

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA

Robert William da Silva

**Avaliação do Compartilhamento de Responsabilidade Harmônica
considerando Incerteza nos Equivalentes de Impedância**

Juiz de Fora

2024

Robert William da Silva

**Avaliação do Compartilhamento de Responsabilidade Harmônica
considerando Incerteza nos Equivalentes de Impedância**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Igor Delgado de Melo, Dr.

Juiz de Fora

2024

Robert William da Silva

**Avaliação do Compartilhamento de Responsabilidade Harmônica
considerando Incerteza nos Equivalentes de Impedância**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em 04 de Setembro de 2024.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Igor Delgado de Melo, Dr. - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF

Prof. Henrique Luis Moreira Monteiro, Dr.
Universidade Federal de Lavras - UFLA

Prof. Carlos Augusto Duque, Dr.
Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF



Documento assinado eletronicamente por **Henrique Luis Moreira Monteiro, Usuário Externo**, em 04/09/2024, às 10:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 04/09/2024, às 10:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Augusto Duque, Coordenador(a)**, em 04/09/2024, às 10:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Robert William da Silva, Usuário Externo**, em 04/09/2024, às 11:16, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1922532** e o código CRC **7A266D8F**.

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

da Silva, Robert William.

Avaliação do Compartilhamento de Responsabilidade Harmônica considerando Incerteza nos Equivalentes de Impedância / Robert William da Silva. – 2024.

91 p. : il.

Orientador: Igor Delgado de Melo

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2024.

1. Sistemas de Potência. 2. Qualidade de Energia. 3. Análise Harmônica.
I. de Melo, Igor Delgado, orient. II. Título.

*Dedico esta dissertação aos meus amigos e
minha família, especialmente à minha mãe,
Lucia Carla da Silva, e à minha irmã, Fernanda
Marina da Silva Santos.*

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Prof. Igor Delgado de Melo, pela oportunidade, confiança, paciência e apoio durante a elaboração deste trabalho.

Agradeço aos membros da banca avaliadora, pela disponibilidade de participar e pelas contribuições dadas neste texto.

É importante mencionar aqui o suporte educacional e a infraestrutura laboratorial disponibilizados pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e pela Universidade Federal de Juiz de Fora, sem os quais não seria possível o desenvolvimento deste trabalho.

Por último, o autor também gostaria de agradecer o apoio financeiro em parte da Fundação de Amparo à Pesquisa no Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) e da Universidade Federal de Juiz de Fora pela bolsa de estudos concedida.

RESUMO

Esta dissertação apresenta uma nova metodologia para calcular, em porcentagem, um índice de atribuição de responsabilidade pelas distorções harmônicas no PAC (Ponto de Acoplamento Comum) entre a concessionária e o consumidor. Neste trabalho, um problema de otimização é proposto considerando como variáveis de estado as correntes e impedâncias de um equivalente de Norton que representa os sistemas do lado consumidor e supridor em relação ao PAC. A função objetivo é formulada através do método dos mínimos quadrados, onde o objetivo é minimizar a diferença entre os valores medidos de tensão/corrente e os valores respectivos calculados através das variáveis de estado. Para a determinação da função objetivo, é assumido que a coleta de medições de tensão e corrente no PAC são obtidas para cada ordem harmônica sob análise por um medidor fasorial.

Os resultados indicam que a metodologia é capaz de estimar os índices mesmo quando existe incerteza nos valores de impedância. Na metodologia proposta, deve-se garantir que os valores reais estejam contidos em um intervalo de valores aceitáveis, pré-estipulados. Esse problema é contornado através do estabelecimento de limites inferiores e superiores associados ao problema de otimização. A metodologia é testada em três sistemas: um sistema equivalente de distribuição, representado pelo equivalente de Norton do lado do consumidor e do lado da concessionária, acoplados no PAC; o sistema Benchmark do IEEE para atribuição de responsabilidade; e um sistema tutorial radial de 5 barras.

A principal contribuição deste trabalho de pesquisa é a proposta de um novo modelo de otimização que permite avaliar o compartilhamento da responsabilidade harmônica de forma determinística e considerando incertezas associadas aos valores de impedância equivalentes do lado do consumidor e do supridor de energia. Os resultados obtidos pela metodologia proposta são validados através de simulações computacionais em sistemas teste, mostrando a aplicabilidade do método em cenários mais próximos da operação de sistemas elétricos de potência.

Palavras-chave: Distorções Harmônicas. Índices de Compartilhamento de Responsabilidade. Qualidade de Energia. Sistemas de Potência. Otimização.

ABSTRACT

This dissertation presents a new methodology to calculate, in percentage, a responsibility attribution index for harmonic distortions at the Point of Common Coupling (PCC) between the utility company and the consumer. In this work, an optimization problem is proposed, considering as state variables the currents and impedances of a Norton equivalent representing the system from the PCC between the consumer and the supplier. The objective function is formulated using the least squares method, where the goal is to minimize the difference between the measured voltage/current values and the respective values calculated through the state variables. For determining the objective function, it is assumed that voltage and current measurements at the PCC are obtained by a phasor measurement unit.

The results demonstrate that the methodology is capable of calculating the indices even when there is uncertainty in the impedance values. In the proposed methodology, it is necessary to ensure that the real values are within an acceptable range. This problem is addressed by establishing lower and upper limits associated with the optimization problem. The methodology is tested in three systems: an equivalent distribution system, represented by the Norton equivalent on the consumer side and the utility side, coupled at the PCC; the IEEE Benchmark system for responsibility attribution; and a radial 5-bus tutorial system.

The main contribution of this research work is the proposal of a new optimization model that allows evaluating the sharing of harmonic responsibility in a deterministic way, considering uncertainties associated with the equivalent impedance values on the consumer and energy supplier sides. The results obtained by the proposed methodology are validated through computational tests on test systems, demonstrating the applicability of the method in scenarios closer to the operation of electric power systems.

Keywords: Harmonic Distortions. Responsibility Sharing Indices. Power Quality. Power Systems. Optimization.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	– Matriz elétrica mundial	14
Figura 2	– Onda senoidal distorcida.	15
Figura 3	– Exemplo de sinal senoidal fortemente distorcido por componentes harmônicas.	23
Figura 4	– Exemplo de histograma de DTHT.	26
Figura 5	– Modelo PI equivalente de linhas de transmissão. . .	28
Figura 6	– Modelo de linhas curtas.	29
Figura 7	– Carga linear modelo série.	31
Figura 8	– Carga Linear modelo paralelo.	32
Figura 9	– Carga Linear modelo CIGRÉ.	33
Figura 10	– Resposta em frequência da carga linear modelo paralelo.	34
Figura 11	– Fluxograma do Método da compensação de correntes.	37
Figura 12	– Sistema elétrico equivalente - Medidor acoplado no PAC	39
Figura 13	– Sistema elétrico equivalente.	41
Figura 14	– Equivalente de Norton para o consumidor e a concessionária.	43
Figura 15	– Princípio da Superposição aplicado ao equivalente de Norton.	43
Figura 16	– Sistema elétrico equivalente - Teoria da Superposição	52
Figura 17	– Diagrama fasorial das contribuições das tensões. . .	59
Figura 18	– Fluxograma da Metodologia Proposta	61
Figura 19	– Sistema de distribuição equivalente	64
Figura 20	– Impedância Harmônica	64
Figura 21	– Sistema de Teste de Referência do IEEE para Avaliar Métodos de atribuição de responsabilidade harmônica.	70
Figura 22	– RMSE por barra e ordem harmônica.	72
Figura 23	– Sistema de distribuição tutorial de 5 barras	73
Figura 24	– Sistema de distribuição tutorial de 5 barras	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo das definições de harmônicas	23
Tabela 2 – Exemplo de espectro harmônico.	25
Tabela 3 – Indicadores de qualidade da energia elétrica para diferentes tensões nominais.	27
Tabela 4 – Limites globais inferiores para os indicadores DTHI e DTHT95%.	27
Tabela 5 – Correções para o Efeito Pelicular em Linhas de Transmissão Aéreas	30
Tabela 6 – Exemplo de espectro harmônico de corrente	35
Tabela 7 – Condições para Potência Harmônica Positiva e Negativa	40
Tabela 8 – Principais contribuições no estudo das responsabilidades harmônicas.	50
Tabela 9 – Correntes injetadas pelo consumidor e pela concessionária.	65
Tabela 10 – Estimação dos índices de responsabilidade harmônica de tensão para $\omega = 10\%$	66
Tabela 11 – Estimação dos índices de responsabilidade harmônica de corrente para $\omega = 10\%$	67
Tabela 12 – Resultados para os índices de tensão utilizando o método SQP- $\omega = 10\%$	67
Tabela 13 – Resultados para os índices de corrente utilizando o método SQP- $\omega = 10\%$	68
Tabela 14 – Comparação dos erros RMSE entre Pontos Interiores e SQP-Projeção de tensão	68
Tabela 15 – Comparação do erro médio entre Pontos Interiores e SQP - Projeção de corrente	69
Tabela 16 – Comparação do tempo computacional em segundos entre Pontos Interiores e SQP	69
Tabela 17 – Índices de Responsabilidade Harmônica - PAC 1	71
Tabela 18 – Índices de Responsabilidade Harmônica - PAC 2	71
Tabela 19 – Índices de Responsabilidade Harmônica - PAC 3	72
Tabela 20 – Espectro Harmônico	73
Tabela 21 – Índices de Tensão Estimados e Reais - Barra 2	76

Tabela 22 – Índices de Tensão Estimados e Reais - Barra 3	76
Tabela 23 – Índices de Tensão Estimados e Reais - Barra 4	77
Tabela 24 – Índices de Tensão Estimados e Reais - Barra 5	77
Tabela 25 – Tabela de Dados de Barra.	88
Tabela 26 – Tabela de Dados de Rede.	88
Tabela 27 – Dados Gerais dos Transformadores	89
Tabela 28 – Características de Reatância e Perdas dos Transformadores	89
Tabela 29 – Dados das Linhas MV	90
Tabela 30 – Dados das Linhas LV	90
Tabela 31 – Parâmetros das cargas do sistema IEEE	91

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	13
1.1.1	MOTIVAÇÕES	16
1.2	OBJETIVOS DO TRABALHO	17
1.3	PUBLICAÇÕES RESULTANTES	19
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	20
1.5	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	21
2	ANÁLISE HARMÔNICA EM SISTEMAS ELÉTRICOS	22
2.1	MODELAGEM DE EQUIPAMENTOS PARA ANÁLISE HARMÔNICA	28
2.1.1	Linhas de Transmissão	28
2.1.1.1	<i>Resistências e Efeito Pelicular</i>	30
2.1.2	Geradores	31
2.1.3	Cargas Lineares	31
2.1.3.1	<i>Modelo Série</i>	31
2.1.3.2	<i>Modelo Paralelo</i>	32
2.1.3.3	<i>Modelo CIGRÉ</i>	33
2.1.4	Cargas Não Lineares	34
2.2	MÉTODO DA COMPENSAÇÃO DA CORRENTE	36
2.3	MÉTODOS DE ANÁLISE DO COMPARTILHAMENTO DA RESPONSABILIDADE SOBRE AS DISTORÇÕES HARMÔNICAS	38
2.3.1	Método do Fluxo de Potência Harmônica	40
2.3.2	Corrente conforme e não-conforme	41
2.3.3	Método da Superposição	42
2.4	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	45
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	46
3.1	BREVE HISTÓRICO	46
3.2	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	50
4	METODOLOGIA PROPOSTA	52
4.1	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	55

4.2	CÁLCULO DOS ÍNDICES DE COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADE	58
4.2.1	Método do vetor harmônico de tensão (VHT)	58
4.2.2	FLUXOGRAMA RESUMITIVO	60
4.2.3	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	62
5	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS	63
5.1	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EQUIVALENTE	63
5.1.1	Testes complementares	66
5.2	SISTEMA TESTE IEEE BENCHMARK	68
5.3	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL	73
5.3.1	Estratégias para obtenção de estimativas iniciais dos valores dos equivalentes de impedância	74
5.3.1.1	<i>Supridor</i>	74
5.3.1.2	<i>Consumidores</i>	75
5.3.2	Resultados das simulações	75
5.3.3	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	77
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	78
6.1	Conclusões finais	78
6.2	Trabalhos futuros	80
	REFERÊNCIAS	81
	APÊNDICE A – DADOS DE LINHA E DE BARRAS DO SISTEMA DE 5 BARRAS	88
	APÊNDICE B – DADOS DO SISTEMA TESTE IEEE .	89

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho encontra-se inserido no contexto das pesquisas relacionadas à qualidade de energia, análise harmônica, análise de compartilhamento de responsabilidade sobre distorções harmônicas e modelagem de problemas de otimização aplicados à análise da qualidade de energia elétrica em sistemas de potência. Neste capítulo introdutório, a contextualização, as motivações, o objetivo e a estrutura do trabalho são apresentados.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

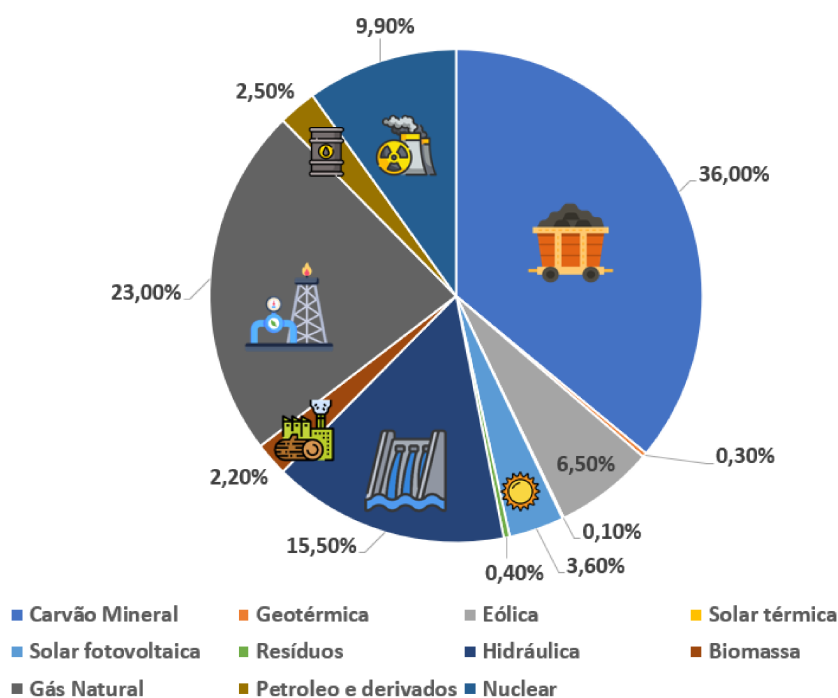
Durante a realização da cúpula climática da ONU, COP-28, em Dubai, no dia 30 de novembro de 2023, os países concordaram pela primeira vez desde 1995, ano da realização da primeira cúpula, que os sistemas de geração de energia elétrica devem deixar de utilizar combustíveis fósseis, como carvão e derivados de petróleo, além de reduzir ao máximo os níveis de geração de CO_2 . A Figura 1 mostra o panorama atual da matriz energética mundial. Nota-se que, atualmente, a geração de energia é predominantemente realizada por meio de fontes não renováveis, que emitem gases relacionados ao efeito estufa.

Essa decisão surge em resposta às mudanças climáticas percebidas nas últimas décadas, que traz a tina a necessidade de se reduzir as emissões dos gases poluentes da atmosfera. Este cenário reflete nos sistemas de energia elétrica, onde há uma busca crescente por fontes de energia renováveis, que sejam livres ou apresentem níveis reduzidos de CO_2 , sendo esse panorama contemplado pela denominada transição energética (ZHANG *et al.*, 2023).

Dentre todas as fontes renováveis de energia, as mais comumente mencionadas pela transição energética são as eólicas e solares (CANTARERO, 2020). A geração de energia elétrica por meio dessas fontes foi incorporada ao sistema elétrico graças ao avanço da tecnologia da eletrônica de potência, pois essa permite estabelecer a integração energética entre a fonte geradora e o sistema elétrico de potência (KALAIR *et al.*, 2021).

Além da importância da eletrônica de potência no contexto da transição

Figura 1 – Matriz elétrica mundial



Fonte: Modificado de Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2023)

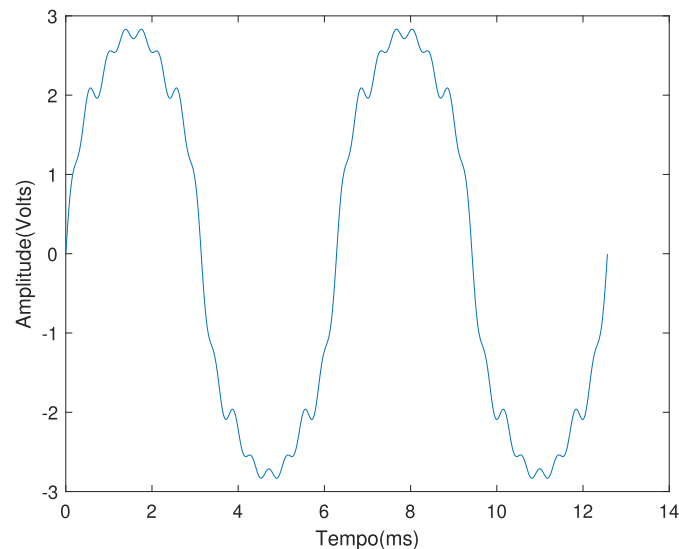
energética, existem diversos outros equipamentos necessários aos sistemas elétricos que fazem uso dessa tecnologia. Entre eles estão o compensador estático de reativo, filtros ativos, inversores de frequência, carregadores, fontes de celulares e computadores, sistemas de armazenamento de energia, lâmpadas de LED (*light-emitting diode*), sistemas de transmissão em corrente contínua, amplificadores de potência, entre outros (BOROYEVICH *et al.*, 2013).

Apesar da grande importância da eletrônica de potência e de dispositivos eletrônicos no geral atualmente, esses são um dos principais responsáveis pela deterioração da qualidade de energia em um sistema elétrico de potência. Os componentes utilizados nos dispositivos baseados nessa tecnologia, como transistores, diodos e tiristores, são dispositivos com características não lineares e, quando conectados em sistemas elétricos, injetam no sistema correntes com frequências que são múltiplas inteiras da frequência fundamental, conhecidas como componentes

harmônicas. As harmônicas são extremamente prejudiciais aos sistemas elétricos, podendo danificar motores, superaquecer cabos, causar interferência em sistemas de comunicação, provocar a operação indevida de sistemas de proteção e até mesmo aumentar as perdas de energia nos sistemas de transmissão e distribuição (MELO *et al.*, 2019).

A Figura 2 apresenta um sinal senoidal de tensão distorcido pela presença de componentes harmônicas. Pode-se perceber que, apesar de o formato do sinal se assemelhar à uma senoide, esse não é perfeitamente senoidal devido à introdução de componentes harmônicas múltiplas inteiras da frequência fundamental. No caso do Brasil, vale ressaltar que a frequência fundamental é 60 Hz.

Figura 2 – Onda senoidal distorcida.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Em sistemas elétricos trifásicos, o aparecimento de componentes harmônicas pode ser danoso ao sistema, afetando a vida útil de equipamentos, podendo comprometer a operação em tempo real (MONTEIRO *et al.*, 2017).

Devido a esse cenário, existe uma contínua necessidade de desenvolver métodos e ferramentas capazes de auxiliar na análise e mitigação das harmônicas em sistemas elétricos, tais como estimadores de estados, que são métodos capazes de obter estimativas em tempo real das grandezas elétricas (fasores de tensão e

corrente), permitindo monitoramento sistêmico da proliferação de distorções, e métodos de filtragem de harmônicas por meio do dimensionamento, otimização e alocação de filtros passivos e ativos (MELO *et al.*, 2020). No entanto, devido ao significativo dano causado pelas distorções harmônicas na qualidade de energia, surge-se também a necessidade de atribuir responsabilidade aos agentes que contribuem para essa deterioração. Atualmente, existem métodos que são capazes de, em um determinado ponto da rede, chamado de PAC (Ponto de Acoplamento Comum), atribuir em porcentagem a responsabilidade pela distorção de corrente e tensão (PAPIČ *et al.*, 2018).

Os métodos atuais de monitoramento e estimação de estados harmônicos são possíveis graças ao desenvolvimento das PMU's (*Phasor Measurement Units*), que são dispositivos capazes de medir grandezas elétricas sincronizadas através do auxílio do GPS (*Global Positioning System*) com taxa de amostragem típica de 2880 amostras por segundo (MELO, 2018). A tecnologia das PMUs permite o desenvolvimento de algoritmos baseados em resolução de problemas de otimização para auxiliar na estimação do estado da rede, porém, esses algoritmos ainda não são amplamente utilizados no âmbito da atribuição da responsabilidade sobre as distorções harmônicas (MELO, 2018). Com estudos recentes acerca do uso de PMUs no contexto da obtenção de fasores harmônicos, destacam-se o desenvolvimento de micro-PMUs com função de analisadores de qualidade de energia e as denominadas HPMUs (*Harmonic Phasor Measurement Units*) (ANGUSWAMY *et al.*, 2023; AHMADI-GORJAYI; MOHSENIAN-RAD, 2022).

A partir dessa contextualização, pode-se perceber um cenário complexo em que há uma necessidade urgente em se desenvolver metodologias destinadas ao monitoramento e análise de redes com distorções harmônicas para manter a qualidade de energia do sistema elétrico visando mitigar seus efeitos indesejáveis e prejudiciais aos consumidores, concessionárias e transmissoras.

1.1.1 MOTIVAÇÕES

Embora seja possível monitorar as redes elétricas em tempo real por meio da integração de avançados recursos de medição, ainda assim é extremamente difícil resolver o problema de identificar a fonte harmônica dominante do sistema

e atribuir a responsabilidade a um agente poluidor que esteja deteriorando a qualidade de energia (SAFARGHOLI; MALEKIAN; SCHUFFT, 2017a; SAFARGHOLI; MALEKIAN; SCHUFFT, 2017b).

Em um cenário atual onde há uma crescente utilização de inversores de frequência conectados à rede para a integração da energia solar, percebe-se uma tendência de problemas relacionados à qualidade de energia, os quais devem ser avaliados continuamente pelas concessionárias a fim manter seus ativos de forma segura, permitindo que padrões mínimos aceitáveis de qualidade de energia sejam respeitados e cumpridos segundo as normas nacionais (MAHELA *et al.*, 2021). Na transmissão de energia, a proliferação de turbinas eólicas também representa um desafio à propagação de distorções harmônicas (JIA *et al.*, 2023; EROĞLU *et al.*, 2021).

O aumento da utilização de dispositivos com características não lineares e dispositivos baseados em eletrônica de potência, que afetam a qualidade da energia elétrica, a necessidade de desenvolver métodos e sistemas de monitoramento eficazes, e a recente discussão sobre a atribuição de responsabilidade pelas distorções são, portanto, as principais motivações para este trabalho.

Atribuir a responsabilidade pelas distorções harmônicas é algo extremamente difícil, pois exige conhecimento dos parâmetros do sistema, monitoramento e impacta tanto a concessionária quanto o consumidor de energia elétrica. Estabelecer a contribuição das correntes harmônicas injetadas no ponto de acoplamento entre supridor e consumidor torna-se algo extremamente desejável e desafiador na prática (GIANESINI; SANTOS; RIBEIRO, 2023).

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O principal objetivo deste trabalho é propor uma solução para a atribuição da responsabilidade das distorções harmônicas em sistemas elétricos. O método proposto deve ser capaz de estimar as contribuições tanto do lado do consumidor quanto do supridor, mesmo quando houver incerteza nos valores das impedâncias harmônicas equivalentes.

Atualmente, os métodos de atribuição de responsabilidade pelas distorções

harmônicas são divididos em intrusivos e não intrusivos. Os métodos intrusivos apresentam uma certa dificuldade de aplicação, pois requerem mudanças na topologia da rede, como a inserção de novos elementos ou a realização de chaveamentos de circuitos. Por outro lado, os métodos não intrusivos são mais fáceis de aplicar na prática. No entanto, esses métodos exigem o conhecimento das impedâncias harmônicas equivalentes da rede sendo que valores incorretos dessas grandezas acarretam erros no cálculo dos índices de atribuição que podem comprometer demasiadamente os resultados (GIANESINI; SANTOS; RIBEIRO, 2023).

Sabe-se que os sistemas elétricos passam por constantes mudanças, tanto na sua topologia quanto no consumo de energia (ALTGOTT; MELO, 2024). Esse fato faz com que os dados de rede e impedância nem sempre estejam atualizados, necessitando de uma aplicação recorrente de métodos de estimação de impedância harmônica. No entanto, esses métodos, por si só, apresentam erros devido às imprecisões dos equipamentos utilizados nas medições (LIU *et al.*, 2020).

Neste trabalho, propõe-se resolver o problema de atribuição de responsabilidade harmônica através da formulação de um problema de otimização, que possui como variáveis de estado os elementos que compõem o equivalente de Norton da rede em questão, tanto do lado do supridor quanto do lado do consumidor. Dessa forma, será possível estimar tanto os valores de impedâncias quanto os valores de corrente harmônica injetados pelo supridor e pelo consumidor, a partir dos dados de medição fasorial de corrente e tensão no PAC, obtidos por meio de um medidor fasorial instalado no ponto.

A função objetivo é formulada a partir dos mínimos quadrados ponderados, com o objetivo de minimizar a diferença entre os valores medidos por um medidor fasorial sincronizado e os valores calculados pela metodologia através das variáveis de estado do problema. Para cada ordem harmônica, resolve-se um problema de otimização separadamente. Por fim, calculam-se os índices de atribuição de responsabilidade através dos valores das variáveis de estado calculadas na resolução do problema de otimização.

Para a resolução do método de otimização considerando incertezas nos valores de impedância, será adotado o método de pontos interiores, comparações serão feitas com o método da programação quadrática sequencial.

Os objetivos específicos do trabalho são listados a seguir:

- a) Formular um problema de otimização considerando as equações do método da superposição de circuitos elétricos e o método dos mínimos quadrados ponderados;
- b) Incorporar as correntes advindas do supridor, consumidor e as impedâncias harmônicas equivalentes do sistema como variáveis de estado;
- c) Resolver o problema de otimização utilizando métodos determinísticos;
- d) Calcular os índices de atribuição de responsabilidade harmônica, validando-os a partir de índices propostos na literatura.

1.3 PUBLICAÇÕES RESULTANTES

Nesta seção, o autor apresenta os trabalhos publicados em anais de congressos, ou em processo de submissão em periódicos, que foram desenvolvidos durante a realização desta pesquisa. Destaca-se que o artigo principal desta pesquisa foi premiado na XV Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia (CBQEE) como melhor artigo da categoria.

1. DA SILVA, Robert William; MELO, Igor D. *Análise do Compartilhamento da Responsabilidade pelas Distorções Harmônicas: uma abordagem usando Programação Quadrática Sequencial*. 2023 XV Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia (CBQEE) - Premiado como melhor artigo da categoria modelagens matemáticas e simulações computacionais.
2. DIOGO, Vinicius M.R.; MELO, Igor D.; DA SILVA, Robert William. *Estimação de Estados Trifásica a Quatro Fios para Sistemas de Distribuição Multiaterrados*. 2024 XXV Congresso Brasileiro de Automática (CBA);
3. DA SILVA, Robert William; MELO, Igor D. *Dimensionamento Ótimo de Filtros Passivos: Uma abordagem considerando a integração entre Simulink e Otimização Não Linear*. 2024 Inerge International Conference on Electric Energy (IINCEE);

4. DA SILVA, Robert William; DIOGO, Vinicius M.R.; MELO, Igor D., *Harmonic responsibility sharing assessment considering uncertain impedance parameters.*

EM PROCESSO DE SUBMISSÃO.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este documento encontra-se estruturado com seis capítulos, incluindo este Capítulo 1, de caráter introdutório, abordando a contextualização, principais motivações, objetivos e trabalhos publicados.

No Capítulo 2, são descritos os principais conceitos e métodos para a análise harmônica, incluindo a modelagem de rede no domínio da frequência e o problema de atribuição de responsabilidade pelas distorções.

No Capítulo 3, uma revisão bibliográfica em ordem cronológica é realizada, abrangendo os principais trabalhos relacionados a esta pesquisa. O objetivo é fornecer um contexto detalhado e atualizado sobre o estado da arte no campo de estudo, identificando lacunas no conhecimento existente e estabelecendo a base para a pesquisa atual.

No Capítulo 4, são apresentadas a metodologia proposta e a formulação do problema de otimização, que envolve a modelagem de um equivalente de Norton tanto da parte do supridor quanto do consumidor, acoplados no PAC. Além disso, é descrita a estratégia para a montagem do vetor de medições necessário para o método dos mínimos quadrados ponderados.

Resultados das simulações computacionais e análises comparativas são apresentados no Capítulo 5. O método proposto é aplicado em um sistema de distribuição de média tensão equivalente, com o objetivo de validar a metodologia. Além disso, o método é testado em um sistema de distribuição radial e no sistema de teste para análise de compartilhamento de distorções do IEEE, originalmente proposto por Papič *et al.* (2018).

No Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais da dissertação.

1.5 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Este capítulo ressaltou a complexidade da qualidade de energia elétrica em sistemas de potência, abordando desde a transição energética global impulsionada por fontes renováveis até os desafios das distorções harmônicas causadas pela eletrônica de potência. Discutiu-se a necessidade de métodos robustos para atribuição de responsabilidade pelas harmônicas, enfatizando tanto abordagens intrusivas quanto não intrusivas. Os objetivos do trabalho foram delineados, propondo uma solução baseada em otimização para estimar contribuições de consumidores e fornecedores. Além disso, destacaram-se as publicações resultantes e a estrutura detalhada da dissertação, que abrange desde a revisão bibliográfica até os resultados de simulações computacionais.

2 ANÁLISE HARMÔNICA EM SISTEMAS ELÉTRICOS

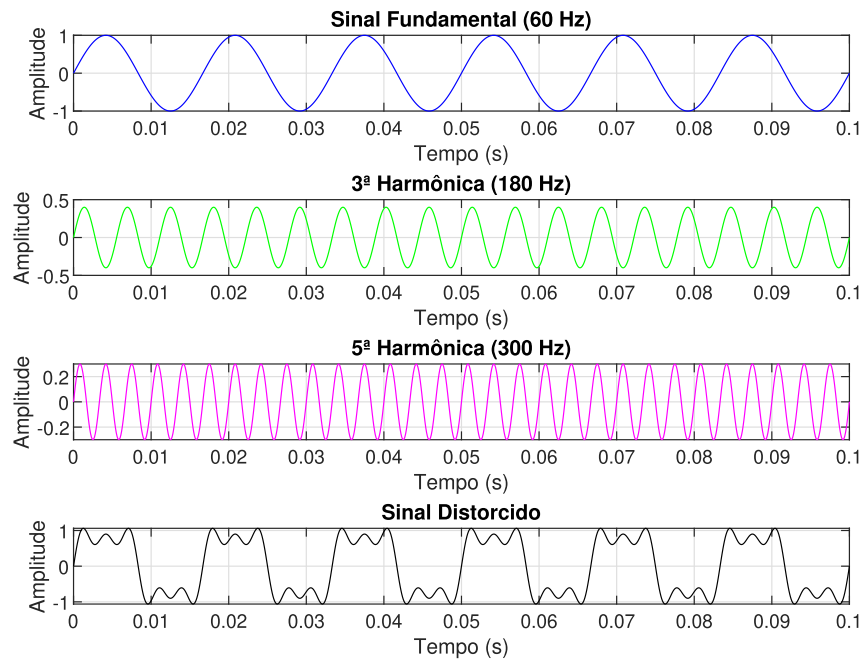
Neste capítulo, são apresentados a fundamentação teórica da análise harmônica, a modelagem matemática dos principais equipamentos dos sistemas de potência, o método de compensação das correntes para o cálculo do fluxo de potência harmônica e o cálculo da distorção harmônica total. Por fim, é apresentado o problema de compartilhamento sobre as distorções harmônicas e os principais métodos de resolução presentes na literatura.

A definição de harmônicas refere-se a sinais senoidais cujas frequências são múltiplos inteiros de uma frequência fundamental específica (KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2009). Nos sistemas de potência, os dispositivos não lineares são os principais geradores de componentes harmônicas. Por exemplo, um resistor alimentado por uma tensão senoidal de determinada frequência em seus terminais produzirá uma corrente senoidal da mesma frequência, caracterizando-o como um dispositivo linear (KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2009). Por outro lado, dispositivos não lineares como diodos, transistores e varistores podem gerar não apenas componentes de frequência fundamental, mas também somas de sinais com frequências distintas da fundamental (ARRILLAGA; WATSON, 2004). A Figura 3 mostra um exemplo de uma onda senoidal com a adição da terceira e quinta harmônicas, que gera um sinal distorcido por componentes harmônicas.

Além da definição de harmônicas, existem outras categorizações, como as inter-harmônicas, sub-harmônicas e as supra-harmônicas. As inter-harmônicas têm frequências que não são múltiplas inteiras da fundamental e com frequências maiores que a fundamental. Inversores fotovoltaicos são atualmente uma das maiores fontes de inter-harmônicas, segundo Sangwongwanich *et al.* (2018). As sub-harmônicas, por sua vez, têm frequências menores que a fundamental enquanto as supra-harmônicas são componentes de frequências de 2kHz até 150kHz. A Tabela 1 apresenta as definições matemáticas dos tipos de harmônicas, onde f_f é a frequência fundamental e n é um número inteiro diferente de zero.

Ao longo do tempo, tornou-se evidente que as distorções harmônicas representam uma ameaça significativa aos sistemas de potência. Em resposta, a análise harmônica junto ao desenvolvimento de filtros tem evoluído para enfrentar essas

Figura 3 – Exemplo de sinal senoidal fortemente distorcido por componentes harmônicas.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Tabela 1 – Resumo das definições de harmônicas

Termo	Definição
Harmônica	$f = n \cdot f_f$
Sub-harmônica	$f < f_f$
Inter-harmônica	$f \neq n \cdot f_f$
Supra-harmônicas	$2kHz < f < 15kHz$

Fonte: Modificado de (SINGH, 2009) (2024).

distorções prejudiciais. Esse campo de estudo engloba uma grande variedade de métodos especializados, dedicados a identificar, quantificar e desenvolver estratégias eficazes de mitigação das distorções (XU, 2004).

A análise de Fourier é uma das principais ferramentas matemáticas utilizadas em diversas análises. Ela consiste em calcular a magnitude, frequência e fase das componentes harmônicas presentes em um sinal periódico. Segundo a teoria de Fourier, qualquer sinal periódico pode ser decomposto em uma série que consiste na soma de senos e cossenos com amplitudes, fases e frequências distintas (DUOANDIKOETXEA, 2024). A equação (2.1) exemplifica como uma função periódica $f(x)$ pode ser expressa pela série de Fourier. As equações (2.2), (2.3) e (2.4) descrevem o cálculo dos coeficientes dessa série.

$$f(x) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} \left(a_n \cos\left(\frac{2n\pi}{T}x\right) + b_n \sin\left(\frac{2n\pi}{T}x\right) \right), \quad (2.1)$$

onde T é o período da função $f(x)$.

Os coeficientes da série de Fourier são calculados pelas Equações (2.2), (2.3) e (2.4):

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} f(x) dx, \quad (2.2)$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} f(x) \cos\left(\frac{2n\pi}{T}x\right) dx, \quad \text{para } n = 1, 2, 3, \dots, \quad (2.3)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} f(x) \sin\left(\frac{2n\pi}{T}x\right) dx, \quad \text{para } n = 1, 2, 3, \dots \quad (2.4)$$

Este é o principal método de separação de componentes harmônicas presentes nos sistemas elétricos.

Ao avaliar o sinal distorcido da Figura 3, obtém-se a seguinte equação (2.5), da qual se deriva o espectro harmônico da Tabela 2.

$$f(t) = 1 \cos(2\pi f_1 t - \frac{\pi}{2}) + 0,7 \cos(2\pi 3 f_1 t - \frac{\pi}{2}) + 0,4 \cos(2\pi 5 f_1 t - \frac{\pi}{2}) \quad (2.5)$$

Tabela 2 – Exemplo de espectro harmônico.

Ordem Harmônica	Frequência	Magnitude	Fase
1	f_1	1	$-\frac{\pi}{2}$
3	$3 \cdot f_1$	0,7	$-\frac{\pi}{2}$
5	$5 \cdot f_1$	0,4	$-\frac{\pi}{2}$

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

A distorção harmônica total (THD, do inglês *Total Harmonic Distortion*), e a distorção harmônica individual (IHD, *Individual Harmonic Distortion*), são índices amplamente utilizados pelas normas nacionais e internacionais para quantificar a distorção em um sinal específico e estabelecer limites de distorção de corrente e tensão (KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2009). O cálculo do THD e do IHD de um sinal de tensão V qualquer são dados pelas equações (2.6) e (2.7), respectivamente:

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h \neq 1}^{H_{max}} (V_h)^2}}{V_1} \times 100\% \quad (2.6)$$

$$IHD_V = \frac{V_h}{V_1} \times 100\% \quad (2.7)$$

Para exemplificar, o cálculo do THD do espectro apresentado na Tabela 2, é calculado em (2.8):

$$THD = \frac{\sqrt{(0,7)^2 + (0,4)^2}}{1} \times 100\% = \sqrt{0,49 + 0,16} \times 100\% = \sqrt{0,65} \times 100\% \approx 80,6\% \quad (2.8)$$

Para calcular o IHD para a terceira harmônica, segue a equação (2.9):

$$IHD_{3^a \text{ harmônica}} = \frac{0,7}{1} \times 100\% = 70\% \quad (2.9)$$

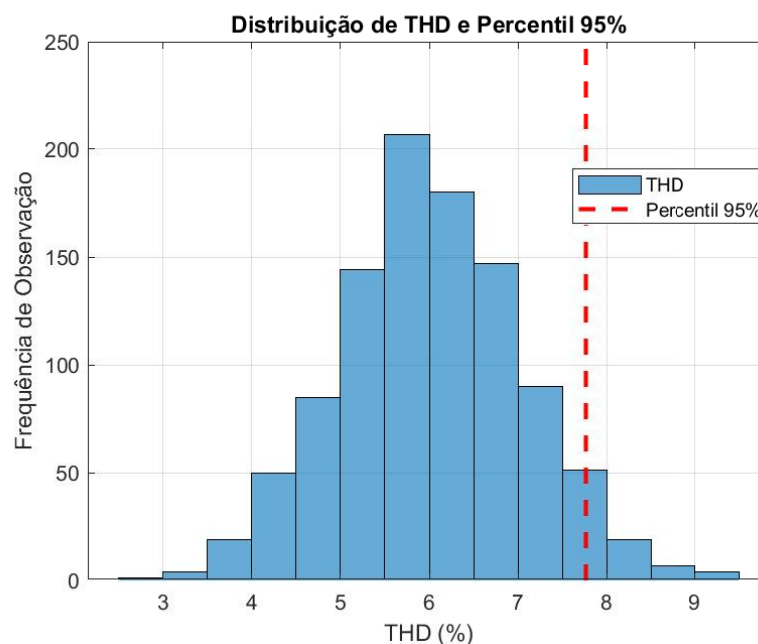
Para a quinta harmônica, segue a equação (2.10):

$$IHD_{5^a \text{ harmônica}} = \frac{0,4}{1} \times 100\% = 40\% \quad (2.10)$$

Os valores máximos de distorções são definidos por normativas e, no caso do Brasil, existem as normas de qualidade de energia para a distribuição, estabelecidas através do módulo 8 do Prodist (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2024) e para a transmissão, submódulo 2.9 do procedimento de rede do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2024). Nas normas nacionais, os termos THD e IHD são substituídos por DTHT (Distorção Total Harmônica de Tensão) e DTHI (Distorção Total Harmônica Individual), respectivamente.

Geralmente, os indicadores de qualidade de energia são calculados através de uma campanha de medição, onde amostras são coletadas ao longo do tempo, pois os sistemas não são estáticos e os valores das distorções podem variar ao longo do dia (KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2009). No caso das normas nacionais, são utilizadas 1008 amostras e, através do percentil 95% (valor do indicador que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas), determina-se o valor do DTHT ou DTHI. A Figura 4 ilustra um histograma de DTHT e seu percentil 95%.

Figura 4 – Exemplo de histograma de DTHT.



No módulo 8 do Prodist, limites para os indicadores são estabelecidos para sistemas de distribuição e subtransmissão, além dos citados anteriormente, são estabelecidos os limites de DTHT95% para harmônicas pares ($DTHT_P95\%$) e para harmônicas múltiplas de três ($DTHT_395\%$). A Tabela 3 apresenta os valores limites para cada nível de tensão, baixa, média e alta tensão.

Tabela 3 – Indicadores de qualidade da energia elétrica para diferentes tensões nominais.

Indicador	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
$DTHT95\%$	10,0%	8,0%	5,0%
$DTHT_P95\%$	2,5%	2,0%	1,0%
$DTHI95\%$	7,5%	6,0%	4,0%
$DTHT_395\%$	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: Modificado de (Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2024).

A Tabela 4 apresenta os limites de distorção estabelecidos pelo Procedimento de Redes do ONS para os sistemas de transmissão, para ordens pares, ímpares e para níveis de tensão inferiores e superiores a 69 kV.

Tabela 4 – Limites globais inferiores para os indicadores DTHI e DTHT95%.

$V < 69 \text{ kV}$				$V \geq 69 \text{ kV}$			
DTHI h ímpar		DTHI h par		DTHI h ímpar		DTHI h par	
Ordem	Valor	Ordem	Valor	Ordem	Valor	Ordem	Valor
3, 5, 7	5%	2, 4, 6	2%	3, 5, 7	2%	2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%	≥ 8	1%	9, 11, 13	1,5%		
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥ 27	1%			≥ 27	0,5%	≥ 8	0,5%
DTHT95% = 6%				DTHT95% = 3%			

Fonte: Modificado de (Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2024).

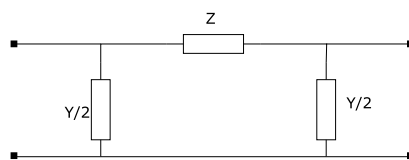
2.1 MODELAGEM DE EQUIPAMENTOS PARA ANÁLISE HARMÔNICA

Nos sistemas elétricos de potência, o fluxo de potência harmônico representa a principal ferramenta para análise de distorções. Para o fluxo de potência convencional, calculado para sinais senoidais na frequência fundamental de 50/60 Hz, os equipamentos são modelados no domínio dessa frequência. Porém, quando há distorção devido a componentes harmônicas, o sinal contém frequências diferentes da fundamental. Por isso, foram desenvolvidos métodos específicos para calcular o fluxo de potência harmônico, permitindo a análise em frequências além da fundamental. No entanto, para a resolução eficaz do fluxo de potência harmônico, é fundamental realizar uma modelagem precisa dos componentes nos sistemas elétricos, abrangendo não apenas a frequência fundamental, mas também as frequências harmônicas de interesse (CIGRE, 2019).

2.1.1 Linhas de Transmissão

As linhas de transmissão são frequentemente modeladas no domínio da frequência utilizando o modelo PI equivalente. Esse modelo surge da resolução das equações diferenciais que descrevem o comportamento das linhas de transmissão (MENEZHIN *et al.*, 2020). O modelo equivalente é tratado de maneira distinta para linhas de transmissão curtas, médias e longas. A Figura 5 apresenta o diagrama do modelo PI para linha de transmissão, onde os parâmetros do modelo são definidos por (2.11) e (2.12), em que Z^h representa a impedância e Y^h a admitância shunt do modelo tradicional de linhas. R^h , G^h , L , C são a resistência, condutância, indutância e capacitância, respectivamente. A frequência angular em radianos por segundo é expressa por ω .

Figura 5 – Modelo PI equivalente de linhas de transmissão.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

$$Z^h = R^h + j \cdot \omega \cdot L \quad (2.11)$$

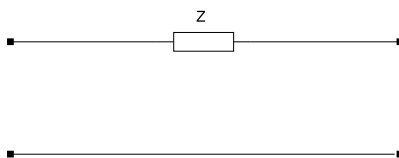
$$Y^h = G^h + j \cdot \omega \cdot C \quad (2.12)$$

No entanto, para cada tipo de linha existe uma correção para ser feita. Para linhas curtas ($d < 80$ km) despreza-se a admitância shunt, obtendo-se (2.13):

$$z = r + j \cdot (h \cdot \omega \cdot L) \quad (2.13)$$

onde r é a resistência da linha em Ω/km , L é a indutância em H/km e ω é a frequência angular ($2 \cdot \pi \cdot f$). A Figura 6 apresenta o modelo PI para linhas curtas.

Figura 6 – Modelo de linhas curtas.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Para linhas médias ($80 \text{ km} \leq d \leq 250 \text{ km}$) além da impedância série, consideram-se os elementos *shunt* do modelo calculados pela equação (2.14).

$$y^h = g^h + j \cdot b^h = \frac{1}{r^h} + j \cdot (h \cdot \omega \cdot C) \quad (2.14)$$

Para obter os valores da reatância e da admitância *shunt* das linha de transmissão em Ohms, z^h e y^h são multiplicados pela distância da linha d em km.

Para linhas longas, os modelos apresentados anteriormente são simplificações grosseiras. Portanto, é necessário realizar a chamada correção hiperbólica (CIGRE, 2019). De posse dos valores nominais de Y^h e Z^h , a correção é dada pelas Equações (2.15) e (2.16).

$$Z_{hip}^h = Z^h \cdot \frac{\text{senh}(\sqrt{Z^h \cdot Y^h})}{\sqrt{Z^h \cdot Y^h}} \quad (2.15)$$

$$Y_{hip}^h = 2 \cdot Y^h \cdot \frac{tgh(0,5 \cdot \sqrt{Z^h \cdot Y^h})}{\sqrt{Z^h \cdot Y^h}} \quad (2.16)$$

Nota-se que a definição de linhas curtas, médias e longas é estabelecido em termos da frequência fundamental, devendo ser avaliado cuidadosamente para as demais ordens harmônicas. É recomendado que para valores superiores a $\frac{240}{h}$ km (onde h é a ordem harmônica), seja usado o modelo com correção hiperbólica (ORTMEYER; RIBEIRO, 1996).

2.1.1.1 Resistências e Efeito Pelicular

A variação da resistência com a frequência é conhecida como efeito pelicular. A corrente percorre um condutor em uma região entre a superfície (pele) e uma determinada profundidade chamada profundidade da pele (ARRILLAGA; WATSON, 2004). A variação da frequência resulta na diminuição da seção transversal efetiva do condutor, o que causa um aumento na impedância interna do condutor e interfere na camada por onde a corrente circula. A resistência série de uma linha de transmissão deve sempre ter sua variação com a frequência considerada em estudos harmônicos (CIGRE, 2019).

A Tabela 5 apresenta as correções necessárias para a resistência do ramo direto da linha de transmissão. Este modelo foi desenvolvido pela NGC (*National Grid Corporation*), sediada na França, e foi apresentado no tutorial de Modelagem de Redes para Estudos Harmônicos do CIGRE (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*).

Tabela 5 – Correções para o Efeito Pelicular em Linhas de Transmissão Aéreas

Tensão (kV)	Ordem Harmônica	Resistência
400, 275	$1 \leq h \leq 4.21$	$R_1 \left(1 + \frac{3.45h^2}{192+2.77h^2}\right)$
	$4.21 < h \leq 7.76$	$R_1(0.806 + 0.105h)$
	$h > 7.76$	$R_1(0.267 + 0.485\sqrt{h})$
132		$R_1 \left(1 + \frac{0.646h^2}{192+0.518h^2}\right)$

Fonte: Modificado de (CIGRE, 2019)

2.1.2 Geradores

Normalmente na frequência fundamental, os geradores são modelados como injeção de potência. Nas ordens harmônicas, os geradores são modelados pela reatância subsíncrona x_g'' e a resistência r_g varia com a raiz quadrada da ordem harmônica (ABU-HASHIM *et al.*, 1999). A Equação (2.17) apresenta esse modelo:

$$z_g = \sqrt{h} \cdot r_g + j \cdot h \cdot x_g'' \quad (2.17)$$

2.1.3 Cargas Lineares

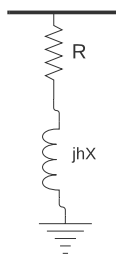
Cargas lineares podem contribuir para a propagação de harmônicas no sistema elétrico por causa do fenômeno de ressonância. A ressonância é o ponto da resposta em frequência em que a impedância da carga linear tem seu valor máximo, e caso haja a presença de alguma componente harmônica de corrente na frequência próxima da frequência de ressonância, isso resultará em uma elevada harmônica de tensão naquela frequência (BURCH *et al.*, 2003).

Existem na literatura diversos modelos de carga linear para análise harmônica em sistemas elétricos sendo que os principais modelos foram apresentados em CIGRE (2019) e serão explicitados nas subseções seguintes.

2.1.3.1 Modelo Série

Os parâmetros do modelo série da Figura 7 podem ser calculados a partir das equações (2.18) e (2.19), respectivamente:

Figura 7 – Carga linear modelo série.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

Onde:

- V: Tensão do ponto de conexão (determinada pelo fluxo de potência para a frequência fundamental);
- P: Parcela de potência ativa da carga linear (determinada pelo fluxo de potência para a frequência fundamental);
- Q: Parcela de potência reativa da carga linear (determinada pelo fluxo de potência para a frequência fundamental).

$$R = P \cdot \frac{V^2}{P^2 + Q^2} \quad (2.18)$$

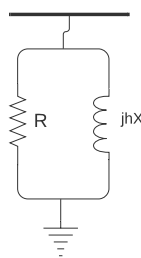
$$X = Q \cdot \frac{V^2}{P^2 + Q^2} \quad (2.19)$$

Este modelo, por possuir um pico de ressonância muito elevado, pode resultar na amplificação das harmônicas de tensão; portanto, não é o mais utilizado.

2.1.3.2 Modelo Paralelo

Para a modelagem da carga linear modelo paralelo apresentado na Figura 8, utilizam-se as seguintes equações (2.20) e (2.21), como apresentado em Burch *et al.* (2003) :

Figura 8 – Carga Linear modelo paralelo.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

$$R = \frac{V^2}{P} \quad (2.20)$$

$$X = \frac{V^2}{Q} \quad (2.21)$$

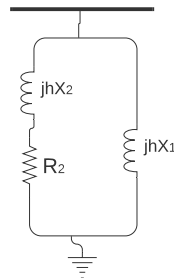
Onde:

- V: Tensão do ponto de conexão;
- P: Parcela de potência ativa da carga linear;
- Q: Parcela de potência reativa da carga linear.

2.1.3.3 Modelo CIGRÉ

O modelo CIGRÉ (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*) foi um modelo determinado através de medições em sistemas de média tensão, este modelo além de considerar as parcelas P e Q da carga linear (P_M), considera também a reatância de transformadores de distribuição (X_2) e a contribuição de motores de indução na reatância da carga linear, através do fator de instalação (K).

Figura 9 – Carga Linear modelo CIGRÉ.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Os valores dos parâmetros do modelo apresentado na Figura 9 são calculados a partir das equações (2.22), (2.23), (2.24) e (2.25):

$$R_2 = \frac{V^2}{(1 - K) \cdot P} \quad (2.22)$$

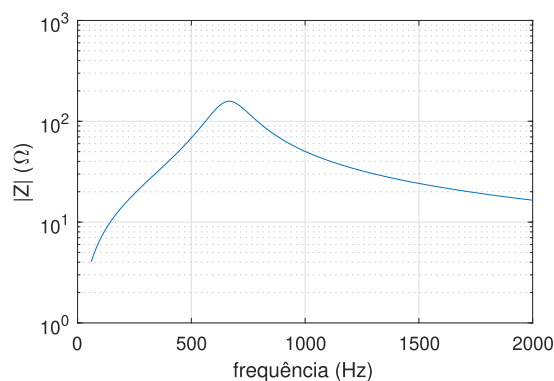
$$X_2 = 0.073 \cdot R_2 \quad (2.23)$$

$$X_1 = \frac{V^2}{K \cdot P \cdot (6,7 \cdot \frac{Q}{P} - 0,74)} \quad (2.24)$$

$$K = \frac{P_M}{P} \quad (2.25)$$

Para exemplificação, na Figura 10 é apresentada a resposta em frequência da modelagem de uma carga de 744 kVA utilizando o modelo paralelo. Pode-se perceber que essa carga apresenta um ponto de ressonância na frequência de 665 Hz.

Figura 10 – Resposta em frequência da carga linear modelo paralelo.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

2.1.4 Cargas Não Lineares

A modelagem das cargas não lineares depende do tipo de carga em estudo. Eslami *et al.* (2022) mostra que em cargas residenciais e comerciais, é mais adequado a modelagem de cargas não lineares por fonte de tensão. Em sistemas de potência e em sistemas industriais, na maior parte das vezes, as cargas não lineares são modeladas como fonte de corrente (KALAIR *et al.*, 2017).

A modelagem por fonte de corrente realizada a partir de um espectro harmônico, onde as correntes são apresentadas em magnitude e fase. O espectro

harmônico pode ser obtido através de dados disponibilizados por fabricantes de equipamentos, medições ou ser estimado pela característica da carga. Normalmente a magnitude da corrente em cada ordem harmônica é apresentada em porcentagem em relação à componente fundamental, ao invés de valores absolutos (ADINEH *et al.*, 2020). A Tabela 6 apresenta o exemplo de um espectro harmônico.

Tabela 6 – Exemplo de espectro harmônico de corrente

Ordem Harmônica	Magnitude (%)	Fase (graus)
1	100	0
2	10	-30
3	5	45
4	2	-90
5	1	90

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Para o cálculo da magnitude em ampéres, tem-se (2.26):

$$I_h = I_1 \cdot \frac{I_{espectro}^h}{I_{espectro}^1} \quad (2.26)$$

O angulo de fase é dado por (2.27):

$$\delta^h = \delta_{espectro}^h - h \cdot (\delta_{espectro}^1 - \delta^1) \quad (2.27)$$

Onde:

- I_h é o módulo da corrente harmônica injetada;
- I_1 é o módulo da componente fundamental;
- $I_{espectro}^h$ é a porcentagem da corrente harmônica em relação à fundamental;
- δ^h é o ângulo de fase da corrente harmônica a ser injetada;
- $\delta_{espectro}^h$ é o angulo da corrente dado no espectro;
- $\delta_{espectro}^1$ é o angulo da corrente fundamental dado no espectro;
- δ^1 é o angulo da corrente fundamental.

2.2 MÉTODO DA COMPENSAÇÃO DA CORRENTE

Como no cálculo do fluxo de potência harmônico, sabe-se todas as tensões nas barras na frequência fundamental, calculadas através do fluxo de carga convencional e as cargas não lineares são modeladas por injeção de corrente. A solução do fluxo harmônico pode ser calculada pelo método direto utilizando a equação (2.28):

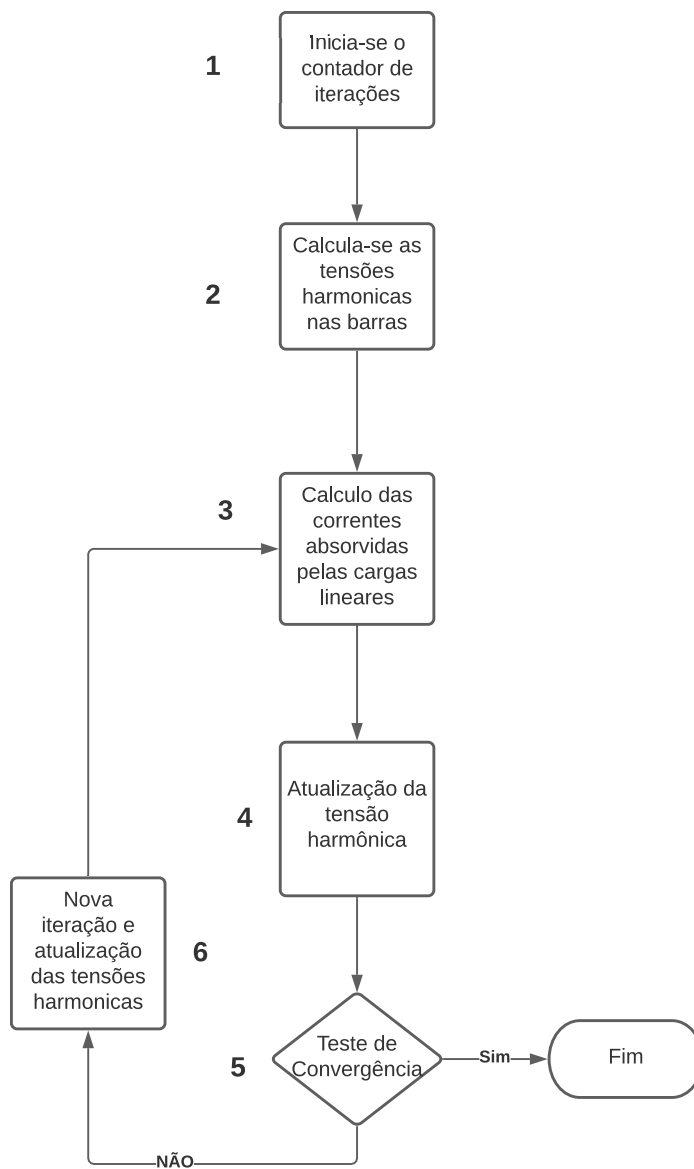
$$[V]_h = [Z]_h \cdot [I]_h \quad (2.28)$$

Onde as variáveis são:

- $[I]_h$: Vetor das correntes nas barras em cada ordem harmônica h;
- $[Z]_h$: Matriz de impedância harmônica da rede;
- $[V]_h$: Vetor das tensões nas barras em cada ordem harmônica h.

Na solução da equação (2.28), considera-se desacoplamento entre as ordens harmônicas e somente é considerada a injeção de corrente nas barras onde existem cargas não lineares. No entanto, nas barras com cargas lineares, há a absorção de correntes harmônicas, atenuando a propagação de harmônicas pela rede (YANG; HSU, 2023). Com isso, faz-se necessário a correção dos valores calculados, que é feita através do método da compensação das correntes, descrito pelo processo iterativo da Figura 11.

Figura 11 – Fluxograma do Método da compensação de correntes.



Fonte: Elaborado pelo autor (2024)

Cada etapa do fluxograma da Figura 11 é explicitada a seguir:

1. Inicia-se um contador $i=1$ e determina-se uma tolerância tol ;
2. Calculam-se as tensões harmônicas através da equação (2.28);
3. Calcula-se as parcelas de corrente absorvidas pelas cargas lineares $[I_{cl}]$ através da Equação (2.29). Na matriz de admitância $[Y]_h$ entram somente os elementos referentes às cargas lineares;

$$[I_{cl}]_h^i = [Y]_h \cdot [V]_h^i \quad (2.29)$$

4. Em (2.30), atualiza-se o valor da nova corrente líquida, considerando a parcela absorvida pelas cargas lineares, para o cálculo das novas tensões harmônicas;

$$[V]_h^{i+1} = [Y]_h^{-1} \cdot [[I]_h^i - [I_{cl}]_h^i] \quad (2.30)$$

5. Verifica-se a convergência de acordo com (2.31):

$$\max([V]_h^{i+1} - [V]_h^i) < tol \quad (2.31)$$

6. Caso a convergência for atingida, chega-se ao fim do processo iterativo, caso não, atualiza-se as tensões harmônicas através da Equação (2.32) e retorna ao passo 3.

$$[V]_h^i = [Y_h]^{-1} \cdot [I_{cl}]_h^i \quad (2.32)$$

Ao final do processo, uma vez que todas as tensões harmônicas são calculadas para cada ordem, é possível calcular a distorção total de tensão para cada barra k , THD dada pela equação (2.6).

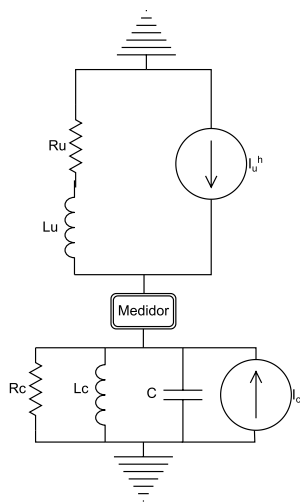
2.3 MÉTODOS DE ANÁLISE DO COMPARTILHAMENTO DA RESPONSABILIDADE SOBRE AS DISTORÇÕES HARMÔNICAS

Sabe-se que a presença de harmônicas é extremamente prejudicial aos equipamentos que compõem os sistemas elétricos de potência, fato que faz com que esse problema gere custos para os agentes, devido a redução da vida útil dos

equipamentos e a utilização de medidas de mitigação e ao crescente surgimento de normas que estabelecem limites para distorções harmônicas (SAMPAIO; BATISTA, 2021). Técnicas de mitigação estão sendo cada vez mais recomendadas para permitir o acesso de agentes ao sistema elétrico, sendo que usinas eólicas ou fotovoltaicas só podem se conectar no sistema elétrico após passar por um processo de verificação da qualidade de energia no PAC (Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2024). As técnicas mais utilizadas são os filtros passivos e ativos (ADINEH *et al.*, 2020).

Para responsabilizar o agente ou o consumidor pela distorção em um determinado PAC, foram desenvolvidas metodologias específicas para atribuição de responsabilidade. Nesta seção, serão apresentadas as principais metodologias desenvolvidas, em ordem cronológica. Vale ressaltar que, a partir dessas metodologias, derivaram-se outros métodos de cálculo da responsabilidade, inclusive o método que é tema desta dissertação. A Figura 12 apresenta o equivalente de um sistema, onde o lado superior representa o supridor (concessionária) e o lado inferior representa o consumidor, ambos os lados estão conectados no PAC, onde é instalado um medidor que pode ser tanto uma PMU ou um qualímetro, dependendo da aplicação.

Figura 12 – Sistema elétrico equivalente - Medidor acoplado no PAC



Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

2.3.1 Método do Fluxo de Potência Harmônica

Este método foi o primeiro desenvolvido para atribuir responsabilidade sobre as distorções no PAC. No entanto, ele é capaz apenas de calcular a direção do fluxo de potência harmônica. Se o fluxo estiver na direção do supridor para o consumidor, a responsabilidade é atribuída ao supridor. Caso contrário, a responsabilidade é atribuída ao consumidor. Esse método não permite quantificar a responsabilidade de cada agente em porcentagem (SANTOS; OLIVEIRA; SANTOS, 2015), além disso, Xu (2000) demonstra em quais casos esse método não pode ser usado para atribuição de responsabilidade.

A potência harmônica é dada por (2.33):

$$P_h = V_h \cdot I_h \cdot \cos(\phi_h) \quad (2.33)$$

Onde V_h e I_h são a tensão e a corrente harmônica em uma determinada ordem, e ϕ_h é a diferença angular entre corrente e tensão. A direção da potência harmônica é determinada pelo sinal da potência. Se a potência tiver sinal positivo, ela terá a mesma direção da potência ativa na frequência fundamental, responsabilizando a rede. Caso contrário, o consumidor será responsabilizado. A Tabela 7 apresenta um resumo do método.

Tabela 7 – Condições para Potência Harmônica Positiva e Negativa

Potência Harmônica	Condição	Ângulo
Positiva ($P_h > 0$)	Rede injetando harmônicos no consumidor	$\theta_{V_h} - \theta_{I_h} < 90^\circ$
Negativa ($P_h < 0$)	Consumidor injetando harmônicos na rede	$\theta_{V_h} - \theta_{I_h} > 90^\circ$

Fonte: Elaborada pelo autor (2024)

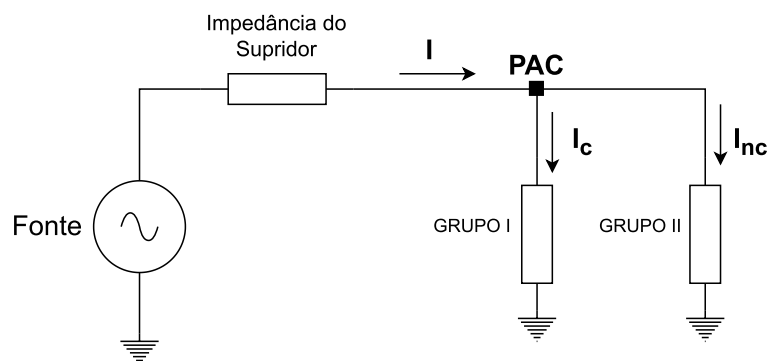
2.3.2 Corrente conforme e não-conforme

A teoria deste método, apresentado primeiramente em Srinivasan e Jutras (1998), diz que a corrente total medida no PAC é a soma de uma parcela de corrente sem distorções (componente linear), chamada de corrente conforme, e uma parcela onde existem as distorções, denominadas corrente não conforme.

Suponha que as cargas de um consumidor sejam divididas em dois grupos:

- Grupo I - Cargas Lineares: A corrente difere da tensão pela multiplicação de uma constante;
- Grupo II - Cargas Não Lineares: A corrente difere da tensão de maneira não linear, ou seja, cargas que produzem distorção.

Figura 13 – Sistema elétrico equivalente.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

A corrente conforme passa pelo grupo I, apresentando a mesma quantidade de distorção da tensão de suprimento. Já a corrente que passa pelo grupo II tem uma forma de onda que difere da tensão de maneira não linear. Na frequência fundamental, a metodologia considera que toda corrente é conforme. Através da Figura 13, percebe-se que a corrente total no PAC é a soma da corrente conforme I_c com a corrente não conforme I_{nc} , segundo a equação (2.34):

$$I = I_c + I_{nc} \quad (2.34)$$

No domínio da frequência, pode-se escrever a Equação (2.35) em função de uma frequência ω qualquer:

$$I(\omega) = I_c(\omega) + I_{nc}(\omega) \quad (2.35)$$

Na frequência fundamental ω_1 , como $I_{nc} = 0$, pode-se concluir a partir da Equação (2.36) que:

$$I(\omega_1) = I_c(\omega_1) = \mathbf{y} \cdot V(\omega_1) \Rightarrow \mathbf{y} = \frac{I(\omega_1)}{V(\omega_1)} \quad (2.36)$$

Na equação (2.37), \mathbf{y} é uma constante que representa a relação entre a tensão e a corrente conforme. No entanto, essa relação, apesar de válida para a frequência fundamental, é uma simplificação grosseira para outras frequências, o que acarreta maiores erros. Utilizando as Equações (2.35) e (2.36), obtém-se (2.37):

$$I_{nc}(\omega) = I(\omega) - \frac{I(\omega_1)}{V(\omega_1)} \cdot V(\omega) \quad (2.37)$$

Essa equação mostra como calcular a corrente não conforme I_{nc} em função de uma frequência qualquer ω .

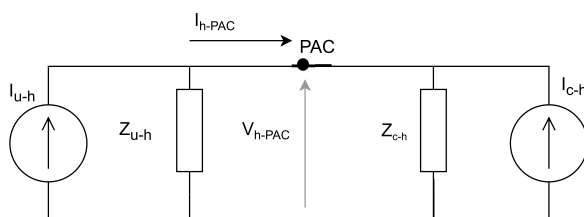
Para a atribuição de responsabilidade, Srinivasan e Jutras (1998) propõe que a parcela de contribuição da concessionária seja a corrente conforme, enquanto a do consumidor seja a corrente não conforme. No entanto, Santos *et al.* (2007) apresenta um exemplo numérico onde a aplicação desse método resulta em uma atribuição errônea de responsabilidade.

2.3.3 Método da Superposição

O método da superposição foi inicialmente apresentado em Xu e Liu (1999), onde pela primeira vez abordou-se a modelagem do sistema a partir do equivalente de Norton visto do PAC. Essa metodologia revolucionou a abordagem do problema de responsabilidade harmônica, tornando-se a base para diversas outras metodologias, como as apresentadas nas referências Santos, Oliveira e Jr (2012), Santos, Santos e Oliveira (2019) e Zhao *et al.* (2020).

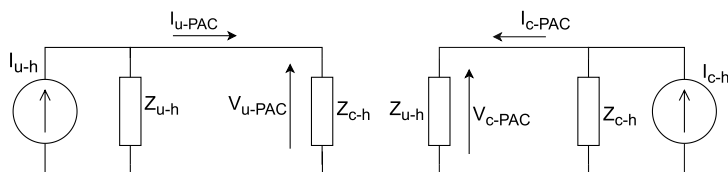
A Figura 14 apresenta o equivalente de Norton de um sistema de distribuição. Note que as impedâncias e correntes harmônicas estão associadas aos lados do consumidor, denotadas pelo índice c , e aos lados da concessionária (fornecedor), denotadas pelo índice u , individualmente. O mesmo sistema é separado em duas partes, com base no teorema da superposição, conforme representado na Figura 15.

Figura 14 – Equivalente de Norton para o consumidor e a concessionária.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Figura 15 – Princípio da Superposição aplicado ao equivalente de Norton.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

De acordo com a Figura 15, as contribuições de ambos os lados podem ser calculadas separadamente. Aplicando o método da superposição ao circuito da Figura 14, as Equações (2.38) a (2.45) são determinadas:

$$\mathbf{I}_u^h = \frac{\mathbf{V}_{PAC}}{\mathbf{Z}_u^h} + \mathbf{I}_{PAC} \quad (2.38)$$

$$\mathbf{I}_c^h = \frac{\mathbf{V}_{PAC}}{\mathbf{Z}_c^h} - \mathbf{I}_{PAC} \quad (2.39)$$

$$\mathbf{V}_{u,PAC}^h = \mathbf{I}_u \left(\frac{\mathbf{Z}_u^h \mathbf{Z}_c^h}{\mathbf{Z}_u^h + \mathbf{Z}_c^h} \right) = \mathbf{I}_u \alpha^h \quad (2.40)$$

$$\mathbf{V}_{c,PAC}^h = \mathbf{I}_c^h \left(\frac{\mathbf{Z}_u^h \mathbf{Z}_c^h}{\mathbf{Z}_u^h + \mathbf{Z}_c^h} \right) = \mathbf{I}_c^h \alpha^h \quad (2.41)$$

$$\mathbf{I}_{u,PAC}^h = \mathbf{I}_u^h \left(\frac{\mathbf{Z}_u^h}{\mathbf{Z}_u^h + \mathbf{Z}_c^h} \right) = \mathbf{I}_u^h \beta^h \quad (2.42)$$

$$\mathbf{I}_{c,PAC}^h = \mathbf{I}_c^h \left(\frac{\mathbf{Z}_c^h}{\mathbf{Z}_u^h + \mathbf{Z}_c^h} \right) = \mathbf{I}_c^h \gamma^h \quad (2.43)$$

$$\mathbf{V}^h = \mathbf{V}_{u,PAC}^h + \mathbf{V}_{c,PAC}^h \quad (2.44)$$

$$\mathbf{I}^h = \mathbf{I}_{u,PAC}^h + (-\mathbf{I}_{c,PAC}^h) \quad (2.45)$$

Onde:

- \mathbf{V}^h e \mathbf{I}^h são os fasores de tensão e corrente no sistema de distribuição de energia para uma dada ordem harmônica h ;
- $\mathbf{V}_{u,PAC}^h$ e $\mathbf{V}_{c,PAC}^h$ representam as contribuições dos fasores de tensão do lado da concessionária (fornecedor) e do lado do consumidor, respectivamente, para uma ordem harmônica h ;
- $\mathbf{I}_{u,PAC}^h$ e $\mathbf{I}_{c,PAC}^h$ representam as injeções de corrente do lado da concessionária (fornecedor) e do lado do consumidor para uma dada ordem harmônica h ;
- \mathbf{I}_u^h e \mathbf{I}_c^h são as correntes harmônicas injetadas pela concessionária e pelo consumidor;
- \mathbf{Z}_u^h e \mathbf{Z}_c^h são as impedâncias dos lados da concessionária e do consumidor.

As Equações (2.40) e (2.41) descrevem as contribuições de tensão dos lados da concessionária e do consumidor, respectivamente, usando a impedância equivalente no PAC. As Equações (2.42) e (2.43) correspondem às injeções de corrente para cada lado. Finalmente, as Equações (2.44) e (2.45) somam as contribuições individuais para obter a tensão e corrente totais no sistema.

2.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou os conceitos essenciais para entendimento deste trabalho de pesquisa. Primeiramente, abordou-se modelos destinados à representação de componentes de um sistema elétrico de potência para efetuar análise harmônica. Neste caso, modelos de linhas, geradores e cargas foram apresentados. Posteriormente, a partir do estabelecimento dos modelos, apresentou-se o método da compensação das correntes responsável pela execução do fluxo de potência harmônico em uma rede elétrica. Por fim, os principais métodos clássicos destinados à análise do compartilhamento da responsabilidade harmônica foram apresentados, permitindo melhor inserção ao tema para os leitores do trabalho e compreensão geral sobre sua temática.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, é apresentado o estado da arte dos principais métodos de avaliação do compartilhamento de responsabilidade harmônica. Será feito um levantamento referencial em ordem cronológica para mostrar ao leitor a evolução desses métodos, destacando suas principais características, vantagens e desvantagens. Além disso, será explicado como este trabalho contribuirá para o panorama atual das metodologias existentes.

3.1 BREVE HISTÓRICO

O método pioneiro na análise de compartilhamento de responsabilidades harmônicas foi apresentado por Tanaka e Akagi (1995). Além de identificar as fontes harmônicas, esse método foi amplamente utilizado para atribuir a responsabilidade ao fornecedor de energia ou ao consumidor. Ele utiliza o cálculo da potência harmônica para determinar, através de sua fase, a direção do fluxo de potência no PAC. A fase da potência fundamental é usada como referência. Se a fase da potência harmônica no PAC for menor que 90° , o consumidor conectado estará atuando como receptor de potência harmônica. Caso a fase seja maior que 90° , o fluxo de potência terá direção contrária ao fluxo de potência na frequência fundamental, indicando que o consumidor está atuando como fornecedor dessa ordem harmônica.

Xu (2000) demonstra que o método da direção da potência harmônica não pode ser utilizado para determinar a responsabilidade harmônica de forma confiável. O artigo apresenta exemplos em que a metodologia anterior não é aplicável e propõe a utilização de uma alternativa para esse tipo de análise, que é a base teórica para a maioria dos métodos atuais de atribuição de responsabilidades: o método da superposição.

Srinivasan e Jutras (1998) apresenta o método da corrente conforme e não conforme. Esse método baseia-se na decomposição da corrente em duas parcelas: corrente linear (conforme) e corrente não linear (não conforme). A corrente conforme corresponde à parte da corrente que representa o comportamento linear do sistema, não possui distorções e sua forma de onda difere-se da tensão de suprimento somente pela multiplicação de uma constante, representa o comportamento linear da corrente

total. Já a corrente não conforme representa as distorções harmônicas e outras não linearidades. Santos *et al.* (2007) demonstra que esse método não é eficaz na atribuição de responsabilidade, uma vez que apresenta algumas simplificações que acarretam na atribuição de responsabilidade de maneira incorreta.

A base teórica para os métodos atuais é o método apresentado por Xu e Liu (1999): o método da superposição. Esse método baseia-se no equivalente de Norton/Thevenin da rede, tanto do lado do supridor quanto do lado do consumidor. Ele separa a contribuição de tensão e corrente no PAC através da teoria da superposição de circuitos elétricos. De acordo com essa teoria, a tensão no PAC é a soma das contribuições de ambos os lados da rede, e o mesmo se aplica à corrente. No entanto, este método enfrenta desafios relacionados à medição das impedâncias equivalentes do sistema, pois, além das limitações dos métodos de estimação de impedâncias, os sistemas elétricos estão em constante mudança devido à sua característica dinâmica.

Métodos como os apresentados nas referências anteriores são conhecidos como métodos não intrusivos. A aplicação desses métodos não exige nenhuma modificação na topologia da rede. No entanto, algumas variações do método da superposição incluem abordagens que requerem modificações na topologia da rede. Um dos métodos intrusivos mais utilizados é o método apresentado em IEC/TR (2008). Nesse método, são realizadas medições de corrente e tensão no PAC antes e depois da conexão do lado do consumidor, permitindo o cálculo dos índices de responsabilidade.

O trabalho de Farhoodnea *et al.* (2010) propõe uma metodologia para calcular as contribuições utilizando o método da superposição, estimando a impedância do consumidor por meio de um modelo RLC equivalente. No entanto, essa abordagem requer o conhecimento da impedância do fornecedor de energia. Os autores sugerem o uso da impedância de curto-circuito da concessionária como alternativa viável.

Santos, Oliveira e Jr (2012) apresentam o método da impedância dominante, que propõe a inserção de uma impedância de valor muito menor que as impedâncias da rede, nesse caso um filtro passivo sintonizado na frequência de análise é comumente utilizado. Com isso, torna-se possível determinar as correntes

do supridor e do consumidor, mesmo sem conhecer suas impedâncias harmônicas.

Zhao e Yang (2015) apresentam um novo método baseado em análise de componentes independentes para calcular a impedância harmônica da rede elétrica. Esse método considera que as alterações harmônicas da rede são pouco dependentes dos consumidores, permitindo a obtenção de quatro componentes independentes a partir da separação das flutuações de tensão e corrente no ponto de acoplamento comum. Os coeficientes de mistura são determinados por meio de mínimos quadrados ordinários, e a impedância harmônica é calculada com base na linearidade desses coeficientes. A abordagem reduz a perturbação harmônica da rede ao levar em conta o impacto conjunto dos lados, demonstrando, por meio de simulações e testes de campo, que as distúrbios harmônicos podem ser efetivamente controlados, resultando em uma estimativa mais precisa da impedância harmônica.

Jiang *et al.* (2016) apresenta uma metodologia para estimar as impedâncias equivalentes tanto do lado do supridor quanto do consumidor utilizando um método de regressão robusta (*Robust Weighted Support Vector Regression - RWSVR*), para então estimar as contribuições a partir do método da superposição. Esse método apresenta resultados satisfatórios, no entanto, necessita de uma estimativa inicial das impedâncias do sistema.

Karimzadeh, Esmaili e Hosseinian (2016) propuseram um novo método para determinar a responsabilidade sobre as distorções no PAC, utilizando a técnica de análise de componentes independentes complexos (ICA). Este método estima os parâmetros do modelo equivalente de Norton e calcula as contribuições harmônicas utilizando índices quantitativos e o método da superposição.

Santos, Santos e Oliveira (2019) apresentam o método de chaveamento de capacitores. Esse método utiliza medições antes e após a adição de um banco de capacitores no ponto de acoplamento comum (PAC) para calcular as contribuições de correntes harmônicas tanto do lado do supridor quanto do consumidor. Este método possui uma vantagem em relação ao método da impedância dominante, pois muitos sistemas já possuem bancos de capacitores conectados no PAC para correção do fator de potência. Portanto, é necessário apenas chavear esses capacitores para aplicar o método.

Sha *et al.* (2019) apresenta um algoritmo para determinar a contribuição

harmônica de múltiplas fontes, visando melhorar a qualidade de energia e reduzir a poluição harmônica nas redes elétricas. O método utiliza a entropia de aproximação cruzada (CAE) para filtrar dados de tensão e corrente harmônicas no ponto de acoplamento comum (PAC) e aplica o algoritmo DBSCAN para detectar mudanças na impedância harmônica do sistema. A contribuição harmônica é calculada com base nos dados de clusters, demonstrando maior precisão em relação a métodos existentes, conforme evidenciado por análises experimentais.

Park *et al.* (2020) propõe um método para avaliar as contribuições harmônicas de múltiplas fontes à distorção de tensão no ponto de acoplamento comum (PCC), utilizando modelos de tensão equivalentes estimados pelo algoritmo de mínimos quadrados recursivos (RLS) a partir de medições de tensão e corrente. O estudo critica a suposição de que os parâmetros dos modelos equivalentes são constantes, destacando que essa abordagem pode resultar em grandes erros devido às variações nas condições do sistema. O novo método, que incorpora um fator de esquecimento variável e detecção de mudanças de parâmetros, se mostra eficaz na avaliação de contribuições harmônicas individuais e abrangentes.

Em Melo e Antunes (2022), pela primeira vez, a análise da responsabilidade sobre distorções harmônicas é abordada por meio de um problema de otimização. Nesta referência, um problema de otimização é formulado utilizando as equações do método da superposição, enquanto a função objetivo é modelada com base no método dos mínimos quadrados. A resolução do problema é feita através do método de pontos interiores com barreira logarítmica. Este artigo serviu de inspiração para o desenvolvimento dos trabalhos relacionados a esta pesquisa.

A Tabela 8 apresenta um breve resumo das referências utilizadas na revisão bibliográfica.

Tabela 8 – Principais contribuições no estudo das responsabilidades harmônicas.

Ano	Referência	Principal Contribuição
1995	Tanaka et al. (1995)	Introduziu o método de direção da potência harmônica para atribuir responsabilidades no PAC.
1998	Srinivasan et al. (1998)	Apresentou o método da corrente conforme e não conforme, separando componentes lineares e não lineares.
2000	Xu et al. (2000)	Demonstrou a limitação do método de direção da potência harmônica e propôs o método da superposição.
2007	Santos et al. (2007)	Apontou as simplificações inadequadas do método da corrente conforme e não conforme.
2010	Farhoodnea et al. (2010)	Propôs a utilização de um modelo RLC para o cálculo da impedância do consumidor.
2012	Santos et al. (2012)	Introduziu o método da impedância dominante para determinar as correntes do supridor e do consumidor sem conhecer as impedâncias harmônicas.
2016	Jiang et al. (2016)	Utilizou regressão robusta (RWSVR) para estimar impedâncias e calcular contribuições através do método da superposição.
2016	Karimzadeh et al.	Propôs um método de análise de componentes independentes complexos (ICA) para determinar responsabilidades harmônicas.
2019	Santos et al. (2019)	Apresentou o método de chaveamento de capacitores para calcular contribuições harmônicas antes e após a adição de capacitores no PAC.
2020	Zhao et al. (2020)	Desenvolveu metodologias utilizando estatística para análise de responsabilidades harmônicas.
2020	Park et al. (2020)	Aplicou regressão para análise de responsabilidades harmônicas.
2022	Melo et al. (2022)	Introduziu a abordagem de otimização para análise de responsabilidades harmônicas utilizando o método dos mínimos quadrados.

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

3.2 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Este capítulo proporcionou uma revisão abrangente dos métodos tradicionais para avaliação do compartilhamento de responsabilidade harmônica. A evolução desde os métodos iniciais baseados em potência harmônica até abordagens mais recentes, como otimização e técnicas estatísticas, reflete um campo dinâmico em constante evolução. Este trabalho se posiciona dentro desse panorama ao introduzir um novo problema de otimização baseado no método da superposição e mínimos quadrados, tratando as impedâncias harmônicas como variáveis de estado

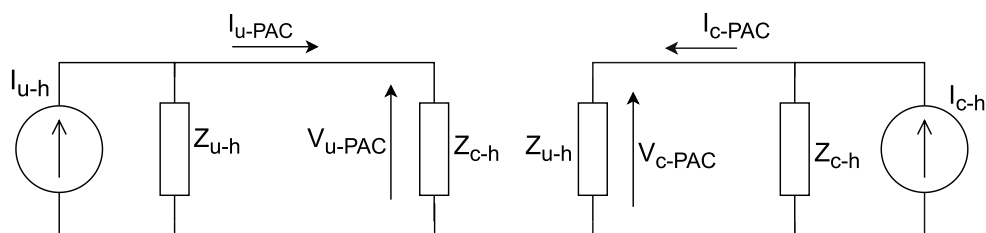
e contribuindo para a melhoria contínua das metodologias de análise harmônica em sistemas elétricos de potência.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo, é apresentada a metodologia desenvolvida para a análise da responsabilidade harmônica por meio de um método de otimização. Inicialmente, é discutida a fundamentação teórica do método da superposição, que serve de base para o desenvolvimento das equações do problema de otimização. Em seguida, é detalhada a formulação do problema de otimização, onde se busca minimizar o erro quadrático entre as medidas reais e as estimativas calculadas. Também é apresentado o vetor de medidas utilizado para a aplicação dos mínimos quadrados ponderados. Por fim, é descrito o método utilizado para o cálculo dos índices de atribuição.

O método proposto considera que haja um medidor fasorial instalado no PAC responsável pela aquisição de tensões e correntes fasoriais em cada ordem harmônica de interesse a ser avaliada. Para isso, a rede é modelada a partir dos equivalentes de Norton do lado supridor e do lado do consumidor. Conforme discutido na subseção 2.3.3, o sistema analisado pode ser decomposto em dois circuitos distintos: o lado do consumidor e o lado da concessionária, utilizando o método da superposição. Para facilitar o entendimento do leitor, o circuito apresentado nessa subseção e o respectivo equacionamento serão repetidos para auxiliar na compreensão integral da metodologia proposta. A Figura 16 ilustra a aplicação dessa teoria, mostrando a divisão do circuito equivalente de Norton nessas duas partes (lado consumidor, denotado pela letra c e supridor, denotado pela letra u).

Figura 16 – Sistema elétrico equivalente - Teoria da Superposição



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

O cálculo da contribuição da tensão no PAC do lado da concessionária é feito através da Equação (4.1):

$$\mathbf{V}_{u,PAC}^h = \mathbf{I}_u^h \left(\frac{\mathbf{Z}_u^h \mathbf{Z}_c^h}{\mathbf{Z}_u^h + \mathbf{Z}_c^h} \right) = \mathbf{I}_u^h \alpha^h \quad (4.1)$$

A contribuição de tensão do lado do consumidor é dada pela equação (4.2):

$$\mathbf{V}_{c,PAC}^h = \mathbf{I}_c^h \left(\frac{\mathbf{Z}_u^h \mathbf{Z}_c^h}{\mathbf{Z}_u^h + \mathbf{Z}_c^h} \right) = \mathbf{I}_c^h \alpha^h \quad (4.2)$$

Por divisão de corrente, obtém-se as parcelas de contribuição de corrente no PAC a partir das equações (4.3) e (4.4):

$$\mathbf{I}_{u,PAC}^h = \mathbf{I}_u^h \left(\frac{\mathbf{Z}_c^h}{\mathbf{Z}_u^h + \mathbf{Z}_c^h} \right) = \mathbf{I}_u^h \beta^h \quad (4.3)$$

$$\mathbf{I}_{c,PAC}^h = \mathbf{I}_c^h \left(\frac{\mathbf{Z}_u^h}{\mathbf{Z}_u^h + \mathbf{Z}_c^h} \right) = \mathbf{I}_c^h \gamma^h \quad (4.4)$$

Os termos fasoriais α^h , β^h e γ^h , apresentados nas equações (4.1)-(4.4), são usados para simplificar os termos relacionados às impedâncias equivalentes do sistema da Figura 16. Como mostrado nas equações (4.5), (4.6) e (4.7), esses termos são compostos pelas partes reais e imaginárias, denotadas pelos índices r e m , respectivamente.

$$\alpha^h = \alpha^{h,r} + j\alpha^{h,m} \quad (4.5)$$

$$\beta^h = \beta^{h,r} + j\beta^{h,m} \quad (4.6)$$

$$\gamma^h = \gamma^{h,r} + j\gamma^{h,m} \quad (4.7)$$

Assumindo que α^h , β^h e γ^h são previamente calculados usando Z_u^h e Z_c^h , as equações (4.8) e (4.9) podem ser obtidas por meio das equações (2.44) e (2.45):

$$\mathbf{V}^h = \mathbf{I}_u^h \alpha^h + \mathbf{I}_c^h \alpha^h \quad (4.8)$$

$$\mathbf{I}^h = \mathbf{I}_u^h \beta^h + \mathbf{I}_c^h \gamma^h \quad (4.9)$$

As equações (4.10), (4.11), (4.12) e (4.13) são obtidas, portanto, considerando grandezas elétricas fasoriais em coordenadas retangulares (divididas em partes reais e imaginárias).

$$V^{h,r} = I_u^{h,r} \alpha^{h,r} - I_u^{h,m} \alpha^{h,m} + I_c^{h,r} \alpha^{h,r} - I_c^{h,m} \alpha^{h,m} \quad (4.10)$$

$$V^{h,m} = I_u^{h,r} \alpha^{h,m} + I_u^{h,m} \alpha^{h,r} + I_c^{h,r} \alpha^{h,m} + I_c^{h,m} \alpha^{h,r} \quad (4.11)$$

$$I^{h,r} = I_u^{h,r} \beta^{h,r} - I_u^{h,m} \beta^{h,m} + I_c^{h,r} \gamma^{h,r} - I_c^{h,m} \gamma^{h,m} \quad (4.12)$$

$$I^{h,m} = I_u^{h,r} \beta^{h,m} + I_u^{h,m} \beta^{h,r} + I_c^{h,r} \gamma^{h,m} + I_c^{h,m} \gamma^{h,r} \quad (4.13)$$

No método proposto, $I_u^{h,r}$, $I_u^{h,m}$, $I_c^{h,r}$, $I_c^{h,m}$ são as variáveis de estado a serem determinadas pelo método de otimização. Além disso, os valores das variáveis $Z_u^{h,r}$, $Z_u^{h,m}$, $Z_c^{h,r}$, $Z_c^{h,m}$ também devem ser determinados, pois as impedâncias do sistema podem ser iniciadas com seus valores nominais, mas podem variar devido ao efeito pelicular, acúmulo de poeira nos cabos, variações de temperatura/pressão e mudanças de carga. O vetor de variáveis de estado $\hat{\mathbf{x}}^h$ consiste em oito variáveis, conforme apresentado na Equação (4.14).

$$\hat{\mathbf{x}}^h = [\hat{I}_u^{h,r}, \hat{I}_u^{h,m}, \hat{I}_c^{h,r}, \hat{I}_c^{h,m}, \hat{Z}_u^{h,r}, \hat{Z}_u^{h,m}, \hat{Z}_c^{h,r}, \hat{Z}_c^{h,m}] \quad (4.14)$$

Uma PMU ou medidor fasorial precisa ser instalada no PAC para medir fasores de tensão e correntes harmônicas em tempo real. Assume-se que uma PMU pode adquirir até 2880 amostras por segundo, permitindo a extração de componentes harmônicas de acordo com várias referências e modelos comerciais desse equipamento (CARTA; LOCCI; MUSCAS, 2009), (JAIN; JAIN; SINGH, 2016). Alternativamente, medidores de qualidade de energia fasoriais, já disponíveis no mercado, também podem ser utilizados (FERDINAND; CUPELLI; MONTE, 2018).

O vetor de medição \mathbf{z}^h é dado pela Equação (4.15), também em coordenadas retangulares:

$$\mathbf{z}^h = [V_1^r, V_2^r, \dots, V_T^r, V_1^m, V_2^m, \dots, V_T^m, \quad I_1^r, I_2^r, \dots, I_T^r, I_1^m, I_2^m, \dots, I_T^m] \quad (4.15)$$

onde T é o número total de amostras obtidas dentro de um certo intervalo de tempo. Assume-se que esse período é pequeno o suficiente para que as variáveis de estado a serem determinadas permaneçam inalteradas. Em intervalos de tempo pequenos, na ordem de milissegundos, considera-se que as contribuições harmônicas não alteram significativamente seus valores.

Erros aleatórios são introduzidos no vetor de medição, modelados por uma distribuição Gaussiana com média zero e um desvio padrão de até 5% (MELO *et al.*, 2019a). Essa característica é usada para modelar imperfeições na instrumentação, tipicamente caracterizadas pela classe de precisão dos medidores, transformadores de instrumentação e/ou analisadores de energia.

4.1 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

A abordagem sugerida é formulada como um problema de otimização, cujo objetivo é minimizar a função objetivo (4.16), sujeita às restrições de igualdade e aos limites inferiores e superiores descritos nas Equações (4.17) a (4.24).

A função J_t^h representa o erro quadrático entre os valores medidos $I_t^{h,r}$, $I_t^{h,m}$, $V_t^{h,r}$ e $V_t^{h,m}$ e os valores calculados $\hat{I}_t^{h,r}$, $\hat{I}_t^{h,m}$, $\hat{V}_t^{h,r}$ e $\hat{V}_t^{h,m}$ nas equações das restrições de igualdade, em que t denota o número relacionado à amostra. Nesse caso, T será o número total de amostras fornecidas pelo medidor.

Os limites inferiores e superiores são modelados para tratar os valores de impedância como intervalos. Isso significa que, caso os valores exatos das impedâncias do sistema não sejam conhecidos, mas exista um intervalo possível no qual eles variam, essa incerteza é acomodada por meio desses limites.

$$\begin{aligned} \min J^h(\hat{\mathbf{x}}^h) = & \sum_{t=1}^T \left(I_t^{h,r} - \hat{I}_t^{h,r} \right)^2 + \sum_{t=1}^T \left(I_t^{h,m} - \hat{I}_t^{h,m} \right)^2 \\ & + \sum_{t=1}^T \left(V_t^{h,r} - \hat{V}_t^{h,r} \right)^2 + \sum_{t=1}^T \left(V_t^{h,m} - \hat{V}_t^{h,m} \right)^2 \end{aligned} \quad (4.16)$$

Sujeito a:

$$\hat{I}_t^{h,r} = I_u^{h,r} \cdot \beta^{h,r} - I_u^{h,m} \cdot \beta^{h,m} + I_c^{h,r} \cdot \gamma^{h,r} - I_c^{h,m} \cdot \gamma^{h,m} \quad (4.17)$$

$$\hat{I}_t^{h,m} = I_u^{h,r} \cdot \beta^{h,m} + I_u^{h,m} \cdot \beta^{h,r} + I_c^{h,r} \cdot \gamma^{h,m} + I_c^{h,m} \cdot \gamma^{h,r} \quad (4.18)$$

$$\hat{V}_t^{h,r} = I_u^{h,r} \cdot \alpha^{h,r} - I_u^{h,m} \cdot \alpha^{h,m} + I_c^{h,r} \cdot \alpha^{h,r} - I_c^{h,m} \cdot \alpha^{h,m} \quad (4.19)$$

$$\hat{V}_t^{h,m} = I_u^{h,r} \cdot \alpha^{h,m} + I_u^{h,m} \cdot \alpha^{h,r} + I_c^{h,r} \cdot \alpha^{h,m} + I_c^{h,m} \cdot \alpha^{h,r} \quad (4.20)$$

$$(1 - \omega) Z_{u,nom}^{h,r} \leq Z_u^{h,r} \leq (1 + \omega) Z_{u,nom}^{h,r} \quad (4.21)$$

$$(1 - \omega) Z_{u,nom}^{h,m} \leq Z_u^{h,m} \leq (1 + \omega) Z_{u,nom}^{h,m} \quad (4.22)$$

$$(1 - \omega) Z_{c,nom}^{h,r} \leq Z_c^{h,r} \leq (1 + \omega) Z_{c,nom}^{h,r} \quad (4.23)$$

$$(1 - \omega) Z_{c,nom}^{h,m} \leq Z_c^{h,m} \leq (1 + \omega) Z_{c,nom}^{h,m} \quad (4.24)$$

em que:

- J^h é a função a ser minimizada para uma determinada ordem h ;
- $I_t^{h,r}$ é a parte real da corrente total medida no PAC;
- $I_t^{h,m}$ é a parte imaginária da corrente total medida no PAC;
- $V_t^{h,r}$ é a parte real da tensão medida no PAC;
- $V_t^{h,m}$ é a parte imaginária da tensão medida no PAC;
- $Z_{u,nom}^{h,r}$ é a parte real da impedância equivalente nominal do lado da concessionária;
- $Z_{c,nom}^{h,r}$ é a parte real da impedância equivalente nominal do lado do consumidor;

- $Z_u^{h,m}$ é a parte imaginária da impedância equivalente nominal do lado da concessionária;
- $Z_c^{h,m}$ é a impedância equivalente nominal do lado do consumidor;
- ω é o fator de aumento do tamanho do intervalo de incerteza dos valores de impedância;
- $I_u^{h,r}$ é a parte real da corrente do lado do supridor;
- $I_u^{h,m}$ é a parte imaginária da corrente do lado do supridor;
- $I_c^{h,r}$ é a parte real da corrente do lado do consumidor;
- $I_c^{h,m}$ é a parte imaginária da corrente do lado do consumidor.

Os limites superior e inferior desse problema de otimização são utilizados para abordar incertezas relacionadas às impedâncias de fornecimento e do consumidor. Diversas referências, como Shu *et al.* (2019), e Xu *et al.* (2002), apresentaram métodos para medição de equivalentes de impedância harmônica. No entanto, essas estimativas podem ser imprecisas devido a mudanças na topologia do sistema, variações de carga ou incertezas associadas aos equipamentos de medição.

Para resolver essa questão, as impedâncias são tratadas como variáveis de estado, com os limites inferior e superior definindo os limites de busca do método de otimização. Essa abordagem garante que o cálculo dos índices harmônicos não exija valores de impedância exatos; apenas é necessário que os valores reais estejam dentro dos limites definidos. Neste trabalho, os valores reais das impedâncias são usados para estabelecer esses limites, com o tamanho dos limites determinado pelo parâmetro ω , garantindo que os valores reais estejam dentro desses limites para fornecer uma solução viável para o problema de otimização. Métodos alternativos para estimar esses limites também podem ser empregados.

O problema de otimização formulado pode ser resolvido de acordo com a formulação (4.25) em que $f(\mathbf{x})$ é a função objetivo (4.16) a ser minimizada, $e(\mathbf{x})$ representa as equações de igualdade (4.17) a (4.20), l_b e u_b representam os limites inferiores e superiores das variáveis de estado, respectivamente.

$$\begin{aligned}
& \min f(\mathbf{x}) \\
& \text{sujeito a:} \\
& e(\mathbf{x}) = 0 \\
& l_b \leq \mathbf{x} \leq u_b
\end{aligned} \tag{4.25}$$

Para solucionar o problema formulado, deve-se utilizar métodos capazes de resolver um problema de otimização não linear. Neste caso, podem ser utilizados o método de pontos interiores e a programação quadrática sequencial, além de métodos meta-heurísticos como algoritmo genético (WEILE; MICHIELSEN, 1997) e colônia de formigas (DORIGO; BIRATTARI; STUTZLE, 2006).

Para a inicialização do problema de otimização, as variáveis de estado $I_s^{h,r}$, $I_s^{h,m}$, $I_c^{h,r}$, $I_c^{h,m}$, $Z_u^{h,r}$, $Z_u^{h,m}$, $Z_c^{h,r}$, $Z_c^{h,m}$ são inicialmente definidas como zero e são otimizadas iterativamente usando o Método de Pontos Interiores (MPI). Na seção de resultados, comparações serão realizadas também com o método da programação quadrática sequencial, ou SQP (*Sequential Quadratic Programming*).

4.2 CÁLCULO DOS ÍNDICES DE COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADE

Com as variáveis de estado sendo determinadas, o objetivo seguinte é determinar os índices de compartilhamento de responsabilidade harmônica no PAC, a fim de discernir a responsabilidade pelas distorções. Esse discernimento visa determinar se as distorções harmônicas predominam da concessionária ou do consumidor. Tal análise é crucial para atribuir adequadamente a responsabilidade por mitigar e corrigir distorções harmônicas, garantindo assim a qualidade e a estabilidade do fornecimento de energia.

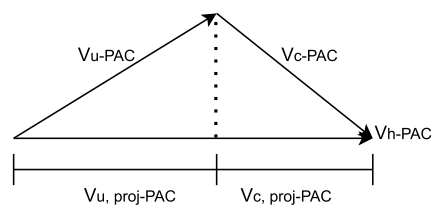
4.2.1 Método do vetor harmônico de tensão (VHT)

O Método do Vetor Harmônico de Tensão (XU; LIU, 2000), (XU; LIU, 1999), é amplamente utilizado para atribuir responsabilidade harmônica. Ele envolve projetar os vetores de tensão tanto da concessionária quanto do consumidor sobre

a tensão total no PAC. Esse método oferece uma abordagem eficaz para avaliar as contribuições harmônicas de ambas as partes.

A Figura 17 mostra o diagrama fasorial de cada contribuição de ambos os lados, concessionária (simbolizada pela letra u) e consumidor (c). Os índices de contribuição de tensão são dados pela razão entre cada projeção de tensão e a tensão harmônica total no PAC.

Figura 17 – Diagrama fasorial das contribuições das tensões.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

As contribuições da concessionária e do consumidor são calculadas com as parcelas de corrente e impedâncias do equivalente de Norton, conforme mostrado nas Equações (2.40) e (2.41). A projeção das contribuições de tensão $V_{u,PAC}$ e $V_{c,PAC}$ sobre a tensão total no PAC $V_{h,PAC}$ é dada pelas Equações (4.26) e (4.27) abaixo:

$$\text{projVh,PAC}(V_{u,PAC}) = \frac{V_{u,PAC} \cdot V_{h,PAC}}{|V_{h,PAC}|^2} \cdot V_{h,PAC} \quad (4.26)$$

$$\text{projVh,PAC}(V_{c,PAC}) = \frac{V_{c,PAC} \cdot V_{h,PAC}}{|V_{h,PAC}|^2} \cdot V_{h,PAC} \quad (4.27)$$

A partir dos valores das projeções, as contribuições são calculadas com as Equações (4.28) e (4.29).

$$\eta_s(\%) = \frac{|V_{u,proj}|}{|V_{u,proj}| + |V_{c,proj}|} \cdot 100\% \quad (4.28)$$

$$\eta_c(\%) = \frac{|V_{c,proj}|}{|V_{u,proj}| + |V_{c,proj}|} \cdot 100\% \quad (4.29)$$

Analogamente, o mesmo pode ser feito para calcular as contribuições utilizando as correntes no PAC, como é apresentado nas Equações (4.30) e (4.31).

$$\text{proj } \mathbf{I}_{h,\text{PAC}}(\mathbf{I}_{u,\text{PAC}}) = \frac{\mathbf{I}_{u,\text{PAC}} \cdot \mathbf{I}_{h,\text{PAC}}}{|\mathbf{I}_{h,\text{PAC}}|^2} \cdot \mathbf{I}_{h,\text{PAC}} \quad (4.30)$$

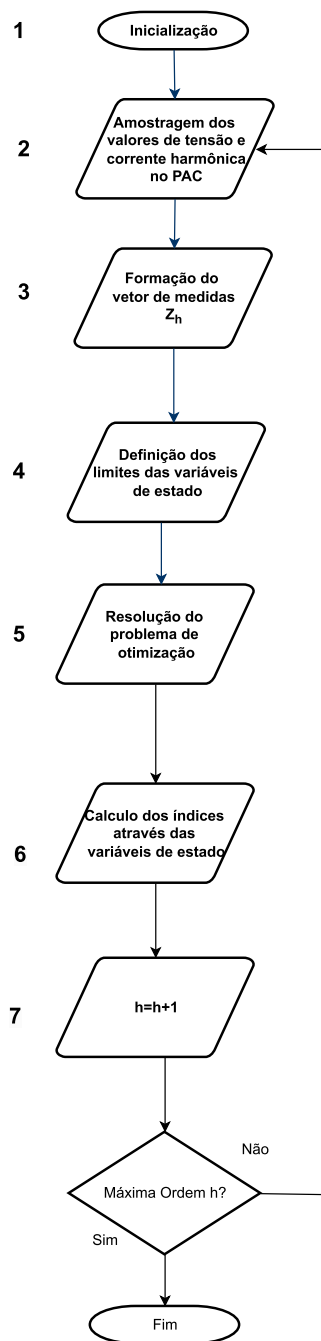
$$\text{proj } \mathbf{I}_{h,\text{PAC}}(\mathbf{I}_{c,\text{PAC}}) = \frac{\mathbf{I}_{c,\text{PAC}} \cdot \mathbf{I}_{h,\text{PAC}}}{|\mathbf{I}_{h,\text{PAC}}|^2} \cdot \mathbf{I}_{h,\text{PAC}} \quad (4.31)$$

4.2.2 FLUXOGRAMA RESUMITIVO

No fluxograma da Figura 18, são apresentados os passos para aplicação do método proposto.

1. Esta etapa representa a inicialização destinada a definir quais serão os PACs em análise, equipamentos de medição, a ordem harmônica a ser analisada, além de reunir os dados da rede necessários para definir os limites das variáveis de estado no problema de otimização;
2. Um medidor instalado no PAC fornece todas as medições necessárias para criar o vetor de medição z^h , composto pela tensão harmônica e pela corrente mensurada no PAC, ambas expressas em coordenadas retangulares, conforme descrito no Vetor (4.15). Esse medidor é capaz de realizar T amostragens, que representam o número total de amostras coletadas em um curto período de tempo. Esse intervalo garante que as variáveis de estado permaneçam constantes. Durante esse tempo, assume-se que as contribuições harmônicas não variam significativamente, permitindo que o algoritmo encontre uma solução adequada;
3. O vetor z^h composto pelos valores de tensão e corrente medidos no PAC em coordenadas retangulares é formado com o objetivo de formar a função objetivo que minimiza a diferença entre os valores medidos e os valores calculados com as variáveis de estado;
4. Com os valores nominais das impedâncias do sistema conhecidos, determina-se o limite superior com o valor da impedância $+\omega$ e o limite inferior com o

Figura 18 – Fluxograma da Metodologia Proposta



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

valor nominal - ω . Isso permitirá que o algoritmo aproxime o valor correto da impedância entre esses limites. Deve-se garantir que o valor real da impedância deve estar entre esses intervalos, porém, um valor de ω muito grande aumenta a incerteza do algoritmo;

5. Resolver o problema de otimização utilizando um método de otimização capaz de resolver um problema não linear sendo que neste trabalho foram utilizados o método de pontos interiores e a programação quadrática sequencial pois são os métodos mais utilizados em problemas com a função objetivo de mesma natureza, como nas referências Melo *et al.* (2019b) e Oliveira *et al.* (2018);
6. Calculam-se os índices de compartilhamento harmônico;
7. Caso exista outra ordem harmônica de interesse, repete-se o processo.

4.2.3 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi apresentada a formulação do problema de otimização destinada a fornecer como solução os valores de correntes advindas do supridor e do consumidor. Além das correntes, as impedâncias equivalentes de ambos os lados são tratadas como variáveis a serem otimamente determinadas, estando entre limites mínimos e máximos definidos por restrições de desigualdade. Essa abordagem consiste na principal contribuição deste trabalho uma vez que é sabido que, caso as impedâncias da rede elétrica sejam estimadas, de forma errônea, a atribuição da responsabilidade pelas distorções pode resultar em erros expressivos. Uma vez obtida a solução do problema de otimização, avalia-se a atribuição a partir da aplicação de índices tradicionais a fim de permitir a validação da metodologia. Tais índices exploram a responsabilidade pelas distorções de tensão e corrente no PAC, determinando percentualmente a contribuição do supridor e do consumidor.

5 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

Neste capítulo, é explorada a aplicação da metodologia em três sistemas: um sistema de distribuição equivalente, dividido entre a concessionária e o consumidor, um sistema radial ilustrativo típico, e o sistema teste de referência do IEEE para avaliar métodos de atribuição de responsabilidade. Serão realizadas análises comparativas entre o Método de Pontos Interiores e o método de Programação Quadrática Sequencial. Além disso, comparações são feitas entre os índices estimados pelo algoritmo, considerando uma incerteza de 10% nos valores dos equivalentes de impedância, e os valores reais calculados aplicando o método da superposição. Pequenas variações aleatórias nas injeções de corrente harmônicas de 5% são introduzidas, para que as equações referentes a cada amostragem T não sejam linearmente independente.

5.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EQUIVALENTE

O sistema representado na Figura 19, originalmente proposto em Burch *et al.* (2003), é utilizado para validar o método proposto.

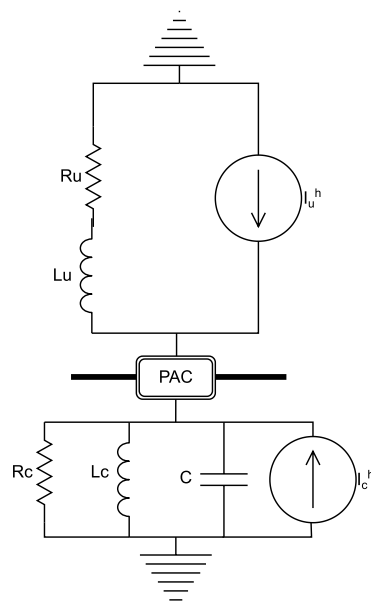
Esse sistema representa uma rede de distribuição equivalente de média tensão. As impedâncias são fornecidas separadamente para o lado da concessionária e do cliente (consumidor). Uma fonte de corrente harmônica é introduzida em ambos os lados (consumidor e concessionária) para permitir que o algoritmo avalie a contribuição de cada um. Os valores dos elementos passivos que compõem o sistema utilizado são: $R_u = 0,01\Omega$; $L_u = 0,0107H$; $R_c = 164,85\Omega$; $L_c = 10,35H$ e $C = 5,12\mu F$.

A Figura 20 mostra a impedância harmônica total do sistema apresentado. Pode-se observar que o sistema exibe ressonância harmônica próxima à 11^o ordem.

Um medidor fasorial é instalado no PAC para medir correntes e tensões harmônicas em tempo real. Isso permite formar o vetor de medição necessário para o algoritmo.

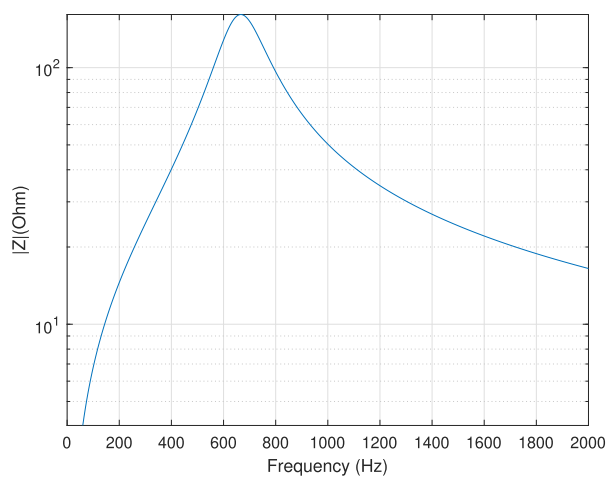
Nesta seção, foram realizadas simulações computacionais considerando um espectro harmônico em coordenadas retangulares, tanto para o lado da concessio-

Figura 19 – Sistema de distribuição equivalente



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Figura 20 – Impedância Harmônica



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

nária quanto do consumidor, conforme apresentado na Tabela 9. As simulações foram realizadas utilizando um processador Intel Core(TM) i5-1135G7 @ 2.40GHz e 8 GB de RAM, rodando no sistema operacional Windows 11, e programadas em Matlab.

Um número de amostras $T = 100$ foi utilizado para definir a função objetivo. Além disso, um erro aleatório de $\pm 5\%$ foi introduzido para simular imprecisões de medição sendo adicionado em cada elemento que compõe o vetor de medições.

Para levar em conta as incertezas relacionadas às impedâncias, ω das equações 4.21 a 4.24 foram fixados em 10%.

A Tabela 9 mostra as correntes harmônicas injetadas pelos lados da concessionária u e do consumidor c em coordenadas retangulares (parte real r e imaginária (m)) para cada ordem harmônica h . Os valores usados para a simulação e estudo de caso foram considerados segundo grandezas típicas encontradas na literatura (CIGRE, 2019).

Tabela 9 – Correntes injetadas pelo consumidor e pela concessionária.

h	$I_u^{h,r}$ (A)	$I_u^{h,m}$ (A)	$I_c^{h,r}$ (A)	$I_c^{h,m}$ (A)
3	-0,98	-0,05	0,05	0,01
5	-0,10	0,05	0,85	0,05
7	-0,10	0,05	0,60	0,01
9	-0,05	0,01	0,01	0,01
11	-0,05	0,02	0,20	0,05
13	-0,05	0,02	0,30	0,05
15	-0,05	-0,05	0,20	-0,05

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

A Tabela 10 mostra os resultados dos índices de compartilhamento de responsabilidade harmônica de tensão estimados e reais. Como pode ser visto, o algoritmo calcula esses índices com sucesso, mesmo com uma incerteza de impedância de 10%. A quarta coluna apresenta o Erro Quadrático Médio (RMSE, do inglês *Root Mean Squared Error*). Notavelmente, na ordem harmônica décima primeira,

o erro é o mais alto, provavelmente porque essa ordem está próxima à ressonância do sistema.

Tabela 10 – Estimação dos índices de responsabilidade harmônica de tensão para $\omega = 10\%$.

h	Real		Estimado		Erro
	η_u^h (%)	η_c^h (%)	η_u^h (%)	η_c^h (%)	$RMSE$ (%)
3	95,06	4,94	95,28	4,72	0,222
5	9,59	90,41	11,61	88,39	2,02
7	15,71	84,29	13,81	86,19	1,9
9	78,29	21,71	78,29	21,71	0
11	20,71	79,29	48,59	54,41	24,88
13	15,04	84,96	10,04	86,95	5
15	25,54	74,45	25,55	74,46	0,01

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

A Tabela 11 apresenta os resultados para o compartilhamento de distorções utilizando a projeção de corrente, como foi apresentado nas equações (4.30) e (4.31). Nota-se que o maior erro também é associado à décima primeira ordem harmônica e que, em comparação com o índice calculado para a tensão, a atribuição verificada pela corrente forneceu resultados com erros menores. Tal fato pode ser explicado pois a metodologia proposta adota as correntes como variáveis de estado originais do problema de otimização e as tensões são calculadas posteriormente com base nas impedâncias estimadas.

5.1.1 Testes complementares

Para comparar o desempenho de diferentes métodos na resolução de problemas de otimização, também foi utilizado o método de Programação Quadrática Sequencial SQP, para resolver o sistema apresentado na Figura 19. O SQP é uma abordagem que se fundamenta na transformação aproximada do problema original em subproblemas mais simples, utilizando as equações de KKT (Karush-Kuhn-Tucker) (ANTICH, 2011). Essa transformação pode resultar em diferenças nos resultados em comparação à solução do problema original, devido à natureza aproximada do processo. Os resultados obtidos para os índices de tensão são

Tabela 11 – Estimação dos índices de responsabilidade harmônica de corrente para $\omega = 10\%$

h	Real		Estimado		Erro
	η_u^h (%)	η_c^h (%)	η_u^h (%)	η_c^h (%)	<i>RMSE</i> (%)
3	65,98	34,02	63,99	36,01	1,99
5	2,92	97,08	2,91	97,09	0,01
7	7,21	92,79	5,96	94,04	1,26
9	70,63	29,37	70,59	29,41	0,04
11	77,89	22,11	57,01	42,99	20,88
13	19,32	80,68	16,13	83,87	3,19
15	38,02	61,98	37,98	62,02	0,04

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

apresentados na Tabela 12, enquanto a Tabela 13 apresenta os resultados para os índices de corrente. É perceptível que os erros são maiores na maior parte das ordens, com um erro de estimativa significativamente elevado para a ordem 11.

Tabela 12 – Resultados para os índices de tensão utilizando o método SQP- $\omega = 10\%$

h	Real		Estimado		Erro
	η_u^h (%)	η_c^h (%)	η_u^h (%)	η_c^h (%)	<i>RMSE</i> (%)
3	95,06	4,94	95,21	4,79	0,14
5	11,61	88,39	7,96	92,04	3,64
7	15,71	84,29	12,32	87,68	3,38
9	78,29	21,71	78,77	21,23	0,48
11	78,78	21,22	48,84	51,16	29,93
13	15,04	84,96	8,68	91,32	6,37
15	25,54	74,46	24,99	75,01	0,55

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

As Tabelas 14 e 15 apresentam comparações dos erros de estimação entre os métodos de otimização utilizados, para cada ordem harmônica.

Para a aplicação em tempo real ou em sistemas de grande porte, o tempo computacional pode vir a ser uma variável de interesse, a Tabela 16 apresenta a comparação do tempo computacional para a resolução da metodologia para todas as ordens harmônicas. O tempo do método SQP é três vezes menor do que o

Tabela 13 – Resultados para os índices de corrente utilizando o método SQP-
 $\omega = 10\%$

h	Real		Estimado		Erro
	η_u^h (%)	η_c^h (%)	η_u^h (%)	η_c^h (%)	RMSE (%)
3	65,99	34,01	66,20	33,80	0,22
5	2,92	97,08	1,72	98,28	1,20
7	7,21	92,79	4,83	95,17	2,39
9	70,63	29,37	69,80	30,20	0,83
11	78,42	21,58	48,35	51,65	30,06
13	19,33	80,67	12,04	87,96	7,29
15	38,03	61,97	40,46	59,54	2,43

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Tabela 14 – Comparação dos erros RMSE entre Pontos Interiores e SQP- Projeção
de tensão

Ordem	RMSE (Pontos Interiores)	RMSE (SQP)
(3)	0,222	0,140
(5)	2,020	3,640
(7)	1,900	3,380
(9)	0,000	0,480
(11)	24,880	29,930
(13)	5,000	6,370
(15)	0,010	0,550

Fonte: Elaborada pelo autor 2024.

método de pontos interiores, porém, o MPI possui erros menores, como apresentado na Tabela 14.

5.2 SISTEMA TESTE IEEE BENCHMARK

Um sistema teste de referência proposto por Papič *et al.* (2018) é mostrado na Figura 21. Ele inclui uma rede de alta tensão de 110 kV e um transformador que converte alta tensão para média tensão (20 kV) para os barramentos da subestação. A partir daí, a energia é distribuída para três clientes através de linhas de média tensão. Cada cliente possui seu próprio equipamento para melhorar a qualidade de

Tabela 15 – Comparação do erro médio entre Pontos Interiores e SQP - Projeção de corrente

Ordem	RMSE (Pontos Interiores)	RMSE (SQP)
(3)	0,430	0,220
(5)	0,060	1,200
(7)	0,520	2,390
(9)	0,040	0,830
(11)	2,650	30,060
(13)	1,210	7,290
(15)	0,010	2,430

Fonte: Elaborada pelo autor(2024).

Tabela 16 – Comparação do tempo computacional em segundos entre Pontos Interiores e SQP

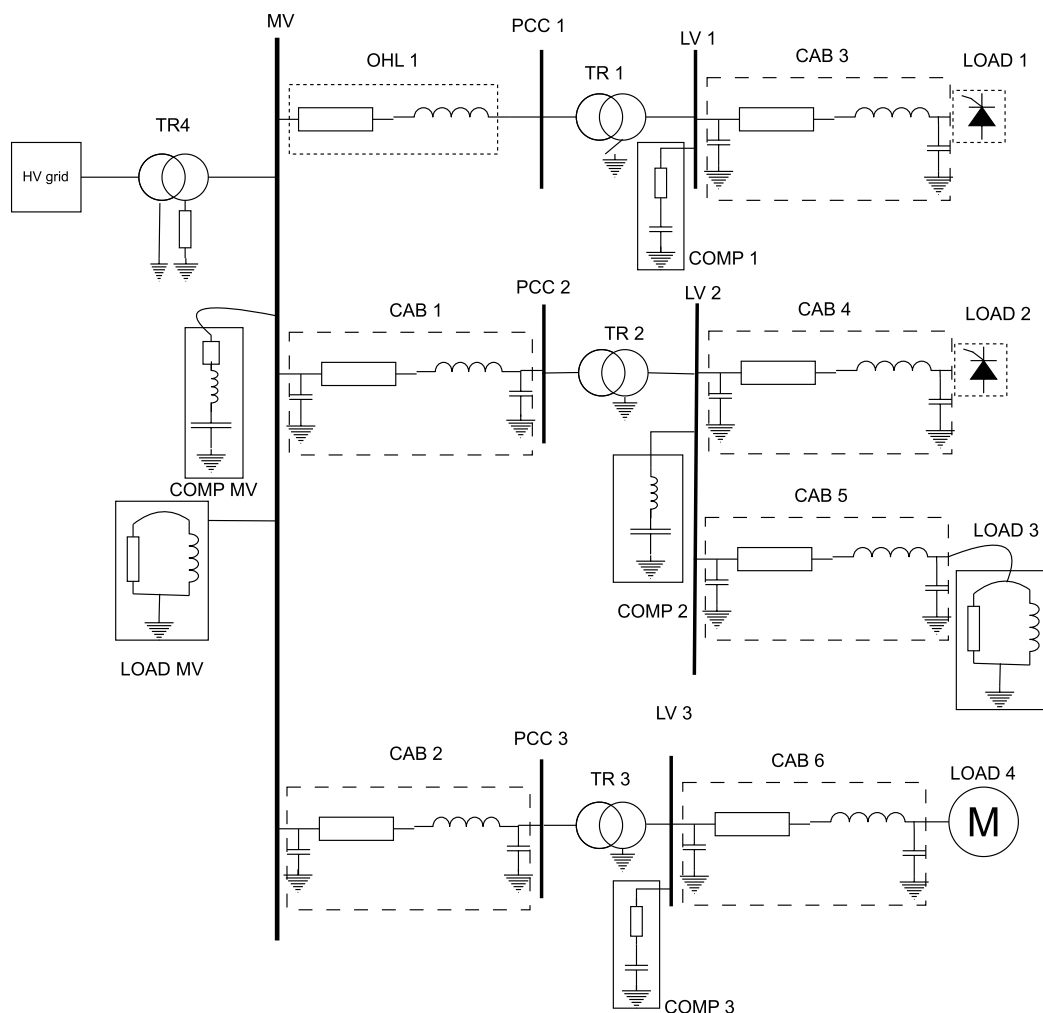
Pontos Interiores	SQP
0,1893 s	0,0651 s

Fonte: Elaborada pelo autor(2024).

energia: os clientes 1 e 3 estão equipados com bancos de capacitores para correção do fator de potência em seus sistemas de baixa tensão (LV, do inglês *low voltage*), enquanto o cliente 2 utiliza um filtro harmônico passivo sintonizado. Além disso, a concessionária opera seu próprio banco de capacitores para correção do fator de potência nos barramentos de média tensão (MV, do inglês *medium voltage*) localizados dentro da subestação. Outras cargas na subestação são modeladas como cargas lineares simples em paralelo. O modelo opera a uma frequência de 50 Hz. Nos PAC's 1 e 2 estão localizados retificadores tiristorizados que são as fontes harmônicas do sistema. Os parâmetros e configuração do sistema são detalhados na referência Papič *et al.* (2018) e no Apêndice B.

Este sistema consiste em três PAC's onde a análise harmônica é realizada. Assume-se que todos os equipamentos estão operacionais durante essa análise. O objetivo principal é atribuir a responsabilidade harmônica em termos percentuais tanto ao cliente (tudo a montante do PAC) quanto à empresa de utilidade (tudo a

Figura 21 – Sistema de Teste de Referência do IEEE para Avaliar Métodos de atribuição de responsabilidade harmônica.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

jusante do PAC). No problema de otimização, ω é considerado como sendo 10%. Isso significa que mesmo se os valores exatos das impedâncias do sistema forem desconhecidos devido a mudanças de carga ou modificações na topologia do sistema, o algoritmo ainda pode calcular os índices. A única exigência é garantir que os valores reais das impedâncias do sistema estejam dentro dos limites inferiores e superiores definidos no problema de otimização. No entanto, é importante notar

que um intervalo maior entre esses limites resulta em maiores erros de estimativa. Nessa análise, índices da projeção de tensão serão calculados, pois, em Papič *et al.* (2018), esses são os índices utilizados para o desenvolvimento do Benchmark.

A Tabela 17 apresenta os resultados de estimativa para o PAC 1 para índices de tensão, comparando-os com os valores reais. O algoritmo calcula com sucesso os índices de compartilhamento harmônico. No entanto, na 11ª harmônica, há um erro de 7%, atribuído à ressonância existente nesta ordem harmônica.

Tabela 17 – Índices de Responsabilidade Harmônica - PAC 1

h	Estimado		Real		Erro
	η_u^h (%)	η_c^h (%)	η_u^h (%)	η_c^h (%)	$RMSE$ (%)
5	33,00	67,00	33,17	66,83	0,17
7	30,94	69,06	30,49	69,51	0,45
11	28,4	71,6	21,4	78,6	7,00
13	45,34	54,66	48,8	51,2	3,46

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

A Tabela 18 apresenta os resultados para o PAC 2. Neste caso, o algoritmo calcula os índices com precisão, com o maior erro sendo apenas 0,89%.

Tabela 18 – Índices de Responsabilidade Harmônica - PAC 2

h	Estimado		Real		Erro
	η_u^h (%)	η_c^h (%)	η_u^h (%)	η_c^h (%)	$RMSE$ (%)
5	63,43	36,57	63,23	36,77	0,20
7	67,11	32,89	67,08	32,92	0,03
11	75,32	24,68	76,21	23,79	0,89
13	52,26	47,74	52,84	47,16	0,58

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

A Tabela 19 mostra os resultados para o PAC 3. Nesse cenário, não há fonte harmônica, o que significa que todas as harmônicas nesse ponto se originam do lado da concessionária. O algoritmo atribui uma pequena porção de responsabilidade

harmônica ao cliente, o que pode ser atribuído a erros de medição e à precisão do algoritmo.

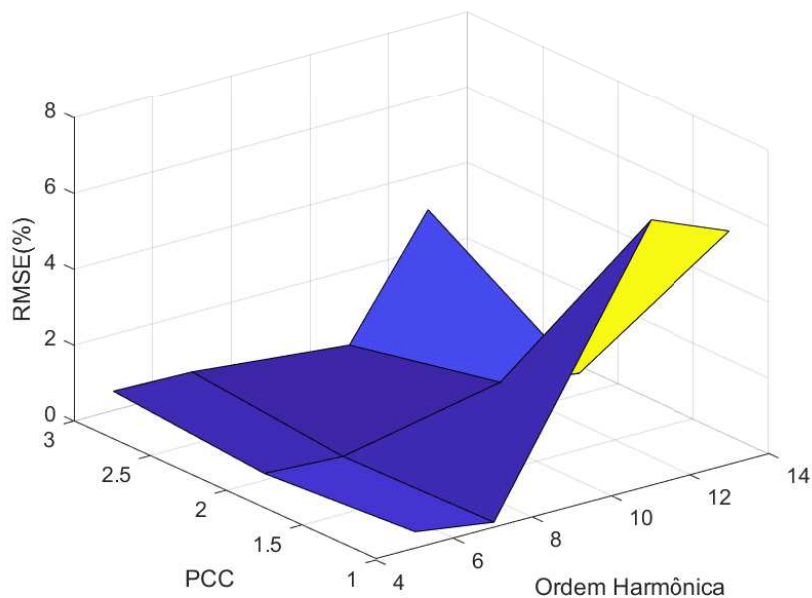
A Figura 22 resume o resultado dos erros de estimação por barra e por ordem harmônica. Pode-se perceber novamente que os maiores erros de estimação estão presentes nas ordens 11 e 13, nas barras 1 e 3.

Tabela 19 – Índices de Responsabilidade Harmônica - PAC 3

h	Estimado		Real		Erro
	η_u^h (%)	η_c^h (%)	η_u^h (%)	η_c^h (%)	$RMSE$ (%)
5	99,4	0,6	100	0	0,6
7	99,48	0,52	100	0	0,52
11	99,68	0,32	100	0	0,32
13	95,99	4,01	100	0	4,01

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Figura 22 – RMSE por barra e ordem harmônica.

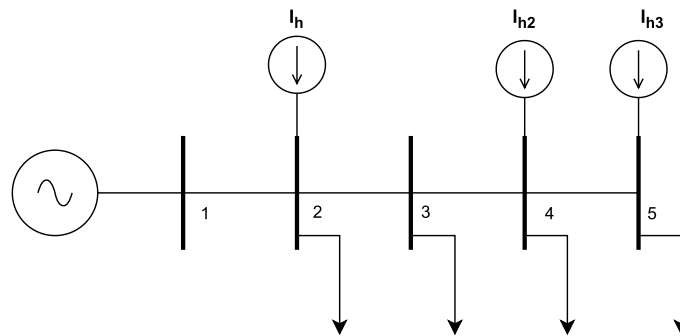


Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.3 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL

Nesta seção, um sistema radial originalmente proposto em Melo (2022), apresentado na Figura 24, é utilizado para testar a metodologia em um sistema radial típico com múltiplas barras.

Figura 23 – Sistema de distribuição tutorial de 5 barras



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Nesta aplicação, uma estratégia para obtenção de estimativas iniciais de valores de impedâncias harmônicas é utilizada para definir os limites inferiores e superiores do problema de otimização. A Tabela 20 apresenta o espectro harmônico utilizado nas injeções de correntes harmônicas das barras 2, 4 e 5. Os dados de rede e barra do sistema podem ser encontrados no Apêndice A.

Tabela 20 – Espectro Harmônico

Harmônica	Amplitude (%)	Fase
1	100	0
3	70,0	-265
5	75	-260
7	30	-320
11	2	0
13	1	0

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.3.1 Estratégias para obtenção de estimativas iniciais dos valores dos equivalentes de impedância

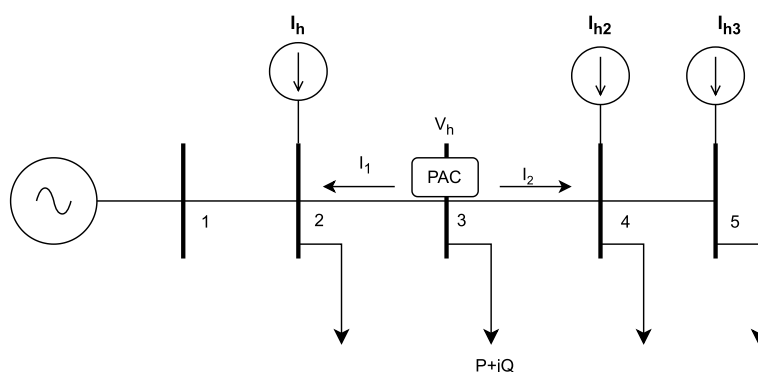
5.3.1.1 Supridor

A estratégia para obtenção dos limites superiores e inferiores do problema de otimização pressupõe que a impedância harmônica da rede (supridor) pode ser aproximada através da Equação (5.1) (OLIVEIRA *et al.*, 1991; MONTEIRO *et al.*, 2017):

$$Z_h = \frac{V_h}{I_h} \quad (5.1)$$

Para exemplificar a metodologia, a Figura 24 apresenta um sistema no qual a barra 3 é considerada como a barra PAC. Nesta barra, há uma carga linear representada pelo modelo de potência constante, onde a tensão é V_h . Considera-se que fluem da barra 3 duas correntes para as barras adjacentes, I_1 e I_2 .

Figura 24 – Sistema de distribuição tutorial de 5 barras



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

As impedâncias à jusante e montante são dadas por (5.2) e (5.3), respectivamente:

$$Z_h^1 = \frac{V_h}{I_1} \quad (5.2)$$

$$Z_h^2 = \frac{V_h}{I_2} \quad (5.3)$$

Para obter a aproximação da impedância equivalente vista do lado do consumidor faz-se o paralelo entre Z_h^1 e Z_h^2 através de (5.4):

$$Z_h^{Aprox.} = \frac{Z_h^1 \cdot Z_h^2}{Z_h^1 + Z_h^2} \quad (5.4)$$

5.3.1.2 Consumidores

Para a impedância do consumidor, utiliza-se a aproximação considerando a carga como sendo do tipo paralelo. Esse modelo é o mais utilizado para a análise harmônica em sistemas de potência (CIGRE, 2019). Os valores dos parâmetros do modelo paralelo podem ser estipulados a partir das equações apresentadas na Subseção 2.1.3.2.

5.3.2 Resultados das simulações

Nesta subseção, são apresentados os resultados das simulações computacionais que aplicam as estratégias previamente descritas para calcular os índices de responsabilidade utilizando o método VHT. Na barra 1, os índices não são calculados, pois essa representa uma barra infinita.

Um problema de otimização é formulado conforme a metodologia apresentada na Seção 4.1. As estimativas iniciais de impedâncias são utilizadas para definir os limites do problema de otimização, assegurando que os valores reais de impedância estejam dentro dos limites estabelecidos. Para isso, ω é definido como 20%. Assume-se que são medidos V_h^{PAC} e I_h^{PAC} no PAC com uma taxa de amostras $T=100$. O método de otimização utilizado na resolução foi o Método de Pontos Interiores.

A Tabela 21 apresenta os resultados de estimação para a Barra 2 para cada ordem harmônica, comparando-os com os valores calculados utilizando os valores reais e o método da superposição. A ordem harmônica que apresenta o maior erro é a 13^a. No entanto, o algoritmo foi capaz de atribuir a responsabilidade ao consumidor. Considerando que o índice foi calculado por meio de aproximações dos valores reais dos equivalentes de Norton, a metodologia demonstrou ser útil para estimar os índices nessa barra.

Tabela 21 – Índices de Tensão Estimados e Reais - Barra 2

h	Estimado		Real		Erro
	η_u^h (%)	η_c^h (%)	η_u^h (%)	η_c^h (%)	<i>RMSE</i> (%)
3	50,73	49,27	49,89	50,11	0,84
5	27,52	72,48	22,7	77,3	4,82
7	22,37	77,63	24,12	75,88	1,75
11	16,41	83,59	20,68	79,68	4,27
13	36,7	63,3	19,12	80,88	17,58

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Os resultados para a Barra 3 são apresentados na Tabela 22. Nessa barra, não há fonte harmônica, portanto, a contribuição é atribuída à concessionária (η_u). Observa-se que o algoritmo atribui uma pequena porcentagem ao consumidor, mesmo na ausência de uma fonte harmônica. Esses valores são decorrentes dos erros de estimação e das imprecisões dos instrumentos de medição, representados pela introdução de erros aleatórios nas medições de corrente e tensão.

Tabela 22 – Índices de Tensão Estimados e Reais - Barra 3

h	Estimado		Real		Erro
	η_u^h (%)	η_c^h (%)	η_u^h (%)	η_c^h (%)	<i>RMSE</i> (%)
3	99,81	0,19	100	0	0,19
5	97,91	2,09	100	0	2,09
7	96,78	3,22	100	0	3,22
11	99,68	0,32	100	0	0,32
13	99,82	0,18	100	0	0,18

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

A Tabela 23 apresenta os índices para a Barra 4. O maior erro ocorre na décima terceira ordem harmônica. No entanto, o algoritmo ainda atribui corretamente a responsabilidade à concessionária.

Os erros de estimação para a Barra 5 são apresentados na Tabela 24. Esta barra está associada a erros de até de 9,87% na terceira ordem harmônica. Contudo, mesmo com as aproximações, o algoritmo foi capaz de atribuir corretamente a

Tabela 23 – Índices de Tensão Estimados e Reais - Barra 4

h	Estimado		Real		Erro
	η_u^h (%)	η_c^h (%)	η_u^h (%)	η_c^h (%)	<i>RMSE</i> (%)
3	71,91	28,09	72,52	27,48	0,61
5	66,64	33,36	72,48	27,52	5,84
7	69,9	30,1	72,41	27,59	2,51
11	76,79	23,21	72,21	27,79	4,58
13	79,56	20,44	72,11	27,89	7,45

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

responsabilidade à concessionária. Isso demonstra que, mesmo na ausência dos valores reais de impedância, a estratégia apresentada é uma boa aproximação.

Tabela 24 – Índices de Tensão Estimados e Reais - Barra 5

h	Estimado		Real		Erro
	η_u^h (%)	η_c^h (%)	η_u^h (%)	η_c^h (%)	<i>RMSE</i> (%)
3	12,78	87,22	2,91	97,09	9,87
5	9,99	90,01	4,62	95,38	5,37
7	4,82	95,18	6,2	93,8	1,38
11	12,3	87,7	8,95	91,05	3,35
13	18,61	81,39	10,18	89,82	8,43

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.3.3 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou testes em três sistemas distintos a fim de explorar a aplicação da metodologia e validar a mesma. Comparações entre o método de pontos interiores e programação quadrática sequencial foram apresentadas, mostrando maior acurácia para a primeira opção, embora esteja associado a um tempo computacional um pouco maior em relação à segunda opção. Os resultados se mostraram satisfatórios considerando incertezas nos valores estipulados de impedância harmônica e erros aleatórios de medição, demonstrando a aplicabilidade da metodologia proposta.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo tem como objetivo apresentar as conclusões gerais do trabalho realizado, destacando as principais contribuições e os avanços alcançados em relação à determinação da contribuição harmônica em sistemas elétricos. Além disso, serão discutidas as limitações encontradas ao longo do estudo e como elas foram abordadas. Por fim, o capítulo também oferece sugestões para trabalhos futuros, propondo novas direções de pesquisa que podem complementar e expandir os resultados obtidos, bem como explorar novas aplicações da metodologia desenvolvida.

6.1 Conclusões finais

Esta dissertação apresenta uma nova abordagem para resolver o problema da determinação da contribuição harmônica, utilizando um problema de otimização como ferramenta principal. Na formulação desse problema, foi aplicado o princípio da sobreposição, que serviu como base para o desenvolvimento das equações e das restrições de igualdade envolvidas.

Uma característica distintiva da metodologia proposta é o tratamento das impedâncias equivalentes do sistema de fornecimento e do consumidor como variáveis de estado. Essa abordagem oferece uma vantagem significativa ao permitir a determinação das contribuições harmônicas mesmo na ausência de valores exatos das impedâncias, que muitas vezes são desconhecidos ou incertos em aplicações práticas.

Para validar a eficácia da metodologia proposta, foram realizadas simulações em dois sistemas distintos: um sistema simples de distribuição de média tensão equivalente e o sistema de teste de referência IEEE. O primeiro sistema, representativo de uma rede de distribuição típica, e o segundo, amplamente utilizado para fins de *benchmarking* na comunidade técnica, foram selecionados para avaliar a precisão e a robustez do método na determinação da contribuição harmônica.

Especificamente, o sistema IEEE utilizado para a avaliação possui três barramentos de carga, dos quais dois são caracterizados pela presença de cargas não lineares. Essa configuração foi escolhida intencionalmente para permitir uma análise

detalhada e precisa da responsabilidade de cada carga sobre as distorções harmônicas no sistema. O Método do Vetor Harmônico de Tensão foi aplicado para calcular a contribuição percentual de cada lado do sistema — tanto dos consumidores quanto do supridor de energia — para a distorção harmônica total. Esse método revelou-se eficaz ao proporcionar uma análise detalhada das componentes harmônicas presentes nas tensões do sistema elétrico, o que é crucial para uma avaliação precisa da qualidade de energia.

As comparações realizadas entre os valores reais dos índices de contribuição harmônica e aqueles obtidos através da resolução do problema de otimização demonstraram que o algoritmo desenvolvido apresenta resultados satisfatórios em ambos os sistemas testados. Os índices calculados mostraram-se bastante próximos dos valores reais, evidenciando a acurácia da metodologia, mesmo em cenários onde os parâmetros do sistema não são perfeitamente conhecidos.

Além disso, a dissertação propõe uma estratégia específica para a definição dos limites superiores e inferiores das variáveis de estado em sistemas radiais, ilustrada através de um sistema tutorial de 5 barras. Essa estratégia mostrou-se fundamental para garantir a confiabilidade dos resultados obtidos, especialmente em situações onde há incerteza nos valores das impedâncias. No entanto, os resultados também indicaram que é crucial que os valores reais dos parâmetros do sistema estejam contidos dentro dos limites estabelecidos pelo problema de otimização. Caso contrário, pode haver uma degradação na precisão dos índices calculados, particularmente em frequências que se aproximam das ressonâncias de impedância do sistema, onde os erros de estimativa tendem a ser mais elevados.

Em resumo, a metodologia proposta nesta dissertação não apenas fornece uma solução precisa para a determinação da contribuição harmônica em sistemas elétricos, mas também oferece uma maneira de lidar com incertezas nos parâmetros do sistema, o que a torna aplicável em uma ampla gama de cenários práticos. A pesquisa contribui significativamente para o campo da qualidade de energia, ao apresentar um modelo de otimização que permite uma avaliação detalhada e precisa das responsabilidades harmônicas, mesmo em condições desafiadoras de operação.

6.2 Trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, sugere-se:

1. Teste da Metodologia em Diversos Tipos de Sistemas

- 1.1. **Sistemas de Transmissão:** Avaliar a eficácia do método em sistemas de transmissão de energia elétrica contendo geração eólica e dispositivos tiristorizados;
- 1.2. **Sistemas de Distribuição Multifásicos:** Testar o método em sistemas multifásicos para verificar a aplicabilidade e a precisão dos resultados em condições adversas incluindo problemas de tensão de deslocamento de neutro, e desequilíbrio entre fases e cargas desbalanceadas.

2. Desenvolvimento de Estratégias para Mitigação de Erros

- 2.1. **Erros Próximos às Frequências de Ressonância:** Criar estratégias específicas para minimizar os erros associados às frequências de ressonância no sistema e de equipamentos diversos como os transformadores de instrumentação.

3. Desenvolvimento de Metodologia Mais Robusta:

- 3.1. **Definição dos Limites do Problema de Otimização:** Desenvolver uma metodologia mais robusta para definir com maior exatidão os valores dos limites no problema de otimização usando restrições com limites flexíveis que podem ser relaxados iterativamente.

REFERÊNCIAS

- ABU-HASHIM, R.; BURCH, R.; CHANG, G.; GRADY, M.; GUNTHER, E.; HALPIN, M.; HARZIADONIN, C.; LIU, Y.; MARZ, M.; ORTMAYER, T. *et al.* Test systems for harmonics modeling and simulation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 14, n. 2, p. 579–587, 1999.
- ADINEH, B.; KEYPOUR, R.; DAVARI, P.; BLAABJERG, F. Review of harmonic mitigation methods in microgrid: From a hierarchical control perspective. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, IEEE, v. 9, n. 3, p. 3044–3060, 2020.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília, DF, Brasil, 2024.
- AHMADI-GORJAYI, F.; MOHSENIAN-RAD, H. A physics-aware miqp approach to harmonic state estimation in low-observable power distribution systems using harmonic phasor measurement units. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 14, n. 3, p. 2111–2124, 2022.
- ALTGOTT, A. S.; MELO, I. D. Power system contingency assessment considering harmonic distortions: a sensitivity analysis based on the compensation theorem. **Electrical Engineering**, Springer, p. 1–12, 2024.
- ANGUSWAMY, M. P.; DATTA, M.; MEEGAHAPOLA, L.; VAHIDNIA, A. Distribution network power quality insights with optimally placed micro-pmus incorporating synthetic and real field data. **IEEE Access**, IEEE, v. 11, p. 118737–118761, 2023.
- ANTICH, R. E. Comparação de métodos genéticos e sqp para otimização de resposta em frequência em sistemas vibroacústicos. 2011.
- ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. **Power system harmonics**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2004.
- BOROYEVICH, D.; CVETKOVIC, I.; BURGOS, R.; DONG, D. Intergrid: A future electronic energy network? **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, IEEE, v. 1, n. 3, p. 127–138, 2013.
- BURCH, R.; CHANG, G.-k.; HATZIADONIU, C.; GRADY, M.; LIU, Y.; MARZ, M.; ORTMAYER, T.; RANADE, S.; RIBEIRO, P.; XU, W. Impact of aggregate

linear load modeling on harmonic analysis: A comparison of common practice and analytical models. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 18, n. 2, p. 625–630, 2003.

CANTARERO, M. M. V. Of renewable energy, energy democracy, and sustainable development: A roadmap to accelerate the energy transition in developing countries. **Energy Research & Social Science**, Elsevier, v. 70, p. 101716, 2020.

CARTA, A.; LOCCI, N.; MUSCAS, C. A pmu for the measurement of synchronized harmonic phasors in three-phase distribution networks. **IEEE Transactions on instrumentation and measurement**, IEEE, v. 58, n. 10, p. 3723–3730, 2009.

CIGRE. **Network modelling for harmonic studies**. [S.l.], 2019. Disponível em: <https://www.e-cigre.org/publications/detail/766-network-modelling-for-harmonic-studies.html>.

DORIGO, M.; BIRATTARI, M.; STUTZLE, T. Ant colony optimization. **IEEE computational intelligence magazine**, IEEE, v. 1, n. 4, p. 28–39, 2006.

DUOANDIKOETXEA, J. **Fourier analysis**. [S.l.]: American Mathematical Society, 2024. v. 29.

EROĞLU, H.; CUCE, E.; CUCE, P. M.; GUL, F.; ISKENDEROĞLU, A. Harmonic problems in renewable and sustainable energy systems: A comprehensive review. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, Elsevier, v. 48, p. 101566, 2021.

ESLAMI, A.; NEGNEVITSKY, M.; FRANKLIN, E.; LYDEN, S. Review of ai applications in harmonic analysis in power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 154, p. 111897, 2022.

FARHOODNEA, M.; MOHAMED, A.; SHAREEF, H.; KHAN, R. A. J. An improved method for determining contribution of utility and customer harmonic distortions in a power distribution system. **International Journal on Electrical Engineering and Informatics**, v. 2, n. 3, p. 204, 2010.

FERDINAND, R.; CUPELLI, M.; MONTI, A. Multipoint synchronized recordings in offshore wind farms with continuous measurement power quality meters. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, IEEE, v. 67, n. 12, p. 2785–2795, 2018.

GIANESINI, B. M.; SANTOS, I. N.; RIBEIRO, P. F. Comparison of methods for determining harmonic distortion contributions using the iee benchmark test system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, 2023.

IEC/TR. **Electromagnetic Compatibility (EMC) - 61000-3-6: Limits - Assessment of Emission Limits for the Connection of Distorting Installations to MV, HV and EHV Power Systems**. Geneva, Switzerland, 2008.

JAIN, S. K.; JAIN, P.; SINGH, S. N. A fast harmonic phasor measurement method for smart grid applications. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 8, n. 1, p. 493–502, 2016.

JIA, K.; DONG, X.; WEN, Z.; WU, W.; BI, T. Harmonic injection based fault ride-through control of mmc-hvdc connected offshore wind farms. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 14, n. 3, p. 1796–1806, 2023.

JIANG, W.-z.; SU, N.; DING, L.-p.; QIU, S.-y. Assessment method of harmonic emission level based on the improved weighted support vector machine regression. In: WORLD SCIENTIFIC. **Proceedings of the 2015 International Conference on Applied Mechanics, Mechatronics and Intelligent Systems (AMMIS2015)**. [S.l.], 2016. p. 853–863.

KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; SCHMIDT, H. P. **Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica**. [S.l.]: Editora Blucher, 2009.

KALAIR, A.; ABAS, N.; KALAIR, A. R.; SALEEM, Z.; KHAN, N. Review of harmonic analysis, modeling and mitigation techniques. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 78, p. 1152–1187, 2017.

KALAIR, A.; ABAS, N.; SALEEM, M. S.; KALAIR, A. R.; KHAN, N. Role of energy storage systems in energy transition from fossil fuels to renewables. **Energy Storage**, Wiley Online Library, v. 3, n. 1, p. e135, 2021.

KARIMZADEH, F.; ESMAEILI, S.; HOSSEINIAN, S. H. Method for determining utility and consumer harmonic contributions based on complex independent component analysis. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 2, p. 526–534, 2016. Disponível em: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2015.0997>.

LIU, Z.; XU, Y.; JIANG, H.; TAO, S. Study on harmonic impedance estimation and harmonic contribution evaluation index. **IEEE Access**, IEEE, v. 8, p. 59114–59125, 2020.

MAHELA, O. P.; KHAN, B.; ALHELOU, H. H.; TANWAR, S.; PADMANABAN, S. Harmonic mitigation and power quality improvement in utility grid with solar energy penetration using distribution static compensator. **IET Power Electronics**, Wiley Online Library, v. 14, n. 5, p. 912–922, 2021.

- MELO, I. D.; ANTUNES, M. P. A novel approach for harmonic responsibility assessment based on an optimization model. **Electrical Engineering**, Springer, p. 1–12, 2022.
- MELO, I. D.; PEREIRA, J. L.; RIBEIRO, P. F.; VARIZ, A. M.; OLIVEIRA, B. C. Harmonic state estimation for distribution systems based on optimization models considering daily load profiles. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 170, p. 303–316, 2019.
- MELO, I. D.; PEREIRA, J. L.; RIBEIRO, P. F.; VARIZ, A. M.; OLIVEIRA, B. C. Harmonic state estimation for distribution systems based on optimization models considering daily load profiles. **Electric Power Systems Research**, v. 170, p. 303–316, 2019. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779619300458>.
- MELO, I. D.; PEREIRA, J. L.; VARIZ, A. M.; RIBEIRO, P. F. Allocation and sizing of single tuned passive filters in three-phase distribution systems for power quality improvement. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 180, p. 106128, 2020.
- MELO, I. D. d. Estimação estática de estados harmônicos em redes trifásicas de distribuição monitoradas por pmus: uma abordagem considerando curvas diárias de carga. 2018.
- MELO, I. D. de. **Estimação de estados: uma abordagem sistêmica sobre qualidade de energia**. [S.l.]: Editora Edgard Blucher Ltda, 2022.
- MELO, I. D. de; PEREIRA, J. L. R.; DUQUE, C. A.; ANTUNES, M. P.; SILVA, L. R. M.; SOUZA, M. A. de. Power quality monitoring using synchronized phasor measurements: An approach based on hardware-in-the-loop simulations. In: **2019 IEEE Milan PowerTech**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6.
- MENEGHIN, C. A.; VARIZ, A. M.; MELO, I. D.; PEREIRA, J. L. R. Análise comparativa dos modelos de linha de transmissão no domínio harmônico. In: **Congresso Brasileiro de Automática-CBA**. [S.l.: s.n.], 2020. v. 2, n. 1.
- MONTEIRO, H. L.; DUQUE, C. A.; SILVA, L. R.; MEYER, J.; STIEGLER, R.; TESTA, A.; RIBEIRO, P. F. Harmonic impedance measurement based on short time current injections. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 148, p. 108–116, 2017.
- OLIVEIRA, A. D.; OLIVEIRA, J. D.; RESENDE, J.; MISKULIN, M. Practical approaches for ac system harmonic impedance measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 6, n. 4, p. 1721–1726, 1991.

OLIVEIRA, B. C. de; PEREIRA, J. L.; ALVES, G. d. O.; MELO, I. D.; SOUZA, M. A. de; GARCIA, P. A. Decentralized three-phase distribution system static state estimation based on phasor measurement units. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 160, p. 327–336, 2018.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **Procedimento de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2024.

ORTMEYER, T.; RIBEIRO, P. Modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks. ii. sample systems and examples. **IEEE transactions on power delivery**, IEEE, New York, NY, v. 11, n. 1, p. 466–474, 1996. ISSN 0885-8977.

PAPIČ, I.; MATVOZ, D.; ŠPELKO, A.; XU, W.; WANG, Y.; MUELLER, D.; MILLER, C.; RIBEIRO, P. F.; LANGELLA, R.; TESTA, A. A benchmark test system to evaluate methods of harmonic contribution determination. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 34, n. 1, p. 23–31, 2018.

PARK, J. I.; LEE, H.; YOON, M.; PARK, C. H. A novel method for assessing the contribution of harmonic sources to voltage distortion in power systems. **IEEE Access**, v. 8, p. 76568–76579, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2989000>.

SAFARGHOLI, F.; MALEKIAN, K.; SCHUFFT, W. On the dominant harmonic source identification—part i: Review of methods. **IEEE Transactions on Power delivery**, IEEE, v. 33, n. 3, p. 1268–1277, 2017.

SAFARGHOLI, F.; MALEKIAN, K.; SCHUFFT, W. On the dominant harmonic source identification—part ii: Application and interpretation of methods. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 33, n. 3, p. 1278–1287, 2017.

SAMPAIO, K. R. A.; BATISTA, V. O atual cenário da produção de energia eólica no brasil: Uma revisão de literatura. **Research, Society and Development**, v. 10, n. 1, p. e57710112107–e57710112107, 2021.

SANGWONGWANICH, A.; YANG, Y.; SERA, D.; SOLTANI, H.; BLAABJERG, F. Analysis and modeling of interharmonics from grid-connected photovoltaic systems. **IEEE Transactions on power electronics**, IEEE, v. 33, n. 10, p. 8353–8364, 2018.

SANTOS, A.; OLIVEIRA, J.; SANTOS, I. A comparative analysis between methodologies for responsibility assignment on harmonic distortions. **Renewable Energy & Power Quality Journal (RE&PQJ)**, v. 1, p. 312, 2015.

SANTOS, A. C. dos; SANTOS, I. N.; OLIVEIRA, J. C. de. Capacitor switching methodology for responsibility sharing of harmonic voltage distortions. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 29, n. 12, p. e12135, 2019. Art. no. e12135.

SANTOS, I. N.; OLIVEIRA, J. C. d.; JR, J. R. M. Método da superposição modificado como uma nova proposta para atribuição de responsabilidades sobre as distorções harmônicas. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, SciELO Brasil, v. 23, p. 782–796, 2012.

SANTOS, I. N. *et al.* Uma contribuição à avaliação de desempenho dos principais métodos para a atribuição de responsabilidades sobre as distorções harmônicas. Universidade Federal de Uberlândia, 2007.

SHA, H.; MEI, F.; ZHANG, C.; PAN, Y.; ZHENG, J.; LI, T. Multi-harmonic sources harmonic contribution determination based on data filtering and cluster analysis. **IEEE Access**, IEEE, v. 7, p. 85276–85285, 2019.

SHU, Q.; WU, Y.; XU, F.; ZHENG, H. Estimate utility harmonic impedance via the correlation of harmonic measurements in different time intervals. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 35, n. 4, p. 2060–2067, 2019.

SINGH, G. K. Power system harmonics research: a survey. **European Transactions on Electrical Power**, Wiley Online Library, v. 19, n. 2, p. 151–172, 2009.

SRINIVASAN, K.; JUTRAS, R. Conforming and non-conforming current for attributing steady state power quality problems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 13, n. 1, p. 212–217, 1998.

TANAKA, T.; AKAGI, H. A new method of harmonic power detection based on the instantaneous active power in three-phase circuits. **IEEE transactions on power delivery**, IEEE, v. 10, n. 4, p. 1737–1742, 1995.

WEILE, D. S.; MICHELSEN, E. Genetic algorithm optimization applied to electromagnetics: A review. **IEEE Transactions on Antennas and Propagation**, IEEE, v. 45, n. 3, p. 343–353, 1997.

XU, W. Power direction method cannot be used for harmonic source detection. In: IEEE. **2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No. 00CH37134)**. [S.l.], 2000. v. 2, p. 873–876.

XU, W. Status and future directions of power system harmonic analysis. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004**. [S.l.: s.n.], 2004. p. 756–761 Vol.1.

XU, W.; AHMED, E. E.; ZHANG, X.; LIU, X. Measurement of network harmonic impedances: practical implementation issues and their solutions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 17, n. 1, p. 210–216, 2002.

XU, W.; LIU, Y. A method to determine customer harmonic contributions for incentive-based harmonic control applications. In: **1999 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.99CH36364)**. [S.l.: s.n.], 1999. v. 1, p. 361–366 vol.1.

XU, W.; LIU, Y. A method for determining customer and utility harmonic contributions at the point of common coupling. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 2, p. 804–811, 2000.

YANG, N.-C.; HSU, Y.-W. Opendss-based harmonic power flow analysis for distribution systems with passive power filters. **IEEE Access**, IEEE, v. 11, p. 69190–69203, 2023.

ZHANG, S.; SHINWARI, R.; ZHAO, S. *et al.* Energy transition, geopolitical risk, and natural resources extraction: a novel perspective of energy transition and resources extraction. **Resources Policy**, Elsevier, v. 83, p. 103608, 2023.

ZHAO, J.; YANG, H.; PAN, A.; XU, F. An improved complex ica based method for wind farm harmonic emission levels evaluation. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 179, p. 106105, 2020.

ZHAO, X.; YANG, H. A new method to calculate the utility harmonic impedance based on fastica. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 31, n. 1, p. 381–388, 2015.

APÊNDICE A – DADOS DE LINHA E DE BARRAS DO SISTEMA DE 5 BARRAS

As Tabelas 25 e 26 mostram os dados referentes às barras e à rede, respectivamente, do sistema de 5 barras utilizado nas simulações computacionais descritas na subseção 5.3. A barra 1 é a barra de referência enquanto as demais barras são barras de carga. Nos dados de rede são apresentados os valores de reatância e resistência série das linhas entre as barras em porcentagem.

Tabela 25 – Tabela de Dados de Barra.

Barra	V[pu]	$\theta[rad]$	Pg[kW]	Qg[kVAr]	Pl[kW]	Ql[kVAr]	tipo
1	1	0	0	0	0	0	V θ
2	1	0	0	0	25.0	15.0	PQ
3	1	0	0	0	20.0	13.0	PQ
4	1	0	0	0	23.0	12.0	PQ
5	1	0	0	0	21.0	5.0	PQ

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Tabela 26 – Tabela de Dados de Rede.

B_DE	B_PARA	r%	x%	ysht_linha
1	2	2	5	0.0
2	3	2	5	0.0
3	4	2	5	0.0
4	5	2	5	0.0

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

APÊNDICE B – DADOS DO SISTEMA TESTE IEEE

A Tabela 27 apresenta as especificações gerais dos transformadores utilizados no sistema. As informações incluem a potência nominal trifásica, a frequência nominal, as tensões L-L dos enrolamentos primário e secundário, e a conexão dos enrolamentos.

Tabela 27 – Dados Gerais dos Transformadores

Dados	Transformador HV/MV	TR 4
Potência nominal trifásica	$S_n = 20$ MVA	$S_n = 0.4$ MVA
Frequência nominal	50 Hz	50 Hz
Tensão L-L dos enrolamentos primário/secundário	110.0 kV / 21.0 kV	21.0 kV / 0.42 kV
Conexão dos enrolamentos primário/secundário	YN/yn	D/y, D atrasa

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Informações sobre a reatância de sequência positiva e as perdas associadas aos transformadores MV/LV TR 1 e TR 2/3 são apresentadas na Tabela 28. A tabela detalha a reatância de sequência positiva em porcentagem, além das perdas em vazio e de cobre, e a presença de saturação.

Tabela 28 – Características de Reatância e Perdas dos Transformadores

Dados	MV/LV TR 1	TR 2/3
Reatância de sequência positiva	$u_{sc} = 6\%$	$u_{sc} = 4\%$
Perdas em vazio	$P_{Fe} = 0$ W	$P_{Fe} = 0$ W
Perdas de cobre	$P_{Cu} = 0$ W	$P_{Cu} = 0$ W
Saturação	nenhuma	nenhuma

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

A Tabela 29 apresenta as características das linhas de média tensão (MV) no sistema. Inclui informações sobre tensão nominal, resistência, indutância, capacitância por quilômetro e comprimento das linhas.

Os detalhes das linhas de baixa tensão (LV) são fornecidos na Tabela 30. A tabela apresenta a tensão nominal, resistência, indutância e capacitância para cada uma das linhas CAB 3 a CAB 6.

Tabela 29 – Dados das Linhas MV

Dados	Linha Tipo OHL 1	CAB 1	CAB 2
Tensão nominal	20 kV	20 kV	20 kV
Resistência/km	$R = 0.57 \Omega/\text{km}$	$R = 0.5 \Omega/\text{km}$	$R = 0.5 \Omega/\text{km}$
Indutância/km	$L = 0.38 \text{ mH}/\text{km}$	$L = 0.45 \text{ mH}/\text{km}$	$L = 0.45 \text{ mH}/\text{km}$
Capacitância/km	nenhuma	$C = 0.09 \mu\text{F}/\text{km}$	$C = 0.09 \mu\text{F}/\text{km}$
Comprimento	1 km	2 km	1.5 km

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Tabela 30 – Dados das Linhas LV

Dados	CAB 3	CAB 4	CAB 5	CAB 6
Tensão nominal	0.4 kV	0.4 kV	0.4 kV	0.4 kV
Resistência	$R = 0.006 \Omega$	$R = 0.002 \Omega$	$R = 0.002 \Omega$	$R = 0.0015 \Omega$
Indutância	$L = 0.3 \text{ mH}$	$L = 0.1 \text{ mH}$	$L = 0.2 \text{ mH}$	$L = 0.05 \text{ mH}$
Capacitância	$C = 0.0005 \mu\text{ F}$	$C = 0.0002 \mu\text{ F}$	$C = 0.0003 \mu\text{ F}$	$C = 0.0001 \mu\text{ F}$

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

A Tabela 31 detalha os parâmetros das cargas conectadas ao sistema IEEE, incluindo retificadores de tiristores, bancos de capacitores e cargas lineares em diferentes pontos de conexão (PCCs). Ela também apresenta informações sobre o fator de potência e as condições operacionais dos transformadores e cargas, essenciais para a simulação e análise do comportamento da rede sob várias condições operacionais.

Tabela 31 – Parâmetros das cargas do sistema IEEE

Elemento da Rede	Caso C
Cliente 1 (PCC 1)	
Retificador de tiristores 1 (fonte harmônica)	Ordem alfa: $\alpha = 12^\circ$, $L_{\text{coup}} = 0.1 \text{ mH}$, $R_{\text{DC}} = 1.0 \Omega$
Banco de capacitores	LIGADO, $C_{\text{LV}} = 597 \mu\text{F}$ ($Q_n = 90 \text{ kVAr}$, C_{LV} conectado em delta), $R_{\text{C LV}} = 0.00533 \Omega$
Fator de potência (PF) no PCC1	0.982
Cliente 2 (PCC 2)	
Retificador de tiristores 2 (fonte harmônica)	Ordem alfa: $\alpha = 12^\circ$, $L_{\text{coup}} = 0.1 \text{ mH}$, $R_{\text{DC}} = 1.0 \Omega$
Carga linear	$R_{L3} = 1 \Omega$, $L_{L3} = 0.01 \text{ H}$, $P = 160 \text{ kW}$, $Q = 51 \text{ kvar}$
Banco de capacitores	LIGADO, $C_{\text{PHF}} = 786 \mu\text{F}$, $L_{\text{PHF}} = 0.215 \text{ mH}$ ($Q_n = 125 \text{ kvar}$, C_{PHF} conectado em delta, $f_r = 223.6 \text{ Hz}$), $R_{\text{PHF}} = 0.00405 \Omega$
Fator de potência (PF) no PCC2	0.993
Cliente 3 (PCC 3)	
Tensão interna do motor de indução (L2-L1)	$U_{\text{ROT}} = 378.03 \text{ V}$, $\phi_{\text{ROT}} = 49.17^\circ$
Tensão terminal do motor de indução (L2-L1)	$U = 393.95 \text{ V}$, $\phi = 21.94^\circ$, $P = 600 \text{ kW}$, $Q = 291 \text{ kVAr}$ (PF = 0.9)
Banco de capacitores	LIGADO, $C_{\text{LV}} = 995 \mu\text{F}$ ($Q_n = 150 \text{ kVAr}$, C_{LV} conectado em delta), $R_{\text{C LV}} = 0.00320 \Omega$
Fator de potência (PF) no PCC3	0.970
Carga MV Equivalente	
Carga linear	$R_{\text{MV}} = 180 \Omega$, $L_{\text{MV}} = 2 \text{ H}$, $P = 7.24 \text{ MW}$, $Q = 2.11 \text{ MVar}$
Banco de capacitores MV	LIGADO, $C_{\text{MV}} = 8.75 \mu\text{F}$, $L_{\text{CMV}} = 0.5 \text{ mH}$ (reator de inrush, $Q_n = 1.1 \text{ MVar}$, conectado em estrela), $R_{\text{CMV}} = 0.3638 \Omega$
Transformador HV/MV Condições no lado MV do transformador	$P = 8.09 \text{ MW}$, $Q = 1.02 \text{ MVar}$, $PF = 0.992$

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).