e 3 kHz, o cenário 1 vai apresentar um pico de tensão centrado por volta do harmônico 40 (2,4 kHz) e o cenário 2 vai apresentar picos de tensão centrados por volta do harmônico 33 (1,98 kHz) e por volta do harmônico 44 (2.64 kHz).

4.3 Resultados da análise dos modos críticos

Mesmo contando com 95 nós, ao realizar a decomposição diagonal das matrizes de admitância $[Y]$ para cada frequência definida na varredura em ambos os cenários foi verificado que os valores de maior impedância modal (ou seja, os modos críticos) foram localizados em apenas 21 nós do sistema, conforme mostram as Figuras 36 e 37 (dados nas Tabelas 5 e 6).

Figura 36 – Distribuição de modos críticos por nó no cenário 1.



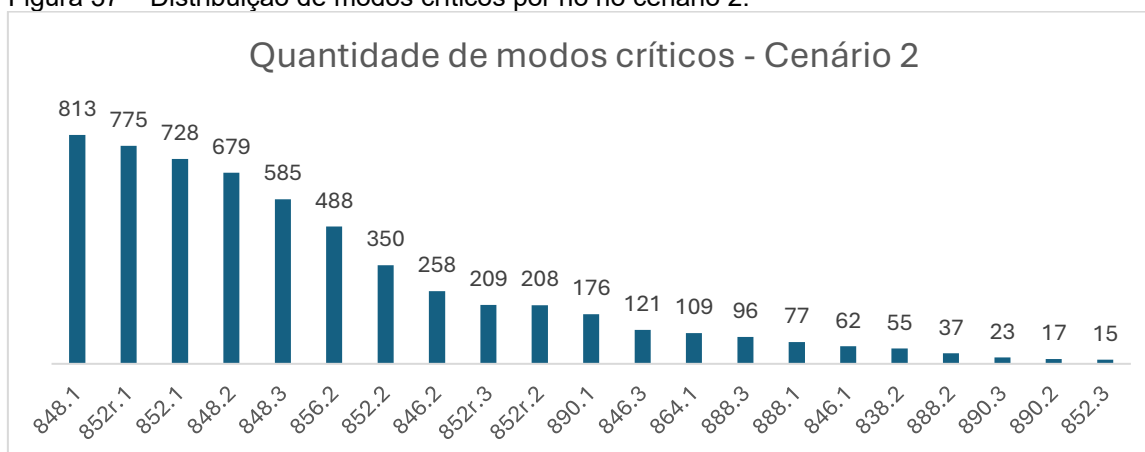
Fonte: De autoria própria (2025).

Tabela 5 – Incidência de modos críticos por nó considerando o cenário 1.

Nó	Quantidade de modos críticos
848.1	1.564
846.3	1.295
848.2	906
852r.1	432
848.3	263
864.1	208
852.2	181
856.2	159
852.1	137
846.2	117
890.1	107
888.3	99
852r.2	89
888.2	76
888.1	60
852.3	59
838.2	54
852r.3	33
890.3	22
890.2	19
846.1	1

Fonte: De autoria própria (2025).

Figura 37 – Distribuição de modos críticos por nó no cenário 2.



Fonte: De autoria própria (2025).

Tabela 6 – Incidência de modos críticos por nó considerando o cenário 2.

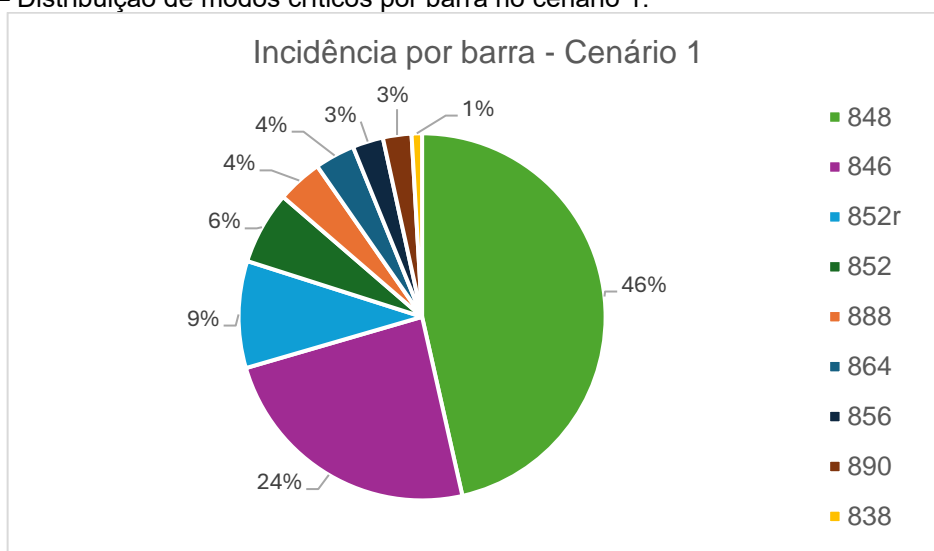
Nó	Quantidade de modos críticos
848.1	813
852r.1	775
852.1	728
848.2	679
848.3	585
856.2	488
852.2	350
846.2	258
852r.3	209
852r.2	208
890.1	176
846.3	121
864.1	109
888.3	96
888.1	77
846.1	62
838.2	55
888.2	37
890.3	23
890.2	17
852.3	15

Fonte: De autoria própria (2025).

Verifica-se que no cenário 1 há uma maior concentração de modos críticos em 3 nós, com 64% dos modos sendo encontrados nos nós 848.1, 852r.1 e 852.1. Já no cenário 2, os modos críticos já estão mais dispersos nas 21 barras onde foram verificados os modos críticos.

Agrupando os resultados por barra, obtêm-se os resultados expostos nas Figuras 38 e 39 (Tabelas 7 e 8). Essas informações mostram que a influência mais forte nos modos críticos obtidos para o sistema de teste em ambos os cenários provém de apenas 9 barras. Verifica-se que analisando por barra, também é vista uma maior concentração em poucas barras no cenário 1 e há uma maior dispersão por barras no cenário 2.

Figura 38 – Distribuição de modos críticos por barra no cenário 1.



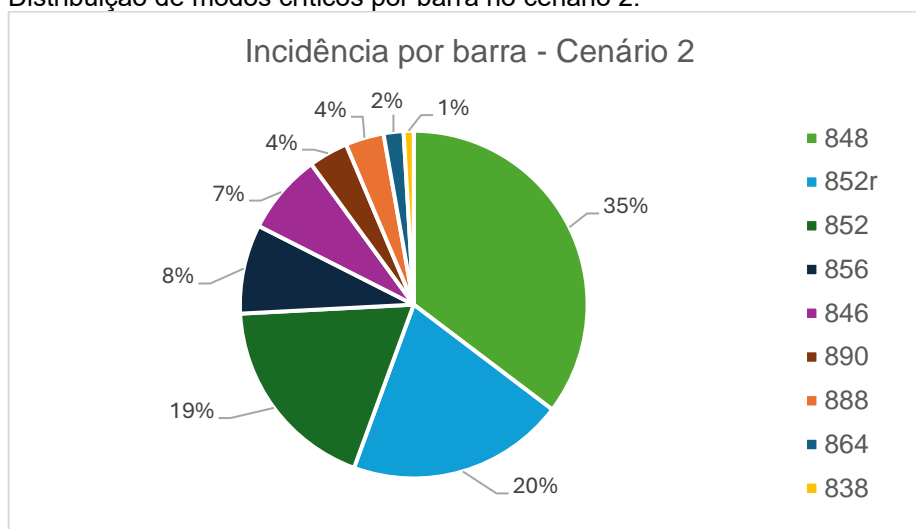
Fonte: De autoria própria (2025).

Tabela 7 – Incidência de modos críticos por barra considerando o cenário 1.

Barra	Quantidade de modos críticos
848	2.733
846	1.413
852r	554
852	377
888	235
864	208
856	159
890	148
838	54

Fonte: De autoria própria (2025).

Figura 39 – Distribuição de modos críticos por barra no cenário 2.



Fonte: De autoria própria (2025).

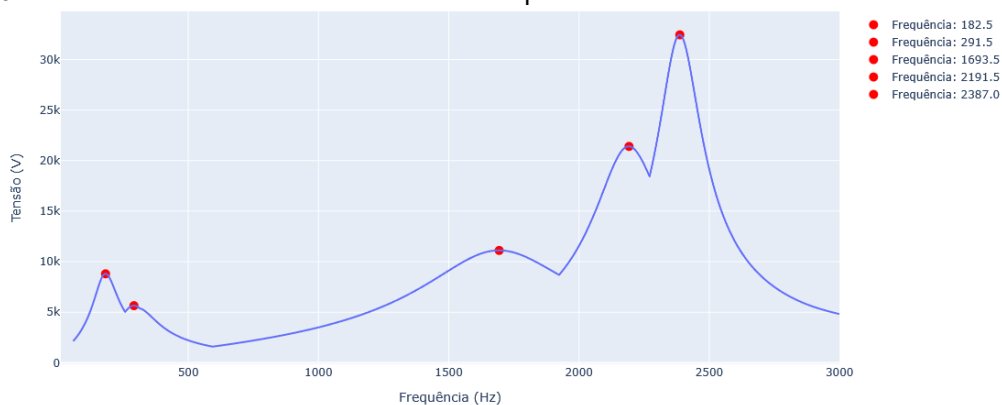
Tabela 8 – Incidência de modos críticos por barra considerando o cenário 2.

Barra	Quantidade de modos críticos
848	2.077
852r	1.192
852	1.093
856	488
846	441
890	216
888	210
864	109
838	55

Fonte: De autoria própria (2025).

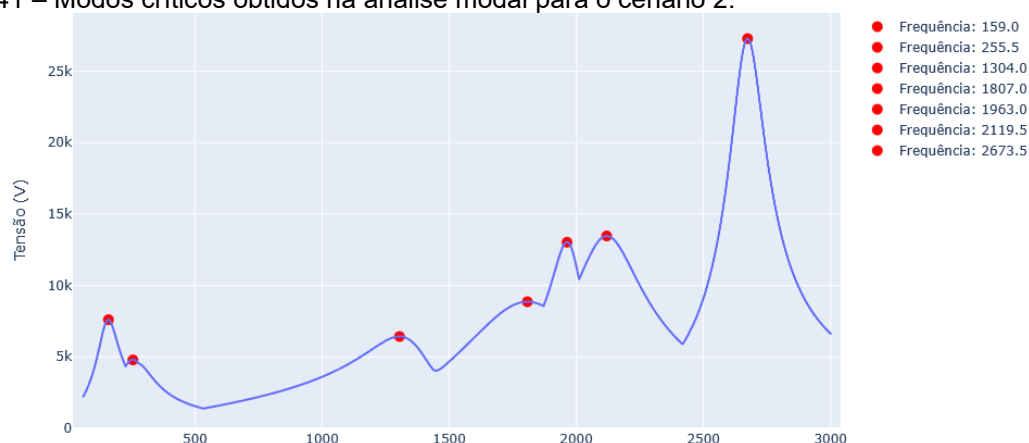
As magnitudes de tensão obtidas nos modos críticos para o cenário 1 e 2 estão ilustradas nas Figuras 40 e 41, respectivamente.

Figura 40 – Modos críticos obtidos na análise modal para o cenário 1.



Fonte: De autoria própria (2025).

Figura 41 – Modos críticos obtidos na análise modal para o cenário 2.



Fonte: De autoria própria (2025).

Observa-se que no cenário 1 foram verificados 5 picos de tensão e no cenário 2 foram verificados 7 picos de tensão. As frequências e os valores de tensão obtidos na análise modal de ambos os cenários se encontram nas Tabela 9 e 10, respectivamente.

Tabela 9 – Picos de tensão obtidos na análise modal para o cenário 1.

Frequência (Hz)	Harmônico	Nó	Magnitude de tensão (V)
182,5	3,04167	890.1	8.810,69
291,5	4,85833	852.2	5.656,31
1.693,5	28,225	846.3	11.121,19
2.191,5	36,525	848.1	21.407,09
2.387,0	39,7833	848.2	32.442,39

Fonte: De autoria própria (2025).

Tabela 10 – Picos de tensão obtidos na análise modal para o cenário 2.

Frequência (Hz)	Harmônico	Nó	Magnitude de tensão (V)
159,0	2,65	864.1	7.601,92
255,5	4,25833	852.2	4.803,69
1.304,0	21,7333	848.3	6.432,99
1.807,0	30,1167	848.1	8.857,58
1.963,0	32,7167	852r.2	13.036,01
2.119,5	35,325	852r.3	13.459,48
2.673,5	44,55	856.2	27.271,70

Fonte: De autoria própria (2025).

4.4 Resultados da análise das zonas críticas

Dos nós selecionados, apenas os nós 848.1 e 852.2 aparecem na lista de nós que mais tiveram influência sobre os modos críticos e em ambos os cenários. No nó 848.1, o maior valor de tensão no cenário 1 é percebida na frequência 2.191,5 Hz e o maior valor de tensão no cenário 2 é percebida na frequência 1.807 Hz. Já no nó 852.2, o maior valor de tensão no cenário 1 é percebida na frequência 291,5 Hz e o maior valor de tensão no cenário 2 é percebida na frequência 255,5 Hz.

Verificando-se o valor do fator de participação obtidos no cenário 1 na frequência 2.191,5 Hz, têm-se as faixas de criticidade do nó 832.1 expostas na Tabela 11.

Tabela 11 – Faixa de criticidade dos modos críticos para a frequência de 2.191,5 Hz no nó 832.1 para o cenário 1.

Valores de fator de participação	Criticidade
< 0,005028	baixa
0,005028 – 0,014078	média
0,014078 – 0,030381	elevada
> 0,030381	muito elevada

Fonte: De autoria própria (2025).

Considerando o efeito dos nós selecionados na seção 4.2 em relação ao nó 832.1, têm-se as classificações expostas na Tabela 12.

Tabela 12 – Avaliação da criticidade dos nós selecionados em relação ao nó 832.1 para a frequência de 2.191,5 Hz no cenário 1.

Nó	Fator de participação	Criticidade
802.1	0,00509	média
812.1	0,01285	média
850.1	0,01921	elevada
832.1	0,92517	muito elevada
844.1	0,00523	média
848.1	0,02586	média

Fonte: De autoria própria (2025).

Verificando-se o valor do fator de participação obtidos no cenário 2 na frequência 1.807 Hz, têm-se as faixas de criticidade do nó 832.1 expostas na Tabela 13.

Tabela 13 – Faixa de criticidade dos modos críticos para a frequência de 1.807 Hz no nó 832.1 para o cenário 2.

Valores de fator de participação	Criticidade
< 0,003110	baixa
0,003110 – 0,005321	média
0,005321 – 0,009460	elevada
> 0,009460	muito elevada

Fonte: De autoria própria (2025).

Considerando o efeito dos nós selecionados na seção 4.2 em relação ao nó 832.1, têm-se as classificações expostas na Tabela 14.

Tabela 14 – Avaliação da criticidade dos nós selecionados em relação ao nó 832.1 para a frequência de 1.807 Hz no cenário 2.

Nó	Fator de participação	Criticidade
802.1	0,00080	elevada
812.1	0,00629	elevada
850.1	0,01158	muito elevada
832.1	0,98488	muito elevada
844.1	0,01169	muito elevada
848.1	0,01194	muito elevada

Fonte: De autoria própria (2025).

Verificando-se o valor do fator de participação obtidos no cenário 1 na frequência 291,5 Hz, têm-se as faixas de criticidade do nó 832.1 expostas na Tabela 15.

Tabela 15 – Faixa de criticidade dos modos críticos para a frequência de 291,5 Hz no nó 832.1 para o cenário 1.

Valores de fator de participação	Criticidade
< 0,003065	baixa
0,003065 – 0,005304	média
0,005304 – 0,012036	elevada
> 0,012036	muito elevada

Fonte: De autoria própria (2025).

Considerando o efeito dos nós selecionados na seção 4.2 em relação ao nó 832.1, têm-se as classificações expostas na Tabela 16.

Tabela 16 – Avaliação da criticidade dos nós selecionados em relação ao nó 832.1 para a frequência de 291,5 Hz no cenário 1.

Nó	Fator de participação	Criticidade
802.1	0,00219	baixa
812.1	0,01202	elevada
850.1	0,00434	média
832.1	0,96601	muito elevada
844.1	0,01339	muito elevada
848.1	0,00836	elevada

Fonte: De autoria própria (2025).

Verificando-se o valor do fator de participação obtidos no cenário 2 na frequência 255,5 Hz, têm-se as faixas de criticidade do nó 832.1 expostas na Tabela 17.

Tabela 17 – Faixa de criticidade dos modos críticos para a frequência de 255,5 Hz no nó 832.1 para o cenário 2.

Valores de fator de participação	Criticidade
< 0,002455	baixa
0,002455 – 0,005517	média
0,005517 – 0,011389	elevada
> 0,011389	muito elevada

Fonte: De autoria própria (2025).

Considerando o efeito dos nós selecionados na seção 4.2 em relação ao nó 832.1, têm-se as classificações expostas na Tabela 18.

Tabela 18 – Avaliação da criticidade dos nós selecionados em relação ao nó 832.1 para a frequência de 255,5 Hz no cenário 2.

Nó	Fator de participação	Criticidade
802.1	0,00287	média
812.1	0,01195	muito elevada
850.1	0,00099	baixa
832.1	0,95334	muito elevada
844.1	0,01457	muito elevada
848.1	0,00993	elevada

Fonte: De autoria própria (2025).

4.5 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos durante as simulações da varredura de frequência realizadas nos nós 802.1, 812.1, 850.1, 832.1, 844.1 e 848.1, o que permitiu a visualização do comportamento geral da ressonância harmônica, como quantidade de picos de tensão e potenciais frequências de ressonância.

Analisou-se os resultados da análise modal, levantando os nós e barras onde incidem os modos críticos, as quantidades de picos de tensão e as frequências onde esses picos ocorriam.

Por fim, foi feita a avaliação da criticidade dos modos críticos, considerando os fatores de participação dos nós selecionados para as frequências de 291,5 Hz, 255,5 Hz, 1.807 Hz e 2.191,5 Hz e as definições de faixa de criticidade consideradas na seção 2.5.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou a aplicação da análise modal para a avaliação de zonas críticas de ressonância harmônica no sistema teste IEEE 34 barras considerando dois cenários de estudo, sendo o cenário 1 contando com a estrutura original do sistema e o cenário 2 contando com a alocação de um BC trifásico de 300 kVAr na barra 832.

Para contextualizar os fatores considerados ao desenvolver do trabalho, foram abordados os conceitos envolvendo distorção harmônica, os métodos de varredura de frequência e análise modal, os materiais utilizados e os métodos conduzidos para realizar a avaliação da ressonância harmônica.

Para alcançar isso, códigos em *Python* conectados ao OpenDSS foram feitos para obter os resultados considerando a iteração em todos os nós presentes no circuito, além de auxiliarem na criação de gráficos e avaliação estatística descritiva.

Os resultados demonstraram que, em comparação a clássica varredura de frequência, a análise modal apresentou respostas mais acuradas em relação a quantidade de picos de tensão de ressonância harmônica bem como as frequências de sua incidência. Além disso, a aplicação da análise modal permitiu que os nós pudessem ser observados conforme seu grau de participação na ressonância harmônica, sendo classificados de acordo com faixas de criticidade determinadas por quartis.

Com as informações de pontos de ressonância harmônica e os graus de criticidade obtidos, os profissionais que trabalham operando sistemas de potência poderão lidar melhor com a alocação de BCs, escolhendo os pontos de alocação menos prejudiciais ao sistema. Ou ainda, devido a informação mais acurada da frequência da incidência de ressonância, vai auxiliar os profissionais a projetar filtros harmônicos.

Diante do exposto, constata-se que a aplicação da análise modal, desenvolvida em *Python* em colaboração com as ferramentas do OpenDSS, configura um método útil para auxiliar na determinação de pontos de ressonância harmônica e para a classificação de zonas críticas considerando cada nó do sistema. Além disso, a aplicação da linguagem de programação associada ao OpenDSS ao invés da utilização pura de *scripts* DSS permite que o método desenvolvido seja adequável a qualquer sistema de distribuição.

Para trabalhos futuros nessa linha de pesquisa sugere-se:

- Considerar mais cenários de alocação de BCs, variando os locais de inserção e a potência instalada.
- Considerar outros sistemas teste do IEEE.
- Considerar diferentes tamanhos de passo amostral para a faixa espectral.
- Aplicar o método de análise modal em dados de um sistema de distribuição local.
- Utilizar técnicas de inteligência computacional para otimizar o tempo de resposta dos *scripts*.
- Utilizar técnicas de inteligência computacional para avaliar os resultados da análise modal e, a partir dela, sugerir locais adequados para a alocação dos BCs.
- Trazer a informação das zonas críticas de ressonância harmônica de modo mais visual, facilitando a análise e compreensão dos resultados.

REFERÊNCIAS

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica**. [S.l.: s.n.], 2021b.

CHAPMAN, D. **Harmônicas: causas e efeitos**. Bruxelas, Bélgica: Cooper Development Association, 2002.

DAS, J. C. **Harmonic generation effects propagation and control**. London, England: CRC Press, 2022.

DUGAN, R. C. *et al.* **Electrical Power Systems Quality**. 2. ed. New York, NY: McGraw-Hill Professional, 2002. (McGraw-Hill Professional Engineering).

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. **Reference guide: The open distribution system simulator (OpenDSS)**. Electric Power Research Institute, 2022.

EPRI, Electrical Power Research Institute. **Load Modeling in Harmonics Analysis with OpenDSS**. [S.l.: s.n.], 2015.

EPRI, ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **OpenDSS documentation**. Palo Alto, 2024. Disponível em: <https://opendss.epri.com>. Acesso em: 20 ago. 2024.

IEEE, INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE 34 node test feeder**. S.d.. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 28/08/2024.

IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. **IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009)**, p. 1–98, 2019.

IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems. **IEEE Std 519-2022 (Revision of IEEE Std 519-2014)**, p. 1–31, 2022.

KUNDUR, P. **Power system stability and control**. New York, NY: McGraw-Hill Professional, 1994.

LEÃO, R. P. S. **GTĐ: Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2015.

MASOUM, M. A. S.; FUCHS, E. F. Introduction to power quality. In: **Power Quality in Power Systems and Electrical Machines**. [S.l.]: Elsevier, 2015. p. 1–104.

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Mapa Geoelétrico da Rede de Operação - Brasil - 2024**. [S.l.: s.n.], 2024.

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede: Sub-Módulo 2.2 – Padrões de Desempenho da Rede Básica**. [S.l.: s.n.], 2002.

PIRES, I. A. **Caracterização de harmônicos causados por equipamentos eletroeletrônicos residenciais e comerciais no sistema de distribuição de energia elétrica**. 2006. 173 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2006. Disponível em: <http://hdl.handle.net/1843/AVFV-6W7Q9H>. Acesso em: 13 out. 2024.

RADATZ, P. **py-dss-interface**: A python package that interfaces with OpenDSS powered by EPRI (Version 2.0.4). 2024. Disponível em: <https://py-dss-interface.readthedocs.io/en/latest/index.html>. Acesso em: 20 ago. 2024.

WAKILEH, G. J. **Power systems harmonics: Fundamentals, analysis and filter design**. 1. ed. Berlin, Germany: Springer, 2001.

XU, W. *et al.* **Harmonic resonance mode analysis**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 20, n. 2, p. 1182–1190, 2005.

APÊNDICE A – CÓDIGOS DA VARREDURA DE FREQUÊNCIA ITERADA

Os códigos feitos para realizar a varredura de frequência e obter as matrizes de tensão nodal [V] (arquivo “analise_frequencia_vmag.py”) e admitância nodal [Y] (arquivo “analise_frequencia_y.py”) se encontram abaixo.

```

1. # Arquivo analise_frequencia_vmag.py
2. import py_dss_interface
3. import pandas as pd
4. import numpy as np
5. import os
6. import pathlib
7.
8. # Inicializa o objeto DSS
9. dss = py_dss_interface.DSS(r"C:\Program Files\OpenDSS")
10.
11. # Adiciona o path e compila o arquivo .dss
12. script_path = os.path.dirname(os.path.abspath(__file__))
13. dss_file = pathlib.Path(script_path).joinpath("./ieee34Mod1.dss")
14. dss.text("Compile {}".format(dss_file))
15. dss.dssinterface.allow_forms = 0
16.
17. # Adiciona dados de coordenadas das barras
18. dss.text("Buscoords IEEE34_BusXY.csv")
19.
20. # Cria variaveis contendo o nome das linhas, barras e nós
21. nomesLinhas = dss.lines.names
22. nomesBarras = dss.circuit.buses_names
23. nomesNos = dss.circuit.nodes_names
24.
25. # Realiza a solução do fluxo de potência para obter os valores de magnitude e
    fase das tensões e correntes
26. dss.solution.solve()
27.
28. # Adiciona um monitor em cada linha
29. for i in range(len(nomesLinhas)):
30.     linha = nomesLinhas[i]
31.     dss.text("New Monitor.MonitorLine{} Line.{} 1 mode=0".format(linha, linha))
32.
33. # Salva nomes dos monitores
34. nomesMonitores = dss.monitors.names
35.
36. # Define o espectro de frequências a serem analisadas
37. harmonicos = np.arange(1,50.001,(0.5/60)).tolist()
38. dss.text("New spectrum.espectroharmonico numharm={}
    csvfile=spectro_harmonico.csv".format(str(len(harmonicos))))
39.
40. # Cria loop de fonte de corrente harmônica
41. for j in range(len(nomesNos)):

```

```

42. # Adiciona a fonte de corrente harmônica de sequência positiva
43. node = nomesNos[j]
44. barra = node.split(".")
45. barra = barra[0]
46. scansource = "Isource.scansource{}".format(node)
47. dss.text("New {} bus1={} amps=1
spectrum=espectroharmônico".format(scansource,node))
48.
49. dss.solution.solve()
50.
51. # Seleciona o modo de solução harmônica
52. dss.text("Set mode=harmonics")
53. matrixV = pd.DataFrame()
54.
55. # Realiza a solução harmônica iterada
56. for h in range(len(harmonicos)):
57.     dss.text("Set harmonic={}".format(harmonicos[h]))
58.     dss.solution.solve()
59.     frequencia = str(round(harmonicos[h]*60,1))
60.     indice = "node_" + str(node) + "_frequencia_" + frequencia
61.     matrixV[indice] = dss.circuit.buses_vmag
62.     dss.monitors.reset_all()
63.     print("Nó " + node + " Frequência " + frequencia)
64.
65. matrixV.to_csv("./vmag_caso1_node_{}.csv".format(node))
66. print("Matriz Vmag do nó {} exportada".format(node))
67.
68. # Desabilita a fonte de corrente atual
69. fontesCorrente = dss.isources.names
70. ultimaFonteCorrente = fontesCorrente[(len(fontesCorrente)-1)]
71. dss.text("Disable Isource.{}".format(ultimaFonteCorrente))
72.
73. print("Análise harmônica finalizada. Matrizes Vmag salvas")
74.

```

```

1. # Arquivo analise_frequencia_y.py
2. import py_dss_interface
3. import pandas as pd
4. import numpy as np
5. import os
6. import pathlib
7.
8. # Inicializa o objeto DSS
9. dss = py_dss_interface.DSS(r"C:\Program Files\OpenDSS")
10.
11. # Adiciona o path e compila o arquivo .dss
12. script_path = os.path.dirname(os.path.abspath(__file__))
13. dss_file = pathlib.Path(script_path).joinpath("./ieee34Mod1.dss")
14. dss.text("Compile {}".format(dss_file))

```

```
15. dss.dssinterface.allow_forms = 0
16.
17. # Adiciona dados de coordenadas das barras
18. dss.text("Buscoords IEEE34_BusXY.csv")
19.
20. # Cria variaveis contendo o nome das linhas, barras e nós
21. nomesLinhas = dss.lines.names
22. nomesBarras = dss.circuit.buses_names
23. nomesNos = dss.circuit.nodes_names
24.
25. # Realiza a solução do fluxo de potência para obter os valores de magnitude e
fase das tensões e correntes
26. dss.solution.solve()
27.
28. # Adiciona um monitor em cada linha
29. for i in range(len(nomesLinhas)):
30.     linha = nomesLinhas[i]
31.     dss.text("New Monitor.MonitorLine{} Line.{} 1 mode=0".format(linha, linha))
32.
33. # Salva nomes dos monitores
34. nomesMonitores = dss.monitors.names
35.
36. # Define o espectro de frequências a serem analisadas
37. harmonicos = np.arange(1,50.001,(0.5/60)).tolist()
38. dss.text("New spectrum.espectroharmonico numharm={}
csvfile=espectro_harmonico.csv".format(str(len(harmonicos))))
39.
40. # Adiciona a fonte de corrente harmônica de sequência positiva
41. node = nomesNos[0]
42. barra = node.split(".")
43. barra = barra[0]
44. scansource = "Isource.scansource{}".format(node)
45. dss.text("New {} bus1={} amps=1
spectrum=espectroharmonico".format(scansource,node))
46.
47. dss.solution.solve()
48.
49. # Seleciona o modo de solução harmônica
50. dss.text("Set mode=harmonics")
51.
52. # Realiza a solução harmônica iterada
53. for h in range(len(harmonicos)):
54.     dss.text("Set harmonic={} ".format(harmonicos[h]))
55.     dss.solution.solve()
56.     frequencia = str(round(harmonicos[h]*60,1))
57.     indice = "frequencia_" + frequencia
58.     dss.monitors.reset_all()
59.
60.     print("Frequência " + frequencia)
61.     matrixY = pd.Series(dss.circuit.system_y)
```

```
62. matrixYcomplexa = []
63. index = 0
64.
65. for a in range(len(nomesNos)):
66.     linhaY = []
67.     for b in range(len(nomesNos)):
68.         linhaY.append(complex(matrixY[index], matrixY[index+1]))
69.         index += 2
70.
71.     matrixYcomplexa.append(linhaY)
72. matrixYcomplexa_df = pd.DataFrame(matrixYcomplexa)
73.
matrixYcomplexa_df.to_csv("./complexa_y_caso1_frequencia_{}.csv".format(frequencia))
74. matrixY = pd.DataFrame(dss.circuit.system_y)
75. matrixY.to_csv("./y_caso1_frequencia_{}.csv".format(frequencia))
76.
77. print("Análise harmônica finalizada. Matrizes Y complexas salvas")
78.
```

**ANEXO A – CARACTERIZAÇÃO DOS FENÔMENOS ELETROMAGNÉTICOS
CONFORME A NORMA IEEE STD 1159-2019**

A norma IEEE Std 1159-2019 define as categorias e características de fenômenos que afetam a qualidade de energia elétrica definidas na Tabela 19.

Tabela 19 – Categorias e características típicas dos fenômenos eletromagnéticos de sistemas de potência.

(continua)

Categorias	Conteúdo espectral típico	Duração típica	Magnitude de tensão típica
Transitórios			
Impulsivo			
Nanossegundo	5 ns de subida	< 50 ns	
Microsegundo	1 μ s de subida	50 ns – 1 ms	
Milissegundo	0,1 ms de subida	> 1 ms	
Oscilatório			
Frequência baixa	< 5 kHz	0,3 ms – 50 ms	0 – 4 pu
Frequência média	5 kHz – 500 kHz	20 μ s	0 – 8 pu
Frequência alta	500 kHz – 5 MHz	5 μ s	0 – 4 pu
Varição rms de curta duração			
Instantânea			
Afundamento de tensão		0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9 pu
Elevação de tensão		0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8 pu
Momentânea			
Interrupção		0,5 – 30 ciclos	< 0,1 pu
Afundamento de tensão		30 ciclos – 3 s	0,1 – 0,9 pu
Elevação de tensão		30 ciclos – 3 s	1,1 – 1,4 pu
Desequilíbrio de tensão		30 ciclos – 3 s	2% – 15%

			(conclusão)
Categorias	Conteúdo espectral típico	Duração típica	Magnitude de tensão típica
Temporária			
Interrupção		> 3 s – 1 min	< 0,1 pu
Afundamento de tensão		> 3 s – 1 min	0,1 – 0,9 pu
Elevação de tensão		> 3 s – 1 min	1,1 – 1,2 pu
Desequilíbrio de tensão		> 3 s – 1 min	2% – 15%
Variação rms de longa duração			
Interrupção sustentada		> 1 min	0,0 pu
Subtensão		> 1 min	0,8 – 0,9 pu
Sobretensão		> 1 min	1,1 – 1,2 pu
Surto de corrente		> 1 min	
Desequilíbrio			
De tensão		estacionário	0,5 – 5%
De corrente		estacionário	1,0 – 3,0%
Distorção de onda			
<i>Offset CC</i>		estacionário	0 – 0,1%
Harmônicos	0 – 9 kHz	estacionário	0 – 20%
Interharmônicos	0 – 9 kHz	estacionário	0 – 2%
<i>Notching</i>		estacionário	
Ruído	banda larga	estacionário	0 – 1%
Flutuação de tensão	< 25 Hz	intermitente	0,1 – 7%
Variações de frequência		< 10 s	± 0,1 Hz

Fonte: Adaptado de IEEE (2019).